2018
IL GRUPPO IN BREVE

Acsm Agam
L'ENERGIA CHE UNISCE

INDICE

LETTERA DEL PRESIDENTE 2

IL PROFILO DEL GRUPPO 4

CORPORATE HIGHLIGHTS 6

FINANCIAL HIGHLIGHTS 10

IMPEGNO SOSTENIBILE 12

INNOVAZIONE 13

ORGANI SOCIALI ACSM-AGAM S.P.A. 14

COMPOSIZIONE AZIONARIATO 15

LETTERA DEL PRESIDENTE

La nostra nuova Multiutility ha pochi mesi di vita ma già un importante presente da raccontare. Questo bilancio, pur vedendo le nuove realtà confluite in Acsm Agam dall'aggregazione solo limitatamente al secondo semestre 2018, considerato che lo *start up* della nuova società risale al primo luglio, documenta comunque una realtà solida dal punto di vista industriale e finanziario, impegnata nella valorizzazione delle attività tradizionali e dei nuovi business, grazie alle sinergie fra tutte le aziende del nuovo gruppo e al *know how* del socio di riferimento, A2A.

Siamo giovani, ambiziosi. Però concreti.

L'obiettivo è portare a valore il progetto di integrazione che ha accresciuto la massa critica e la capacità di competizione sul mercato, interessato da sfide cruciali in particolare negli ambiti della Distribuzione (gare Atem) e della Vendita (liberalizzazione), preservando l'identità locale che è un patrimonio su cui fare leva e impostare tutte le nostre azioni tese a confermare la centralità del cliente.

Le comunità di cui siamo espressione e per le quali operiamo ci riconoscono come un punto di riferimento affidabile, caratterizzato dalla specializzazione e dalla visione, e ormai ci identificano non solo come fornitore di energia e prestazioni ma anche quale partner in tutti i temi legati all'efficientamento dei consumi, all'uso corretto e migliore delle risorse.

Il documento approvato dal Consiglio di Amministrazione di Acsm Agam, quest'anno affiancato per la prima volta dal Bilancio di Sostenibilità, è imperniato su alcuni indirizzi chiave.

I clienti - famiglie, professionisti, imprese, amministrazioni locali - sono stabilmente al centro delle nostre politiche e orientano le strategie in materia di prodotto, prestazione, innovazione.

Investiamo sia nella rete degli sportelli sia nelle diverse applicazioni del digitale, proprio al fine di confermare la peculiarità del radicamento e corrispondere ai differenti bisogni in maniera versatile.

L'innovazione sostenibile, garantita dalle nostre business unit, in particolare quella attiva nelle tecnologie, è a disposizione delle città. Siamo entrati nel mercato della *smart city*, abbiamo firmato convenzioni per l'efficientamento dei condomini e la diffusione delle colonnine di ricarica per alimentare la mobilità elettrica e siamo diventati punto di riferimento per i nostri Comuni per quanto concerne i progetti di illuminazione pubblica.

Il gruppo Acsm Agam ha progetti ambiziosi per il futuro in tutte le attività che gestisce, basti ricordare che nel Business Plan 2019-23 ha previsto di investire risorse molto rilevanti: nel quinquennio complessivamente pari a circa 570 milioni di Euro.

Per tornare ai risultati del 2018 evidenzio che presentano un Ebidta ante partite non ricorrenti pari a 51,5 milioni di Euro. Il risultato netto di gruppo risulta di 10,7 milioni di Euro.

Sono in miglioramento sia il rapporto tra l'indebitamento finanziario netto e il patrimonio netto (il cosiddetto *leverage*), sia quello fra posizione finanziaria netta ed Ebitda.

Se abbiamo cominciato a conseguire risultati e prospettive significativi, lo dobbiamo allo sforzo corale che è stato profuso ed è tuttora in corso attraverso le iniziative aziendali volte all'ulteriore messa a frutto dell'integrazione.

Desidero ringraziare tutti i dipendenti, interpreti e promotori di una nuova cultura aziendale, che ha generato progetti specifici di coinvolgimento e lavoro in team, iniziative di cui potranno beneficiare sia le singole professionalità interne sia le prospettive complessive di un Gruppo che si pone l'obiettivo di rappresentare un modello di impresa evoluto.

Ho parlato spesso di rispetto durante le presentazioni pubbliche della nostra realtà che abbiamo portato in tutti i comprensori che l'hanno costituita. Rispetto dei tempi di costituzione dell'aggregazione. Rispetto delle persone che l'hanno realizzata. Rispetto delle reciproche identità territoriali.

Ora, dopo neanche un anno dalla creazione della Multiutility, a giudicare da questo bilancio, posso sottolineare anche il rispetto delle attese e di quanto il progetto industriale si era prefisso.

È un primo passo che conferma la rotta tracciata.

Il Presidente

Paolo Busnelli

IL PROFILO DEL GRUPPO

Il nuovo Gruppo Acsm Agam nasce il 1° luglio 2018 dall'aggregazione fra le *utility* di Como, Monza, Lecco, Sondrio, Varese, con il supporto di A2A come partner industriale. Conta quasi 900 dipendenti e 900 mila cittadini serviti e rappresenta uno dei principali player italiani, in grado di misurarsi con i maggiori operatori del mercato grazie alla rinnovata capacità competitiva e di cogliere nuove opportunità di *business*. L'integrazione ha portato valore alle singole realtà coinvolte, tutte caratterizzate dal forte legame con le comunità locali, a beneficio degli *stakeholder* e del radicamento sul territorio, generando ulteriore sviluppo.

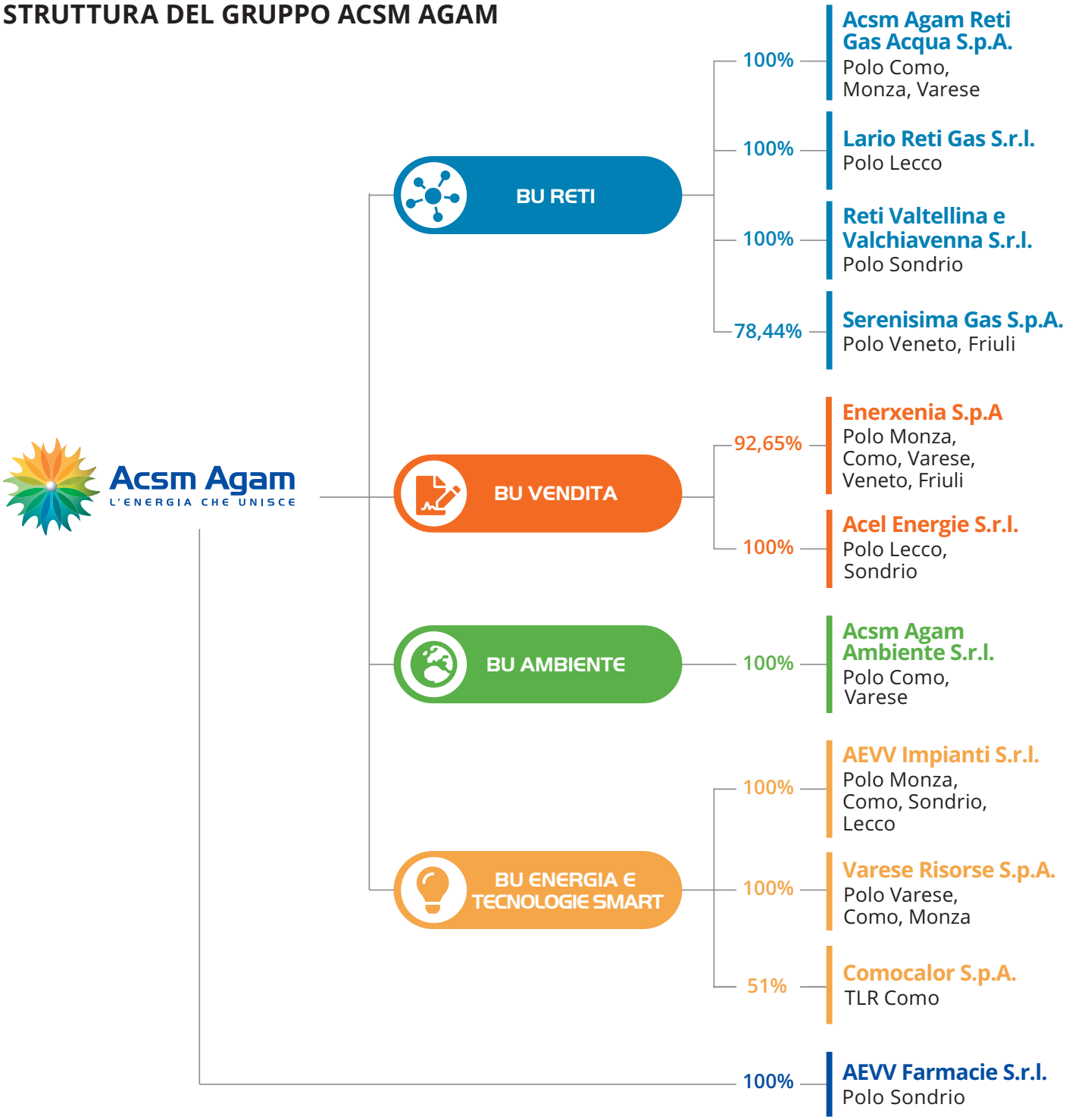
L'aggregazione ha previsto le fusioni per incorporazione in Acsm Agam di A2A Idro 4, ASPEM, AEVV Energie, ACEL Service, AEVV e Lario Reti Gas, la scissione parziale di A2A Energia a favore di Acsm Agam relativamente al ramo d'azienda costituito da rapporti contrattuali con clienti della provincia di Varese nel settore energetico ed una contestuale riorganizzazione di Acsm Agam consistente nella razionalizzazione degli *asset* ricevuti a seguito della fusione e della scissione, dando vita, con effetto 1° luglio 2018, ad una delle principali *multiutility* del panorama nazionale, protesa verso un'ulteriore crescita nei settori tradizionali e nello sviluppo dei nuovi *business* legati alla qualità urbana e alla *Smart city*.

La struttura del Gruppo Acsm Agam è articolata in 4 Business Unit (BU):

- **BU Reti**: la Business Unit Reti comprende le società Acsm Agam Reti Gas Acqua S.p.A. (AARGA) che si occupa del servizio idrico e della distribuzione gas per le provincie di Monza, Como e Varese, Lario Reti Gas S.r.l. (Lario Reti Gas o LRG) e Serenissima Gas S.p.A. (Serenissima) che si occupano entrambe di distribuzione gas rispettivamente nelle province di Lecco ed in Veneto, e Reti Valtellina Valchiavenna s.r.l. (ReVV) che oltre a distribuire gas distribuisce anche elettricità nella provincia di Sondrio;
- **BU Ambiente**: la Business Unit Ambiente si occupa delle attività di raccolta rifiuti (nelle province di Varese e Como) e di termovalorizzazione (Como) tramite la società Acsm Agam Ambiente S.r.l. (Acsm Agam Ambiente);
- **BU Vendita**: a questa Business Unit fanno riferimento Acel Energie S.r.l. (Acel Energie) e Enerxenia S.p.A. (Enerxenia), entrambe operanti nel settore della vendita di gas naturale ed energia elettrica;
- **BU Energia e Tecnologie Smart**: questa Business Unit valorizza l'energia con attenzione all'ambiente occupandosi di efficienza energetica, generazione elettrica, gestione calore, nuovi servizi innovativi e *smart city*, illuminazione pubblica e teleriscaldamento. A tale Business Unit fanno riferimento:
  - AEVV Impianti S.r.l. (AEVV Impianti), le cui attività comprendono la generazione da fonti rinnovabili (fotovoltaico ed idroelettrico), l'efficientamento energetico, la micro-cogenerazione e lo sviluppo di servizi legati alle *smart city* ed all'illuminazione pubblica;
  - Comocalor S.p.A. (Comocalor), dedicata alla gestione del teleriscaldamento nella città di Como;
  - Varese Risorse S.p.A. (Varese Risorse), che gestisce il teleriscaldamento per le città di Varese e Monza ed è attiva nell'ambito della cogenerazione e dell'illuminazione pubblica.

A tali società va aggiunta anche **AEVV Farmacie S.r.l.** (AEVV Farmacie), che gestisce tre farmacie nella città di Sondrio.

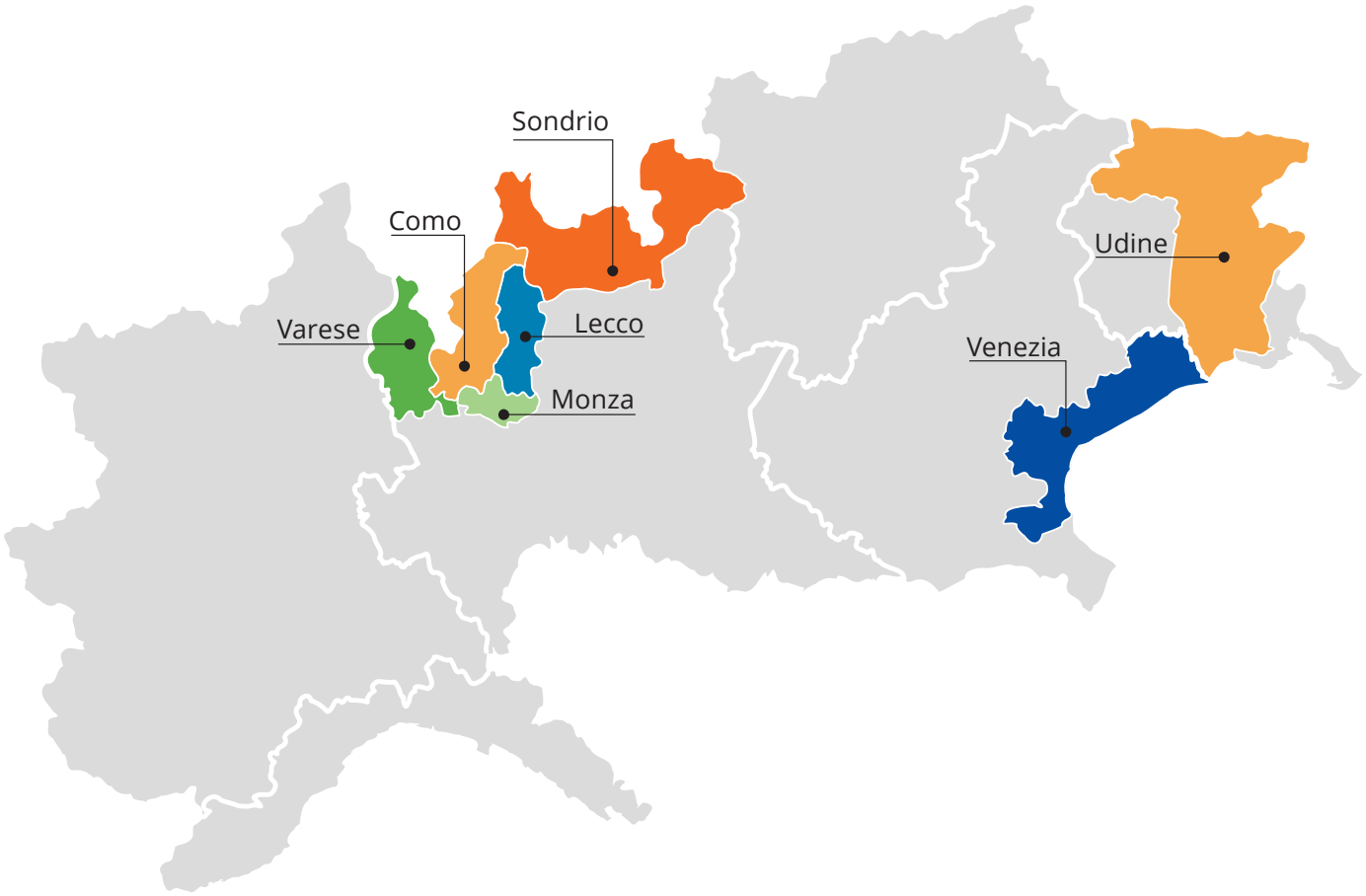
STRUTTURA DEL GRUPPO ACSM AGAM



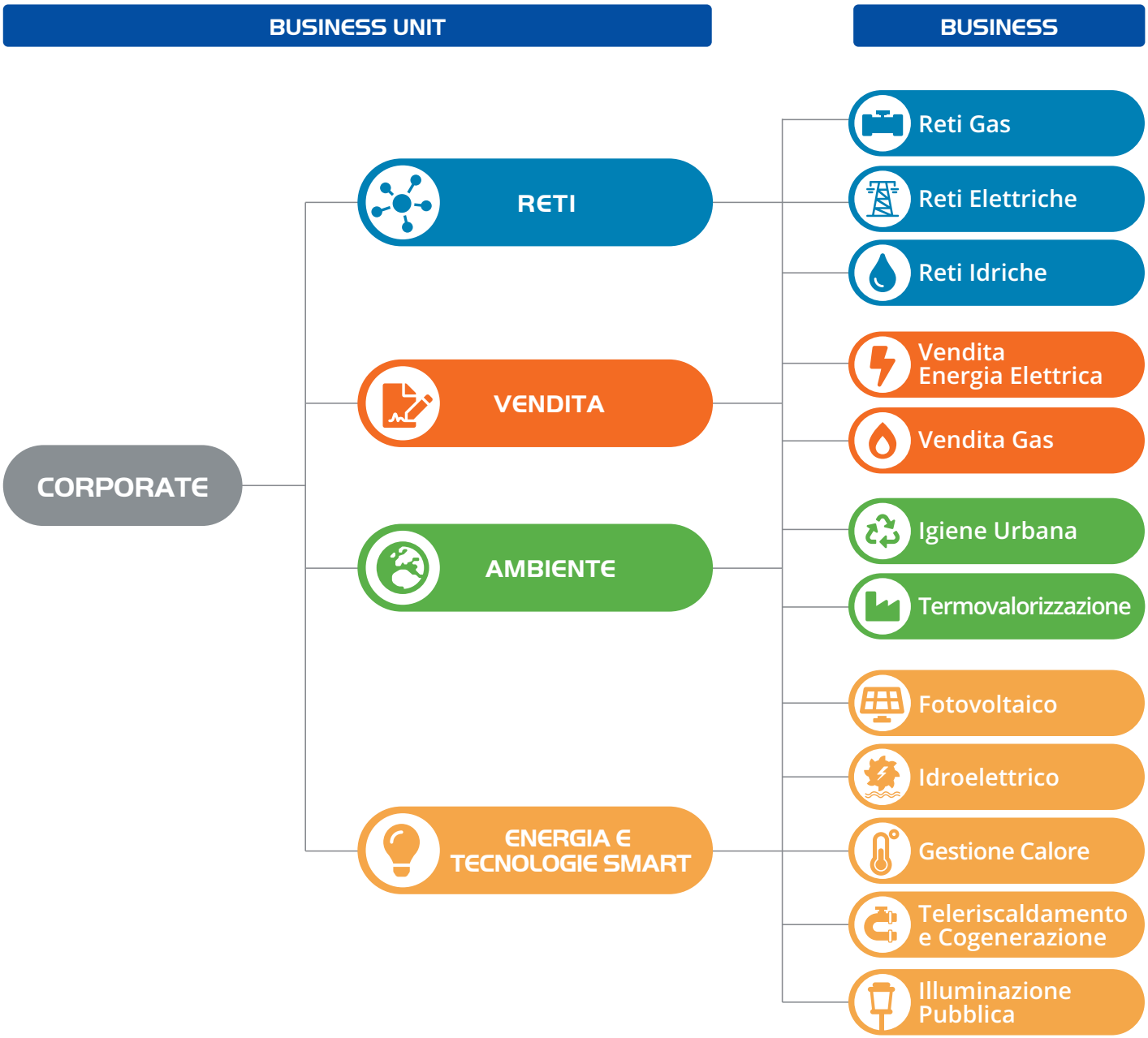
NOTE: Lo schema rappresentato non espone le partecipazioni non controllate detenute dal Gruppo Acsm Agam (c.d. "Partecipazioni collegate" e "Altre partecipazioni"). Serenissima Gas S.p.A. detiene una partecipazione del 1,64 % in Enerxenia S.p.A..

CORPORATE HIGHLIGHTS

PRESENZA SUL TERRITORIO DEL GRUPPO ACSM AGAM



PRINCIPALI ATTIVITÀ GESTITE DAL GRUPPO



PRINCIPALI DATI GESTIONALI PER BUSINESS UNIT	2018	2017
Gas venduto (mln m³)	352,8	283,5
N° clienti gas (PDR)	266.300	154.800
Energia elettrica venduta (GWhe)	256,5	117,7
N° clienti energia elettrica (POD)	62.100	19.500
Gas distribuito (mln m³)	461,9	342,8
N° utenti (PDR)	314.100	182.700
Km di rete	3.248	1.961
Energia elettrica distribuita (GWhe)	165,9	n.d.
N° clienti	25.800	n.d.
Km di rete	557	n.d.
Volumi acqua (mln m³)	20,9	11,4
N° clienti	83.200	15.900
Km di rete	1.677	349

NOTE: Si ricorda che la data di efficacia dell'Aggregazione è stata il 1° luglio 2018, pertanto i risultati dell'esercizio ed i dati gestionali includono il contributo derivante dall'Aggregazione a partire da tale data, mentre quelli dell'esercizio 2017 si riferiscono al perimetro precedente l'operazione. Un confronto non risulterebbe pertanto omogeneo.

	2018	2017
Energia termica venduta (GWht)	165,7	126,2
Energia elettrica prodotta (GWhe)	35,4	25,5
Impianti gestiti Gestione Calore (n°)	255	154
Fotovoltaico: energia prodotta (GWhe)	0,4	n.d.
Idroelettrico: energia prodotta (GWhe)	28,4	n.d.
Illuminazione pubblica: punti luce (n°)	32.500	n.d.
Volumi smaltiti (K ton)	89,3	87,2
Energia elettrica venduta (GWhe)	23,7	24,9
Energia termica venduta (GWht)	39,8	33,3
Abitanti serviti (n°)	154.700	n.d.

FINANCIAL HIGHLIGHTS

MILIONI DI €	2018	2017	VARIAZIONE
Ricavi delle vendite, delle prestazioni ed altri ricavi proventi [1]	284,5	185,6	+ 53,3%
Margine Operativo Lordo (MOL) [2]	51,5	39,3	+ 31,1%
Margine Operativo Netto (MON) [3]	13,8	16,2	- 14,8%

[1] Ricavi complessivi prima delle partite non ricorrenti.

[2] Margine Operativo Lordo (MOL) o EBITDA = Indicatore alternativo di performance operativa, definito come Utile Operativo Lordo, calcolato come "Risultato operativo netto" (MON o EBIT) a cui si sommano gli ammortamenti, le svalutazioni e, dal 30 settembre 2018, anche gli accantonamenti a fondi rischi, prima delle poste non ricorrenti.

[5] Margine Operativo Netto (MON) o "Risultato operativo netto" o EBIT = Indicatore alternativo di performance (MON o EBIT), calcolato come differenza tra i ricavi delle vendite e il totale dei costi operativi dopo le partite non ricorrenti.

MILIONI DI €	2018	2017	VARIAZIONE
Utile netto del Gruppo	10,7	10,0	+ 7,2%
Posizione Finanziaria Netta	(72,8)	(96,3)	+ 24,4%
Dividendo unitario lordo (valori in €)	0,07	0,05	+ 40%

IMPEGNO SOSTENIBILE

Nel contesto di importanti cambiamenti e di grande crescita cha ha caratterizzato l'esercizio 2018, Acsm Agam consolida il proprio percorso nella responsabilità sociale d'impresa e, per la prima volta nella sua storia, presenta il proprio Bilancio di Sostenibilità, che si configura anche come prima Dichiarazione consolidata di carattere non finanziario, in adempimento al Decreto Legislativo n° 254/16.

Il Gruppo ha deciso di andare oltre alla semplice rendicontazione richiesta dalla normativa, scegliendo di avvalersi del Bilancio di Sostenibilità come uno strumento per comunicare in maniera trasparente agli *stakeholder* le proprie prestazioni ambientali, le proprie iniziative in campo sociale e per il benessere dei propri dipendenti, dichiarando i propri impegni presenti e futuri nella gestione degli impatti sul territorio, attraverso l'adozione di specifici obiettivi e *Key Performance Indicators* ("*KPI*").

L'evidenza degli impegni assunti è contenuta nel Piano di sostenibilità - parte integrante del documento - che si sviluppa con un orizzonte temporale di 5 anni in continuità con il Piano Industriale 2019-2023.

All'interno degli obiettivi identificati all'interno del Piano di sostenibilità trovano spazio iniziative e azioni già intrinseche nel modo di fare business di Acsm Agam, ovvero il *change management*, la *tutela dell'ambiente*, l'*innovazione* e l'*attenzione al cliente*.

Per maggiori dettagli sul punto si fa rinvio al Bilancio di Sostenibilità 2018, pubblicato nella sezione Investor Relations del sito www.acsm-agam.it.

INNOVAZIONE

L'innovazione sostenibile è uno dei principali pilastri del nuovo Piano Industriale del Gruppo.

Tra i principali progetti di innovazione, il Gruppo ha intrapreso numerose attività nel campo dei servizi *smart*, dell'efficientamento energetico e dell'economia circolare.

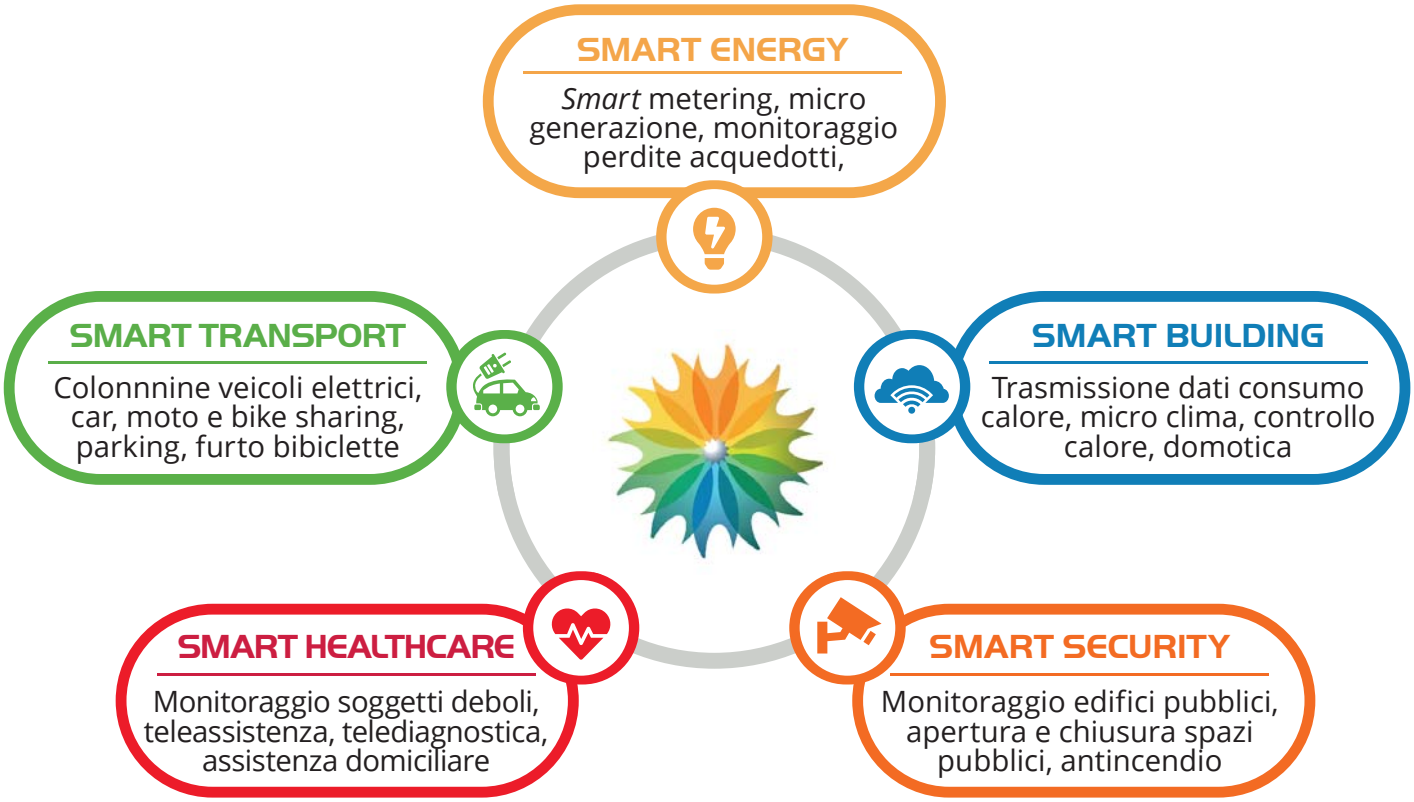
Sempre più spesso infatti si rileva che le strutture residenziali e produttive non sono in grado di stabilire quale intervento adottare per ridurre gli oneri derivanti dalla bolletta, dalla gestione degli impianti e dagli adempimenti per dotarsi di tecnologia.

AEVV Impianti affianca pertanto il cliente per la trasformazione impiantistica legata all'efficienza energetica ed alla realizzazione di sistemi innovativi.

Per quanto riguarda il settore Smart City, le necessità riscontrate coincidono soprattutto con la ricerca attiva di applicazioni a valore tecnologico-innovativo coadiuvata da soluzioni e servizi integrati per il risparmio economico ed energetico. Tra queste:

- le applicazioni di gestione ottimizzata delle manutenzioni;
- le soluzioni di *welfare* aziendale (es. sanificazione aria);
- gli impianti, apparati tecnici, dispositivi *digital healthcare* predisposti per il telecontrollo e monitoraggio remoto.

Queste piattaforme di servizi, corredate da appositi moduli, dispongono di tutti i requisiti per soddisfare applicazioni in ambito di *Smart Meter* e *Smart Building*.



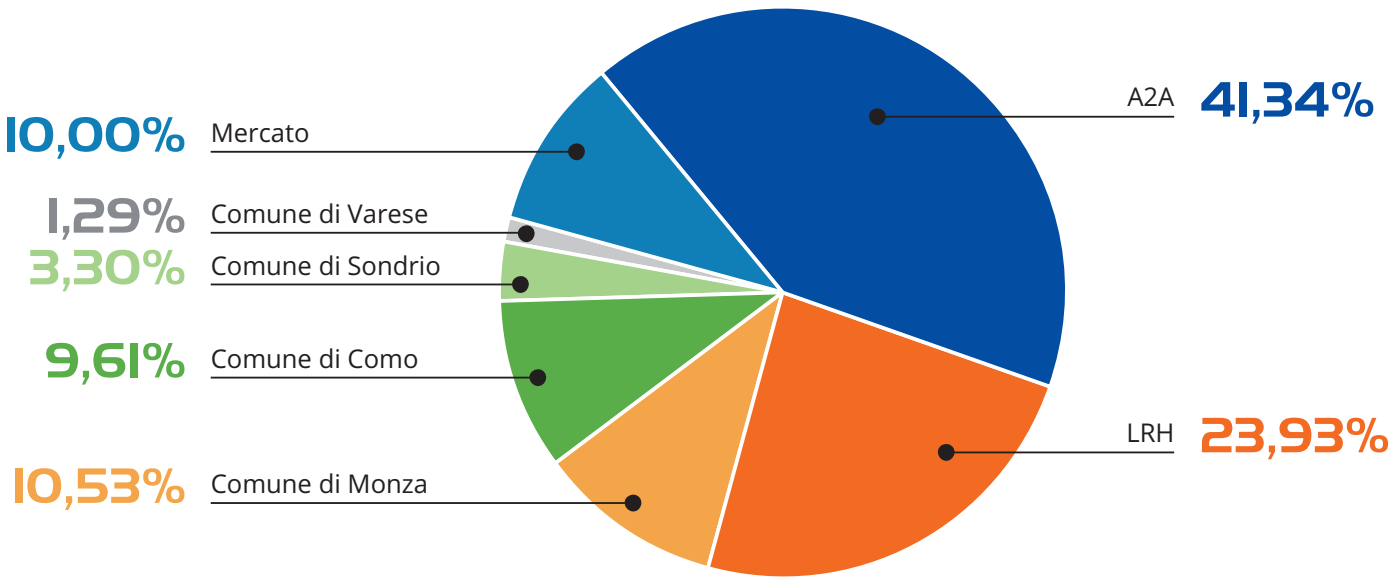
ORGANI SOCIALI ACSM-AGAM S.P.A.

CONSIGLIO DI AMMINISTRAZIONE	In carica sino all'approvazione del bilancio al 31 dicembre 2020
Presidente	Paolo Busnelli
Vice Presidente	Marco Canzi
Vice Presidente	Marco Rezzonico
Amministratore Delegato	Paolo Soldani
Consigliere	Annamaria Arcudi
Consigliere	Maria Ester Benigni
Consigliere	Chiara Cogliati
Consigliere	Andrea Crenna
Consigliere	Alessandra Ferrari
Consigliere	Fausto Gusmeroli
Consigliere	Paola Musile Tanzi
Consigliere	Tommaso Nizzi
Consigliere	Fulvio Roncari

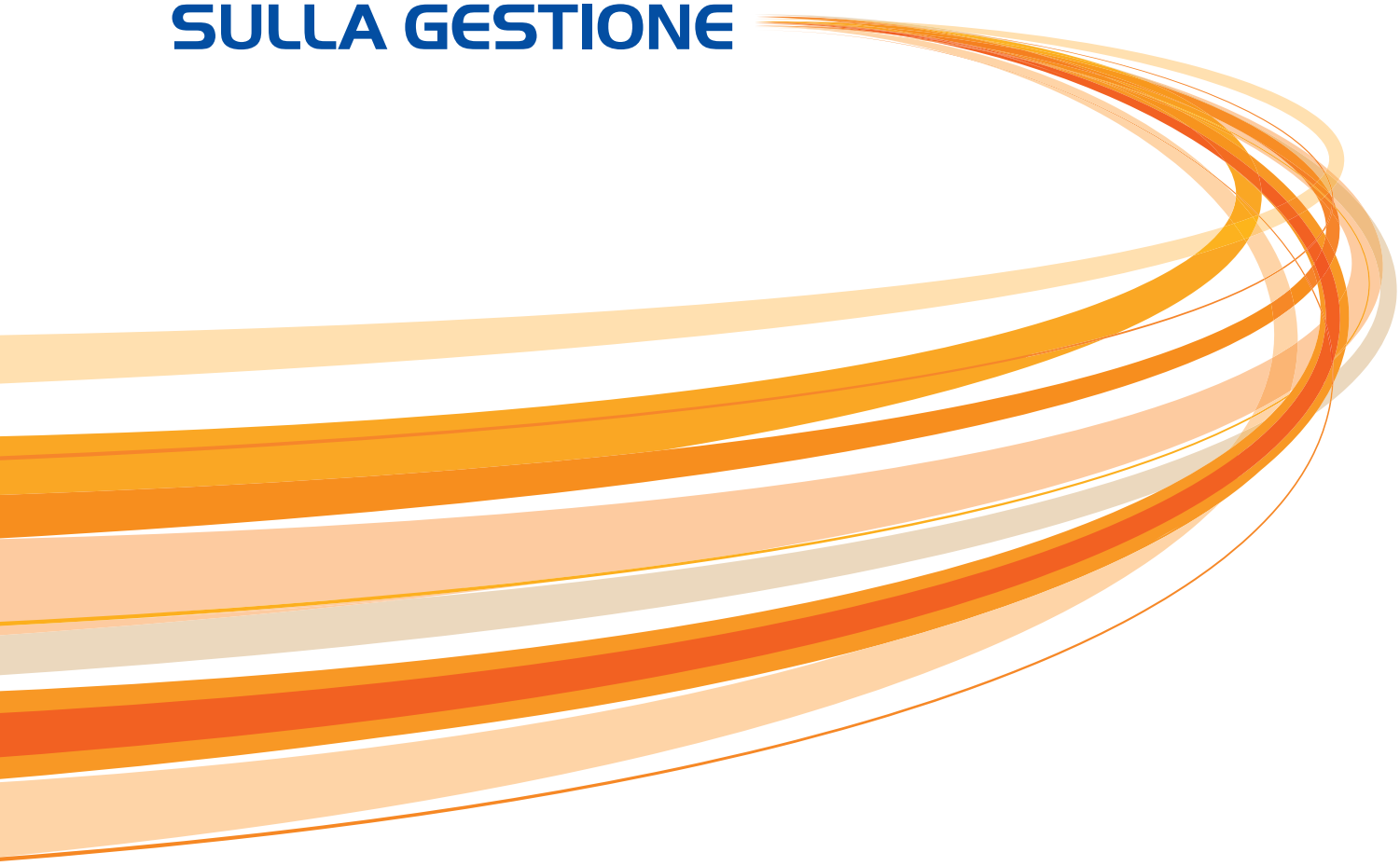
COLLEGIO SINDACALE	In carica sino all'approvazione del bilancio al 31 dicembre 2018
Sindaco	Giulio Augusto Baldi
Sindaco	Daniela Travella
Sindaco	Marco Maria Lombardi

SOCIETÀ DI REVISIONE	In carica sino all'approvazione del bilancio al 31 dicembre 2024
	KPMG S.p.A.

COMPOSIZIONE AZIONARIATO



2018
RELAZIONE SULLA GESTIONE



Acsm Agam
L'ENERGIA CHE UNISCE

INDICE

L'OPERAZIONE DI AGGREGAZIONE 19

DATI SIGNIFICATIVI 20

- Sintesi dei dati economici 20
- Margine Operativo Lordo - Sintesi per Business Unit 21

SINTESI DELLA GESTIONE 2018 22

QUADRO NORMATIVO E REGOLAMENTARE DI RIFERIMENTO 2018 23

- Business Unit Reti 23
- Business Unit Vendita 34
- Business Unit Ambiente 36
- Business Unit Energia e Tecnologie Smart 38

BUSINESS UNIT: PRINCIPALI INDICATORI ALTERNATIVI DI PERFORMANCE 41

- Business Unit Vendita 42
- Business Unit Reti 43
- Business Unit Energia e Tecnologie Smart 45
- Business Unit Ambiente 48
- Servizi Corporate e altro 50

SINTESI DELLA SITUAZIONE ECONOMICA PATRIMONIALE E FINANZIARIA CONSOLIDATA 51

- Investimenti del Gruppo 54

ALTRE INFORMAZIONI 55

- Impegno sostenibile 55
- Rapporti con parti correlate 56
- Continuità aziendale 56
- Azioni proprie 56
- Attività di ricerca e sviluppo 56
- Relazione sul governo societario 57
- Semplificazione normativa adottata dalla Consob: adesione al regime opt-out 57
- Informazioni di rischio qualitative 57

SINTESI ECONOMICO-PATRIMONIALE E FINANZIARIA DELLA CAPOGRUPPO ACSM-AGAM S.P.A. 61

EVENTI RILEVANTI DEL 2018 ED EVENTI SUCCESSIVI 67

EVOLUZIONE PREVEDIBILE DELLA GESTIONE 73

PROPOSTA IN MERITO ALLE DELIBERAZIONI SUL BILANCIO AL 31 DICEMBRE 2018 73

L'OPERAZIONE DI AGGREGAZIONE

Il 23 gennaio 2018 è stata resa nota al mercato la sottoscrizione dell'Accordo Quadro avente ad oggetto un comune progetto di sviluppo concentrato nella Lombardia settentrionale, con obiettivo principale la condivisione di linee strategiche di crescita volte - attraverso la valorizzazione delle singole società di settore, dei loro *brand* e del loro presidio territoriale - all'attivazione di sinergie commerciali, industriali ed operative, tramite un'aggregazione industriale e societaria ("l'Aggregazione" e/o l'"Operazione"), che si è attuata sulla base di diversi passaggi, tra cui:

- le fusioni per incorporazione in Acsm-Agam S.p.A. di A2A Idro 4 S.r.l., ASPEM S.p.A., AEVV Energie S.r.l., ACEL Service S.r.l., AEVV S.p.A. e LRG S.r.l. (collettivamente, la "Fusione");
- la scissione parziale di A2A Energia a favore di Acsm-Agam avente ad oggetto il ramo d'azienda costituito da rapporti contrattuali con clienti della provincia di Varese nel settore energetico (la "Scissione"); e
- la riorganizzazione di Acsm-Agam a seguito della Fusione e della Scissione, consistente nella razionalizzazione degli *asset* mediante l'esecuzione di vari conferimenti in società di nuova costituzione (interamente controllate da Acsm-Agam) o in altre società esistenti già controllate da Acsm-Agam o di cui quest'ultima sia divenuta socia per effetto della Fusione (i "Conferimenti").

La realtà post Aggregazione costituisce un operatore quotato con la presenza, quale azionista di riferimento, di un partner industriale di rilevanza nazionale e a partecipazione pubblica quale A2A che, in virtù del patto parasociale, consolida integralmente Acsm Agam dalla data di efficacia dell'Operazione, 1° luglio 2018.

Per effetto dell'Aggregazione, il Gruppo Acsm Agam ha visto ampliarsi in modo importante l'ambito delle proprie attività, sia in termini territoriali che di business, pur continuando ad operare nel settore dei servizi pubblici, ed in particolare, a partire dal 1° luglio 2018, risulta attivo nei seguenti settori:

- Reti idriche (ampliamento attività anche in provincia di Varese, in precedenza concentrata in provincia di Como);
- Reti gas e energia elettrica (quest'ultima attività in Sondrio mentre per le reti gas ampliamento attività nelle province di Lecco, Varese e Sondrio, prima concentrate nelle province di Como, Monza e in Veneto);
- Vendita di gas e energia elettrica (ampliamento attività nelle province di Lecco, Varese e Sondrio, prima concentrate nelle province di Como, Monza e in Veneto);
- Cogenerazione, teleriscaldamento, gestione del calore e efficienza energetica (ampliamento attività nelle province di Varese, Lecco e Sondrio, prima svolte unicamente nelle province di Monza e Como) e generazione elettrica, anche mediante produzione da impianti fotovoltaici e da 4 centrali idroelettriche in Provincia di Como e microcogenerazione (nuovi business gestiti), fornitura gas metano per auto;
- Servizi ambientali tramite il termovalorizzatore di Como e i servizi di igiene urbana (quest'ultima nuova attività in provincia di Varese);
- Illuminazione pubblica (ampliamento attività in provincia di Sondrio) e c.d. *smart-city*;
- Farmacie (nuovi business gestiti a Sondrio);
- Parcheggi urbani (nuovi business gestiti a Sondrio).

La contabilizzazione dell'operazione di Aggregazione sopra citata è avvenuta in accordo alle disposizioni del principio contabile internazionale IFRS 3 "Business combination", il quale ha comportato la rilevazione contabile dei *fair value* delle attività acquisite e delle passività assunte tramite l'operazione. La valorizzazione a *fair value* delle attività nette acquisite è stata oggetto del processo di *Purchase Price Allocation* ("PPA"), conclusosi nel corso dell'esercizio 2018. Gli oneri accessori legati all'acquisizione, come ad esempio i costi degli advisor legali, finanziari, ecc., sono rilevati a conto economico nel periodo in cui le spese sono sostenute ed i servizi sono resi.

In pari data all'operazione di fusione/scissione, Acsm Agam ha proceduto inoltre a riorganizzare le attività effettuando vari conferimenti di rami d'azienda ("rami") nelle società del Gruppo neo costituite o già esistenti.

Le operazioni di fusione/scissione ed i successivi conferimenti sono stati considerati parte di un unico processo di aggregazione. Sui criteri di contabilizzazione si rinvia al paragrafo 5 "Operazioni significative non ricorrenti" delle Note esplicative al bilancio consolidato.

La data di efficacia dell'operazione è stata il 1° luglio 2018, pertanto i risultati dell'esercizio includono il contributo derivante dall'Aggregazione a partire da tale data (v. anche *infra*, Eventi rilevanti del 2018 ed Eventi successivi), mentre quelli dell'esercizio 2017 si riferiscono al perimetro precedente l'operazione. Un confronto non risulterebbe pertanto omogeneo.

DATI SIGNIFICATIVI

SINTESI DEI DATI ECONOMICI

I risultati dell'esercizio includono il contributo derivante dall'Aggregazione dal 1° luglio 2018, mentre quelli 2017 si riferiscono al precedente perimetro, il confronto pertanto risulta non omogeneo.

TABELLA N° 01 | SINTESI DEI DATI ECONOMICI (€/MIGLIAIA)

	2018	% SUI RICAVI	2017	% SUI RICAVI	DELTA % 2017-2018
Ricavi delle vendite e delle prestazioni e altri ricavi e proventi [1]	284.535	100,0%	185.609	100,0%	53,3%
Margine Operativo Lordo [2] *ante partite non ricorrenti* [3]	51.477	18,1%	39.272	21,2%	31,1%
Margine Operativo Lordo [4] *post partite non ricorrenti*	47.960	16,9%	38.465	20,7%	24,7%
Margine Operativo Netto [5]	13.782	4,8%	16.169	8,7%	(14,8%)
Risultato ante imposte	16.865	5,9%	16.078	8,7%	4,9%
Utile netto complessivo	11.802	4,1%	11.153	6,0%	5,8%
Utile netto del Gruppo	10.740	3,8%	10.016	5,4%	7,2%
Risultato per azione diluito [6]	0,0781		0,1307		

Si segnala che a partire dal 2018, è variato il criterio di esposizione dei certificati ambientali. Si è pertanto proceduto a modificare in tal senso anche l'esposizione della voce "Altri ricavi e proventi" riferita al 2017 (minori altri ricavi per 17,6 milioni di Euro e minori costi operativi per 17,7 milioni di Euro e per il differenziale pari a 151 migliaia di Euro come accantonamento a fondo rischi).

Si segnala, inoltre, che a partire dal 2018 gli accantonamenti a fondi rischi sono riclassificati, unitamente agli ammortamenti e svalutazioni, sotto il Margine Operativo Lordo. Si è pertanto proceduto a modificare in tal senso anche l'esposizione del Margine Operativo Lordo 2017, con impatto positivo per complessivi 139 migliaia di Euro.

[1] Ricavi complessivi prima delle partite non ricorrenti.

[2] Margine Operativo Lordo (MOL) o EBITDA = Indicatore alternativo di performance operativa, definito come Utile Operativo Lordo, calcolato come "Risultato operativo netto" (MON o EBIT) a cui si sommano gli ammortamenti, le svalutazioni e, dal 30 settembre 2018, anche gli accantonamenti a fondi rischi, prima delle poste non ricorrenti.

[3] Partite (o Poste) non ricorrenti = Transazioni che hanno caratteristica di non ripetibilità negli esercizi futuri.

[4] Margine Operativo Lordo (MOL) = Indicatore alternativo di performance come sopra definito, dopo le partite non ricorrenti.

[5] Margine Operativo Netto (MON) o "Risultato operativo netto" o EBIT = Indicatore alternativo di performance (MON o EBIT), calcolato come differenza tra i ricavi delle vendite e il totale dei costi operativi dopo le partite non ricorrenti.

[6] Al fine del calcolo dell'utile base per azione, per effetto della citata operazione il numero delle azioni ordinarie è la media ponderata (su fattore temporale) delle azioni ordinarie in circolazione nell'esercizio, pari a n. 137.477.578.

TABELLA N° 02 | SINTESI DEI DATI PATRIMONIALI E FINANZIARI (€/MIGLIAIA)

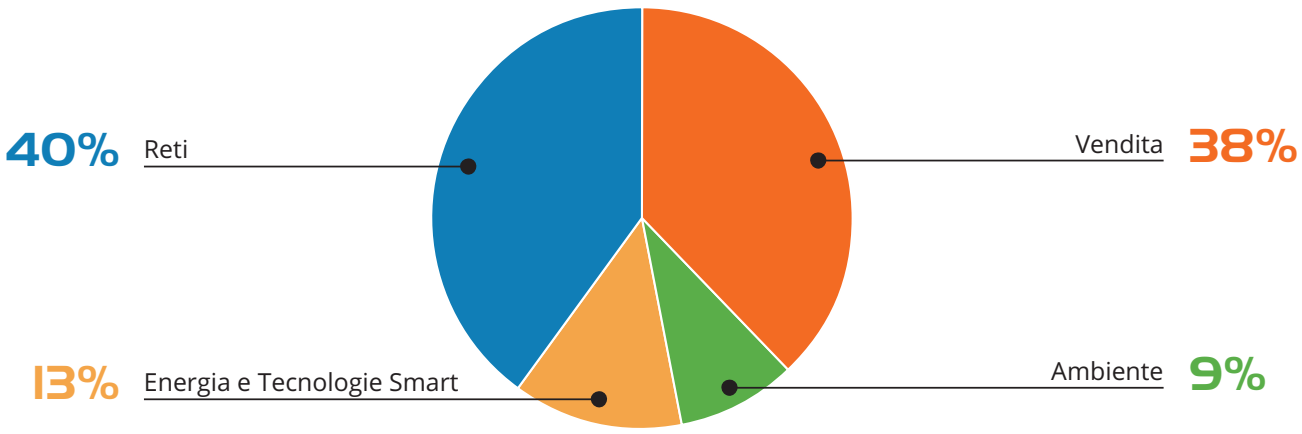
	31.12.2018	31.12.2017
Capitale Investito Netto [7]	562.317	283.379
Patrimonio Netto del Gruppo e di Terzi	489.504	187.058
Posizione Finanziaria Netta [8]	(72.813)	(96.321)
Flusso di cassa del periodo	6.202	11.293

MARGINE OPERATIVO LORDO - SINTESI PER BUSINESS UNIT

TABELLA N° 03 | MARGINE OPERATIVO LORDO ANTE PARTITE NON RICORRENTI (€/MIGLIAIA)

	2018	2017
Vendita	27.209	24.314
Reti	28.879	20.038
Energia e Tecnologie Smart	9.182	5.605
Ambiente	6.658	4.537
Totale BU operative	**72.928**	**54.494**
Servizi Corporate	(20.450)	(15.222)
MOL Consolidato ante partite non ricorrenti	**51.478**	**39.272**

GRAFICO N° 01 | PERCENTUALI DEL MARGINE OPERATIVO LORDO



[7] Comprende il capitale immobilizzato (ovvero immobilizzazioni, avviamento, altre attività ed altre passività immobilizzate, fondi rischi e oneri, fondi relativi al personale) e il capitale circolante (rimanenze, crediti commerciali e altri, debiti commerciali e altri).

[8] Posizione Finanziaria Netta: definita in base allo schema contenuto nella comunicazione CONSOB n. DEM/6064293 del 28-7-2006.

SINTESI DELLA GESTIONE 2018

I risultati dell'esercizio includono il contributo derivante dall'Aggregazione dal 1° luglio 2018 (v. anche *infra*, Eventi rilevanti del 2018 ed Eventi successivi), mentre quelli 2017 si riferiscono al precedente perimetro, il confronto pertanto risulta non omogeneo.

L'ammontare complessivo dei **ricavi delle vendite consolidate** del 2018 risulta pari a 284,5 milioni di Euro (185,6 milioni di Euro nel 2017) grazie soprattutto all'ampliamento di perimetro delle attività gestite. Sul fronte **costi**, quelli riferiti al personale, al netto delle poste capitalizzate per investimenti, risultano pari a 30,2 milioni di Euro, in incremento rispetto al 2017 (18,8 milioni di Euro) per effetto dell'aumento della struttura post operazione: il numero dei dipendenti del Gruppo è infatti passato da 396 (31 dicembre 2017) a 865 al 31 dicembre 2018.

Gli altri costi operativi del 2018 risultano pari a 202,9 milioni di Euro, in aumento rispetto al 2017 (127,5 milioni di Euro) da attribuirsi principalmente al diverso perimetro.

La **gestione operativa consolidata** del 2018 evidenzia un **Margine Operativo Lordo,** prima delle partite non ricorrenti pari a 51,5 milioni di Euro, in crescita rispetto al 2017 (39,3 milioni di Euro).

Nel 2018 si sono registrate poste non ricorrenti di diversa natura, complessivamente negative e pari a circa 3,5 milioni di Euro, riguardanti principalmente costi inerenti l'operazione di Aggregazione e conguagli negativi vendita e distribuzione gas, parzialmente compensati da conguagli positivi su tariffe idriche area Varese relativi ad esercizi precedenti. L'Ebitda consolidato, considerando tali poste non ricorrenti, risulta quindi pari a 48,0 milioni di Euro.

Gli **ammortamenti** relativi a immobilizzazioni materiali e immateriali, nel 2018, risultano complessivamente pari a 27,1 milioni di Euro (20,6 milioni di Euro nel 2017), in incremento per effetto della citata variazione di perimetro di consolidamento. Nel 2018 è stato effettuato un **accantonamento al fondo svalutazione crediti** pari a 3,6 milioni di Euro (1,6 milioni di Euro nel 2017). La voce **accantonamenti a fondi rischi,** dal 30 settembre 2018, è esposta, unitamente agli Ammortamenti e alle Svalutazioni, sotto il Margine Operativo Lordo ed ammonta a 3,5 milioni di Euro e comprende, fra gli altri, accantonamenti non ricorrenti a fondo rischi per 0,8 milioni di Euro riferito alle Reti Gas, per 0,9 milioni di Euro riferito alla Business Unit Vendita gas, per 2,3 milioni di Euro riferito alla Business Unit Ambiente ed un ulteriore accantonamento 2,5 milioni di Euro riferito alla Business Unit Corporate, al netto del rilascio per esubero del fondo riferito alle Reti Idriche pari a 2,9 milioni di Euro (sui punti citati, v. *infra*., "Principali indicatori di performance riferiti alle singole Business Unit").

Il **Margine Operativo Netto** si attesta, pertanto, a 13,8 milioni di Euro, in flessione rispetto al valore del 2017, che ammontava a 16,2 milioni di Euro, in particolare per effetto dei maggiori ammortamenti e per l'incidenza delle poste non ricorrenti.

La **gestione finanziaria ordinaria** ammonta a -0,6 milioni di Euro, sostanzialmente in linea rispetto al 2017 (-0,7 milioni di Euro). La gestione finanziaria del periodo comprende il provento non ricorrente di 3,7 milioni di Euro riferito alla plusvalenza realizzata dalla Capogruppo sulla cessione della partecipata slovena Mestni Plinovodi d.o.o.. Nella Relazione finanziaria annuale 2017 tale partecipazione era stata classificata come "Attività destinata alla vendita" e la cessione si è perfezionata ad inizio 2018 (v. par. "Eventi rilevanti del 2018 ed Eventi successivi").

La **gestione finanziaria complessiva** risulta quindi positiva e pari a 3,1 milioni di Euro nel 2018 (negativa per 91 migliaia di Euro nel 2017).

Il **Risultato Ante Imposte** risulta pari a 16,9 milioni di Euro (16,1 milioni di Euro nel 2017).

Le **imposte** riferite al 2018 sono pari a 5,1 milioni di Euro. L'incidenza del carico fiscale effettivo risulta pari al 30,0%, in linea rispetto al 2017 (il *tax ratio* era pari al 30,6%): il positivo effetto della cessione della partecipazione effettuata in regime "pex" ha contribuito a determinare, nel 2018, un'aliquota effettiva IRES del 20,8% (24,5% nel 2017) ed una aliquota effettiva IRAP pari al 9,2% (6,1% nel 2017) sul risultato ante imposte.

Il **Risultato Netto** ammonta a 11,8 milioni di Euro in miglioramento rispetto al 2017 (11,2 milioni di Euro).

Il **Risultato Netto del Gruppo** del 2018, al netto della quota di utile degli azionisti di minoranza, risulta positivo e pari a 10,7 milioni di Euro, anch'esso in miglioramento rispetto al 2017 (10 milioni di Euro) per quanto sopra evidenziato.

QUADRO NORMATIVO E REGOLAMENTARE DI RIFERIMENTO 2018

Si riportano di seguito i provvedimenti normativi e regolamentari di maggiore interesse che hanno riguardato i settori in cui opera il Gruppo Acsm Agam.

BUSINESS UNIT RETI

RETI GAS ED ELETTRICHE

Il Gruppo Acsm Agam opera nel settore della **distribuzione del gas naturale** attraverso le controllate Acsm Agam Reti Gas Acqua S.p.A. (di seguito anche AARGA), Serenissima Gas S.p.A., Lario reti Gas S.r.l. e Reti Valtellina Valchiavenna S.r.l. (REVV).

Il Gruppo opera altresì, dal 1° luglio 2018 anche nel settore della **distribuzione elettrica** attraverso la controllata REVV.

La regolamentazione normativa del settore gas è tuttora stabilita dal decreto legislativo 23 maggio 2000 n. 164 (c.d Decreto Letta) con le modificazioni introdotte dall'art. 23 del Decreto Legge 273/05 (convertito nella legge 51/2006) e successive modifiche e integrazioni. Il Decreto Letta ha sancito il principio fondamentale che il servizio di distribuzione del gas naturale venga affidato esclusivamente a seguito di gara pubblica e che tutte le concessioni in essere alla data di entrata in vigore del Decreto, comunque affidate, decadano entro il termine ultimo del 31 dicembre 2012.

Con il Decreto Legge 159/2007 (convertito nella legge 222/2007) e s.m.i, per una migliore efficienza e razionalizzazione del sistema, il legislatore ha individuato ambiti territoriali minimi (ATEM) per lo svolgimento delle gare e l'affidamento del servizio di distribuzione del gas e stabilito che gli Enti locali di ciascun ambito territoriale minimo affidino il servizio tramite gara unica.

Con legge 166/2009, di conversione del Decreto Legge "obblighi UE" n. 135/2009 è stato prorogato al 31 dicembre 2012 il termine per la definizione dei bacini ottimali di utenza.

Nel corso del 2011 sono stati emanati i quattro decreti ministeriali che rendono operative le modalità di affidamento del servizio di distribuzione per ambito territoriale. In particolare con il DM 18/10/2011 sono stati determinati i territori dei singoli ambiti individuando i comuni appartenenti a ciascun ambito territoriale (questi essendo già stati definiti con il primo dei quattro decreti nel mese di gennaio 2011) mentre con il DM 226 del 12/11/2011 (pubblicato in Gazzetta Ufficiale n. 22 del 27/1/2012) è stato emanato il regolamento per i criteri di gara e la valutazione delle offerte.

Nel corso del 2013 il Decreto Legge n. 69 (c.d. "Decreto del Fare"), convertito nella legge 98/2013, ha modificato i termini e le competenze stabilite dal DM 226/2011 introducendo un termine perentorio per le attività preparatorie alle gare d'ambito e prevedendo la possibilità da parte delle Regioni di nominare un commissario *ad acta* per l'avvio delle procedure di gara in caso di inerzia degli enti preposti.

Con DM in data 22 maggio 2014, il Ministero dello Sviluppo Economico ha emanato il decreto che approva le "Linee guida su criteri e modalità applicative per la valutazione del valore di rimborso degli impianti di distribuzione del gas naturale", definendo le modalità operative per la valutazione del valore di rimborso ai gestori uscenti in caso di assenza di specifiche diverse previsioni incluse nelle concessioni stipulate prima dell'entrata in vigore del DM 226/2011 (11 febbraio 2012).

Le Linee guida sono state adottate sulla base di quanto stabilito dall'articolo 4, comma 6, del decreto legge 21 giugno 2013, n. 69 convertito dalla legge 9 agosto 2013, n. 98 (c.d. decreto Fare) e dell'articolo 1, comma 16, del decreto legge 23 dicembre 2013, n. 145 convertito in legge 21 febbraio 2014, n. 9 ("Destinazione Italia").

Infine, a valle delle novità introdotte dalla Legge

Concorrenza 2017 in materia di semplificazione dell'iter di valutazione dei valori di rimborso e dei bandi di gara, l'Autorità ha adottato la Delibera 905/2017/R/gas con cui ha razionalizzato la regolazione relativa ai propri compiti articolando le disposizioni in materia in 2 testi integrati. Le principali novità introdotte, di rilievo soprattutto per le Stazioni Appaltanti, sono relative all'iter di valutazione del valore di rimborso e del bando di gara:

- relativamente alla valutazione del rimborso è previsto un Regime semplificato d'ambito ex Legge Concorrenza 2017 a cui potranno accedere gli ambiti per cui (i) l'Ente locale concedente possa certificare anche tramite idoneo soggetto terzo, in possesso di adeguati requisiti di indipendenza, onorabilità e professionalità (la definizione di questi ultimi è demandata agli Enti Locali stessi), che il valore di rimborso è stato determinato applicando le disposizioni contenute nelle Linee Guida 2014; (ii) lo scostamento VIR-RAB, aggregato d'ambito, non risulti superiore all'8%; e che (iii) lo scostamento VIR-RAB relativi ai cespiti di località del singolo Comune non superi il 20%;
- relativamente al bando è stato introdotto un iter semplificato che prevede (almeno 60 giorni prima della scadenza del termine previsto per la sua pubblicazione) l'invio all'Autorità da parte delle Stazioni Appaltati di un prospetto che riporti: (i) i valori di VIR e RAB con i relativi riferimenti temporali per ciascun Comune dell'ambito, che saranno confrontati con quelli presenti nella documentazione di gara; (ii) un estratto del bando di gara e del disciplinare di gara con riferimento agli articoli nei quali sono riportati i criteri di ripartizione dei punteggi massimi tra i criteri e i sub-criteri di gara, che saranno confrontati con le prescrizioni in materia contenute nel cosiddetto Regolamento Gare e (iii) le linee guida programmatiche d'ambito, per le quali sarà valutata la congruità delle analisi costi-benefici e delle condizioni minime di sviluppo.

Si sottolinea che allo stato risultano emanati, per quanto di impatto sulle gestioni di interesse del Gruppo, i bandi relativi agli ATEM Udine 1, Udine 2, Udine 3, Monza Brianza 1, Como 1 e Varese 2, mentre per tutti gli altri ATEM sono in corso le attività propedeutiche alla pubblicazione del bando di gara. Nessuno di questi è tutt'ora approdato alla fase conclusiva.

Alla luce della complessiva situazione venutasi a determinare si ritiene che le prime gare ATEM interessanti le gestioni attualmente in capo alla Società non avverranno prima dell'anno 2022.

L'ARERA (già AEEGSI) non ha ancora portato a compimento definitivo l'attività istruttoria al fine di assumere una decisione in ordine all'applicabilità della procedura di self-auditing. Con Delibera 507/2015/R/com, "Applicazione delle procedure di self-auditing alle disposizioni di separazione funzionale *(unbundling)* per i settori dell'energia elettrica e del gas", con cui sono state introdotte le disposizioni in merito all'applicazione delle procedure di self-auditing alla separazione funzionale *(unbundling)* per il settore dell'energia elettrica e del gas, l'ARERA ha precisato che il procedimento di cui ai punti 11 e 14 della deliberazione 296/2015/R/com in tema di procedure di *self-auditing* è finalizzato, da un lato a verificare l'idoneità delle singole proposte di applicazione di procedure di self-auditing a comprovare il rispetto delle finalità sottese alla disciplina della separazione funzionale; dall'altro lato ad individuare, sulla base dell'effettiva efficacia della singola procedura di self-auditing ammessa, taluni obblighi di separazione funzionale o requisiti di indipendenza per i componenti del gestore, in luogo dei quali l'impresa può applicare la citata procedura. Ha altresì precisato che, anche a fronte dell'applicazione di procedure di *self-auditing*, non sono ammesse deroghe a norme contenute in disposizioni legislative, nazionali e comunitarie, siano esse codificate o meno dal TIUF. Infine, ha previsto che le imprese possano, sin dalla data di presentazione delle suddette proposte, applicare, anche su base sperimentale, le procedure di self-auditing e che le stesse possano chiedere deroghe temporanee a disposizioni del TIUF, ulteriori rispetto a quella già prevista al punto 15 della deliberazione 296/2015/R/com. In forza delle previsioni di cui al combinato disposto delle deliberazioni 296/2015 e 507/2015, le società AARGA e Serenissima Gas operanti nel settore della distribuzione del gas naturale, in data 27 novembre 2015, avevano formulato richiesta di adesione alla procedura sperimentale.

Tra i provvedimenti regolatori più significativi dell'Autorità di Regolazione per Energia Reti e Ambiente (di seguito ARERA) nel settore della distribuzione gas naturale ed energia elettrica si segnalano:

UNBUNDLING FUNZIONALE E BRAND UNBUNDLING

L'Autorità con Delibera 296/2015/R/com (TIUF – Testo Integrato *Unbundling* Funzionale) ha posto in capo al Gestore Indipendente la responsabilità della corretta attuazione della regolazione in materia tra cui l'obbligo di separazione del marchio e delle politiche di comunicazione rispetto all'impresa di vendita e l'utilizzo di canali informativi, di spazi fisici e di personale distinti da quelli dell'attività di vendita per evitare il rischio di confusione nel cliente finale. Le modalità di recupero dei costi sostenuti al fine di adempiere alle disposizioni in esame sono state oggetto di consultazione nel 2017 (DCO 307/2017/R/com). L'Autorità è orientata a considerare i dati di costo degli operatori, eventualmente depurati dei costi già riconosciuti da altri meccanismi regolatori. Nell'ambito della suddetta consultazione, nel mese di marzo 2018 l'Autorità ha avviato una raccolta dati avente ad oggetto i costi operativi e di capitale sostenuti negli anni 2015, 2016 e 2017 dagli operatori per adempiere alla separazione del marchio. La liquidazione è attesa nel 2019.

TARIFFE DI RIFERIMENTO PER IL SERVIZIO DI DISTRIBUZIONE E MISURA DEL GAS NATURALE DEFINITIVE 2017 E PROVVISORIE 2018

Con Delibera 149/2018/R/gas l'Autorità ha approvato le tariffe di riferimento definitive 2017 per l'attività di distribuzione e misura del gas naturale (sulla base degli investimenti a consuntivo 2016, al netto di dismissioni e contributi relativi allo stesso anno), mentre con Delibera 177/2018/R/gas ha approvato quelle provvisorie 2018 (sulla base degli investimenti a pre-consuntivo 2017). Rispetto al 2017 è azzerata la componente DCVER a copertura dei costi operativi relativi alle verifiche metrologiche, in quanto tali costi saranno riconosciuti a piè di lista, così come continueranno ad essere riconosciuti a consuntivo, fino al 2020, i costi di capitale relativi alla telegestione dei misuratori elettronici.

Le tariffe sono definite con un WACC pari al 6,1% per l'attività di distribuzione e pari al 6,6% per la misura (Delibera 583/2015/R/com – TIWACC).

Con Delibera 639/2018/R/com l'Autorità ha approvato l'aggiornamento del WACC per il periodo 2019-2021 che viene fissato pari al 6,3% per l'attività di distribuzione del gas e pari al 6,8% per la misura. Per gli anni 2020-2021 tali valori potrebbero modificarsi in occasione della revisione tariffaria del V periodo regolatorio gas.

Con Delibera 904/2017/R/gas sono state stabilite le modalità di riconoscimento dei costi relativi all'attività di misura per il 2018 e il 2019:

- i costi dei sistemi di telelettura/telegestione, e dei concentratori continuano ad essere riconosciuti a consuntivo nei limiti di un tetto massimo;
- i costi standard per alcune classi di misuratori sono rivisti, contestualmente ad una revisione del peso del costo standard (da 50% a 40%) rispetto a quello del costo effettivo ai fini del riconoscimento in tariffa degli investimenti relativi a misuratori elettronici.

Con le Delibere 859/2017/R/gas e 711/2018/R/com sono state definite le tariffe obbligatorie da applicarsi ai clienti finali per i servizi di distribuzione e misura del gas, rispettivamente, per il 2018 e il 2019.

REGOLAZIONE DELLA PERFORMANCE DI MISURA PER I PUNTI DI RICONSEGNA CONNESSI ALLE RETI DI DISTRIBUZIONE DI GAS NATURALE

La Delibera 522/2017/R/gas ha apportato alcune modifiche alla RQDG 2014 – 2019 finalizzate a favorire il miglioramento della *performance* degli operatori per l'attività di misura del gas naturale:

- con decorrenza luglio 2017 e per i misuratori accessibili, lo standard "*Frequenza di raccolta della misura per misuratore accessibile*" è sostituito dallo standard "*Raccolta della misura per misuratore accessibile*";

- il numero minimo di letture da raccogliere per i misuratori c.d. accessibili è quello stabilito dagli art. 14.1 (misuratori tradizionali e *smart meter* gas < G10) e 14bis.1, lettera a) (*smart meter* >= G10) del TIVG. In caso di mancato rispetto di tale *standard* è previsto un indennizzo automatico pari a 35 euro (l'Autorità considera gli *smart meter* gas in ogni caso accessibili, indipendentemente dalla loro effettiva collocazione fisica).

Con decorrenza 2018 e con riferimento alle imprese di distribuzione con più di 50.000 clienti finali al 31 dicembre 2016, relativamente ad ogni PdR attivo con misuratore tradizionale parzialmente accessibile o non accessibile, viene introdotto l'obbligo di garantire almeno una lettura con esito positivo nel corso dell'anno. In caso contrario, per tali punti il distributore è obbligato alla sostituzione dei misuratori tradizionali con misuratori elettronici. Tali obblighi di sostituzione sono aggiuntivi rispetto a quelli già previsti dalla Delibera 631/2013/R/gas (direttive *smart meter* gas). In caso di inadempimento degli ulteriori obblighi di sostituzione è prevista una penalità unitaria annua a carico dell'impresa di distribuzione pari a 4 € per ogni misuratore non sostituito, fino alla sostituzione del misuratore.

Sono in corso approfondimenti con l'Autorità in merito alle modalità applicative di tali disposizioni e sulle relative criticità riscontrate dagli operatori, anche alla luce degli orientamenti rilevanti per il tema in esame espressi nel documento per la consultazione 570/2018/R/com.

Con medesima decorrenza e perimetro viene introdotto un indicatore per monitorare la percentuale di misuratori accessibili con letture con esito positivo, differenziato per classi di consumo. L'Autorità si riserva la possibilità di effettuare la pubblicazione comparativa di tali indicatori.

TARIFFE DI RIFERIMENTO PER IL SERVIZIO DI DISTRIBUZIONE E MISURA DELL'ENERGIA ELETTRICA DEFINITIVE 2017 E PROVVISORIE 2018

Con le Delibere 150/2018/R/eel e 174/2018/R/eel l'Autorità ha approvato le tariffe di riferimento definitive 2017 per l'attività di distribuzione e misura dell'energia elettrica, mentre con le Delibere 175/2018/R/eel e 176/2018/R/eel ha approvato quelle provvisorie 2018. In particolare le tariffe definitive 2017 considerano gli investimenti fino al 2016, compresi quelli relativi all'attività di commercializzazione, le dismissioni 2016 e i contributi 2016, mentre quelle provvisorie 2018 sono calcolate considerando gli investimenti 2017 a pre-consuntivo.

Le tariffe 2017 sono state determinate utilizzando un WACC pari al 5,6% (Delibera 583/2015/R/com-TIWACC) e sulla base della regolazione tariffaria di cui alla Delibera 654/2015/R/eel (TIT 2016 – 2019).

Con Delibera 639/2018/R/com l'Autorità ha approvato l'aggiornamento del WACC per il periodo 2019-2021 che viene fissato pari al 5,9% per l'attività di distribuzione e misura dell'energia elettrica.

Infine, con Delibere 882/2017/R/eel e 907/2017/R/eel sono state definite le tariffe obbligatorie 2018 applicabili, rispettivamente, ai clienti non domestici e ai clienti domestici. Similmente, con Delibere 671/2018/R/eel e 673/2018/R/eel sono state definite le tariffe obbligatorie 2019.

Inoltre, con Delibera 212/2018/R/eel l'Autorità ha riconosciuto l'ammissibilità all'incentivazione per alcuni investimenti effettuati negli anni 2012 e 2013 e relativi a (i) rifacimento di reti MT in centri storici (extra WACC di 1,5% per 8 anni) e (ii) sostituzione dei trasformatori di cabina secondaria esistenti con nuovi a bassissime perdite (extra WACC di 1,5% per 12 anni). Per tali investimenti la CSEA ha provveduto a versare l'incentivazione pregressa (tariffe 2014-2017) nel mese di maggio 2018, mentre per il futuro l'incentivazione sarà inclusa direttamente nelle tariffe di riferimento.

Da ultimo, la Delibera 237/2018/R/eel ha definito i criteri di riconoscimento dei costi relativi ai servizi di distribuzione e di misura dell'energia elettrica fino a 25.000 POD (in tal caso le tariffe per l'attività di distribuzione saranno calcolate tramite un metodo parametrico in base al quale gli *opex* ed i *capex* riconosciuti saranno fissati tenendo conto di alcune grandezze rilevanti quali l'energia distribuita e la densità dell'utenza (*opex*) e, insieme alle precedenti, la vetustà delle reti (*capex*), mentre quelle per l'attività di misura terranno conto di un profilo convenzionale di installazione dei misuratori elettronici BT e di un loro costo medio).

Il passaggio a questo metodo avverrà in via graduale nel periodo 2018–2023.

Attualmente, in esito alla delibera appena citata, è in corso una specifica raccolta dati per poter avviare il nuovo meccanismo tariffario. La stessa Delibera ha previsto che per i distributori che servono almeno 25.000 POD e fino a 100.000 POD si applichi il regime individuale e, a seguito di ciò, con Delibere 318/2018/R/eel e 497/2018/R/eel l'Autorità ha approvato le tariffe di riferimento per gli anni 2016 e 2017 relative a tali operatori.

SERVIZIO DI DISTRIBUZIONE E MISURA ENERGIA ELETTRICA: TESTO INTEGRATO QUALITÀ ELETTRICA 2016-2023

La Delibera 646/2015/R/eel (TIQE 2016–2023) contiene numerose disposizioni volte alla promozione selettiva degli investimenti nelle reti di distribuzione anche se la quasi totalità dei meccanismi previsti è descritta in termini di obiettivi generali e le linee guida inerenti il loro funzionamento dovranno essere sviluppate tramite tavoli di lavoro tra distributori, l'Autorità e Terna.

Gli artt. 129, 130, 131, 132 del TIQE dispongono le funzionalità innovative delle reti di distribuzione in media tensione nelle aree ad elevata penetrazione della generazione distribuita a fonte rinnovabile, mentre l'art. 134 introduce i piani per l'ammodernamento delle colonne montanti vetuste nelle aree urbane al fine di sostenere eventuali aumenti della contemporaneità d'uso della potenza a seguito della modifica della tariffa domestica.

Il DCO 331/2018/R/eel illustra gli orientamenti in merito al quadro regolatorio applicabile ai piani di bonifica delle colonne montanti vetuste nei condomìni e riprende molte delle osservazioni avanzate dagli operatori, tra cui il riconoscimento in tariffa degli oneri di ripristino delle opere edili necessarie, valorizzate a costi standard e l'introduzione di una penalizzazione per i condòmini che non hanno permesso le opere di bonifica, consistente nell'esclusione da particolari tipi di indennizzi.

In merito alle sperimentazioni *smart city* (art. 135) con funzionalità innovative sulle reti BT, i distributori in aree urbane con minimo 300.000 abitanti potranno accedere a progetti pilota di scala cittadina con logiche innovative di gestione della rete BT, possibilmente in chiave multiservizio (*smart water grid*, integrazione con sistemi di mobilità avanzata, ecc.).

Ad ogni distributore selezionato sarà riconosciuto un contributo per il costo sostenuto.

A seguito dei disservizi causati dal maltempo che nel 2017 hanno interessato il Centro Italia, la Delibera 127/2017/R/eel ha introdotto delle modifiche alla regolazione della qualità, rendendola più rigida nei confronti degli operatori:

- eliminazione del tetto massimo ai rimborsi in caso di mancato rispetto degli standard di qualità per il tempo massimo di ripristino dell'alimentazione; l'indennizzo continuerà ad aumentare ad ogni ulteriore blocco di 4 ore di interruzione fino ad un massimo di 240 ore (ovvero 60 blocchi da 4 ore; per un utente domestico si passa da un massimo di 300 euro di indennizzo a 1.800 euro);
- in caso di interruzioni causate da forza maggiore, dopo le 72 ore di sospensione e fino ad un massimo di 240 ore, l'indennizzo sarà pagato direttamente dall'impresa distributrice (o da Terna) e non posto a carico del Fondo Eventi Eccezionali presso la CSEA (sono, comunque, previste clausole escludenti, seppur molto restrittive).

MISURATORI 2.0 DELL'ENERGIA ELETTRICA IN BT E RELATIVI SISTEMI DI SMART METERING

In attuazione del D.Lgs. 4 luglio 2014, n. 102, la Delibera 87/2016/R/eel ha definito, in vista della sostituzione dei misuratori di prima generazione (1G) che avranno completato la vita utile prevista a fini regolatori (15 anni):

a. i requisiti funzionali e le specifiche abilitanti della versione immediatamente disponibile dei misuratori dell'energia elettrica in BT (versione 2.0);
b. i livelli attesi di *performance* dei relativi sistemi di *smart metering* di seconda generazione (sistemi di misurazione 2G).

L'Autorità, in collaborazione con AGCOM, valuterà l'effettiva disponibilità di soluzioni tecnologiche standardizzate che consentano di definire funzionalità incrementali con riferimento ad aspetti di comunicazione e ad aspetti innovativi relativi al limitatore di potenza. Sul tema, le rispettive Autorità hanno condotto nel 2017 una serie di audizioni informali dei principali operatori italiani della distribuzione e delle telecomunicazioni al fine di valutare i possibili sviluppi dell'attuale misuratore di seconda generazione (2G) verso la sua versione 2.1.

A valle di ciò è stato pubblicato il DCO 245/2018/R/eel contenente gli orientamenti in materia di sviluppo di ulteriori canali *chain 2* da affiancare a quello già previsto, oltre che relativamente alle possibili ulteriori funzionalità incrementali della versione 2.1 di questi strumenti (mantenimento in memoria dei dati di lettura rilevati al momento della rimozione, conservazione dei dati di lettura relativi al mese t-1 per un periodo di oltre 24 mesi, funzioni di *demand side response*, gestione di alcune grandezze direttamente all'interno di misuratori 2G e non tramite i sistemi dei distributori/venditori). Infine, sono state elaborate le prime considerazioni in merito alle implementazioni delle offerte di tipo pre-pagato, rese possibili da tali strumenti.

Per quanto riguarda le modalità di riconoscimento dei costi sostenuti per la sostituzione degli *smart meter* 1G con misuratori 2G rispondenti alle caratteristiche definite dalla Delibera 87/2016/R/eel, la Delibera 646/2016/R/eel ha previsto quanto segue:

- non è stata fissata, almeno inizialmente, una *deadline* per la presentazione del piano di messa in servizio degli *smart meter* 2G né un obbligo per l'avvio della sostituzione;
- è stato chiarito il percorso amministrativo da seguire e i documenti da presentare all'Autorità qualora un distributore intenda avviare un piano di messa in servizio degli *smart meter* 2G;
- sono state individuate le modalità di accesso ad una procedura di valutazione di tipo *fast track* (della durata di 90 giorni) in alternativa alla valutazione ordinaria (della durata di 180 giorni) qualora siano rispettati alcuni limiti per la differenza di costo tra misuratori 2G e 1G (in caso contrario i piani di messa in servizio saranno sottoposti ad un'attenta analisi costi/benefici);
- è stata confermata la metodologia TOTEX - *Total Expenditure* per il riconoscimento dei costi, anche se limitata nella fase iniziale ai solo i costi di capitale;
- sono stati definiti i meccanismi per l'ottimizzazione dei piani di messa in servizio degli *smart meter* 2G in cui il riconoscimento tariffario sia dei misuratori esistenti che di quelli 2G avviene mediante vettori standard costruiti ipotizzando che nessun misuratore 1G oggi installato venga dismesso prima della fine della propria vita utile (e, quindi, che i misuratori 2G siano installati solo a sostituzione di misuratori 1G ammortizzati). In questo modo, tenendo conto della differenza tra costi standard e costi effettivi/di mercato dei misuratori 2G, nonché delle possibili economie di scala, potrebbe essere possibile anticipare/posticipare il piano di installazione per minimizzare gli *stranded cost*. Nel caso in cui gli operatori ritengano insufficiente l'incentivo alla sostituzione anticipata, si avrebbe il rischio di avere un Paese «a 2 velocità» con le principali città (Milano, Brescia, Roma, Torino) escluse dai vantaggi – anche commerciali – offerti dai 2G negli stessi tempi di altre aree del paese, anche meno urbanizzate, gestite dall'*incumbent* il cui piano di messa in servizio è già in corso.

Nelle more dell'avvio dei piani di sostituzione, che per ora non sono obbligatori, la Delibera 646/2016/R/eel ha stabilito le modalità di riconoscimento degli investimenti in misuratori 1G per il 2017, poi estese con Delibere 882/2017/R/eel e 419/2018/R/eel anche al 2018 e 2019, limitando il costo unitario riconosciuto per questi anni al 105% del costo unitario dei misuratori 1G per l'anno 2015.

La Delibera 419/2018/R/eel ha, inoltre, definito il metodo per il riconoscimento degli investimenti in misuratori 2G, effettuati al di fuori del piano di sostituzione e relativi alla "gestione utenza ordinaria". Nel dettaglio, il valore di investimento lordo massimo riconoscibile per misuratore 2G installato negli anni 2018 e 2019 è pari alla somma di:

- 125% della spesa unitaria media affrontata dall'impresa distributrice nel 2015 per l'approvvigionamento dei misuratori 1G di prima installazione,
- 105% dell'investimento lordo per misuratore 1G, al netto del costo medio per l'approvvigionamento dei misuratori installati, sostenuto nel medesimo anno 2015 (pertanto equivalente al costo di posa).

CODICE DI RETE TIPO PER IL SERVIZIO DI TRASPORTO DELL'ENERGIA ELETTRICA ED ESAZIONE DEGLI ONERI GENERALI DI SISTEMA (OGS)

L'articolo 3, comma 11, del D.Lgs. n. 79/99 prevede che l'esazione del gettito necessario alla copertura degli OGS avvenga mediante un incremento del corrispettivo tariffario per l'accesso alla rete. Le modalità di esazione sono definite dagli artt. 40 e seguenti del Testo Integrato delle disposizioni per l'erogazione dei servizi di trasmissione e distribuzione dell'energia elettrica (TIT) e prevedono che distributore versi a CSEA/GSE gli OGS riscossi dai venditori presso i clienti finali (in entrambi i casi a prescindere dall'effettivo pagamento).

Il TAR Lombardia, in accoglimento di ricorsi presentati da alcuni venditori, ha dichiarato illegittima la Delibera 268/2015/R/eel (CADE - Codice di rete tipo per il trasporto dell'energia elettrica) nella parte in cui prevede che le garanzie che i venditori sono tenuti a prestare al distributore debbano coprire gli OGS oltre ai corrispettivi per il trasporto.

Tale pronuncia ha chiarito che sono i clienti finali i soggetti della filiera elettrica obbligati dal punto di vista giuridico ed economico, a sostenere gli OGS, evidenziando l'assenza di norme che prevedano la traslazione in capo ai venditori dell'obbligazione gravante sui clienti finali e non riconoscendo in questo ambito all'Autorità un potere di eterointegrazione dei contratti

tra distributore e venditore. La sentenza del Consiglio di Stato n. 5620/2017 del 30 novembre 2017 ha rigettato l'appello dell'Autorità confermando l'annullamento della Delibera 268/2015/R/eel e gli orientamenti sopra esposti.

L'Autorità ha appellato la sentenza ed è intervenuta transitoriamente con la Delibera 109/2017/R/eel riducendo la quantificazione delle garanzie ed avviando contestualmente un procedimento finalizzato ad individuare meccanismi volti a riconoscere un'adeguata compensazione ai venditori e ai distributori dell'eventuale mancato incasso delle componenti tariffarie a copertura degli OGS.

Nelle more di una riforma legislativa della disciplina, la Delibera 50/2018/R/eel ha confermato quanto già previsto dalla Delibera 109/2017 introducendo un meccanismo di compensazione degli OGS versati ma non incassati da parte dei distributori.

Nell'udienza di merito del 7 novembre 2018 il TAR Lombardia, respingendo il ricorso presentato da Codacons, ha confermato la vigenza di tale meccanismo.

TITOLI DI EFFICIENZA ENERGETICA E CONTRIBUTO TARIFFARIO RICONOSCIUTO AI DISTRIBUTORI PER L'OBBLIGO

I Titoli di Efficienza Energetica (TEE) o Certificati Bianchi (CB) sono titoli negoziabili rilasciati dal GSE che certificano il conseguimento di risparmi energetici negli usi finali attraverso la realizzazione di interventi di efficienza energetica. Il sistema è stato introdotto dal DM 20 luglio 2004 e s.m.i. e prevede che i distributori di energia elettrica e di gas naturale raggiungano annualmente determinati obiettivi quantitativi di risparmio di energia primaria, espressi in tonnellate equivalenti di petrolio risparmiate (tep). Un certificato equivale ad 1 tep.

I distributori di energia elettrica e gas possono assolvere al proprio obbligo realizzando direttamente progetti di efficienza energetica che diano diritto al rilascio di CB da parte del GSE oppure acquistando sul mercato i CB da altri soggetti che li generano (tipicamente dalle *Energy Service Company* – ESCO).

L'Autorità definisce le modalità di determinazione e di erogazione del contributo tariffario da riconoscere ai distributori soggetti agli obblighi tramite corrispettivo in bolletta.

La tabella riporta i *target* di risparmio energetico a livello Italia e in capo ai distributori di elettricità e gas per gli anni 2017-2020 definiti dal DM MiSE 11 gennaio 2017.

TABELLA N° 04 | TARGET DI RISPARMIO ENERGETICO

		TARGET NAZIONALI DI RISPARMIO ENERGETICO	TARGET PER I DISTRIBUTORI DI ENERGIA ELETTRICA [9]	TARGET PER I DISTRIBUTORI DI GAS [9]	TARGET MINIMO [10]	PERIODO PER COMPENSARE LA QUOTA D'OBBLIGO RESIDUA [10]
		Mtep/anno	Milioni di CB	Milioni di CB	%	n° anni
D.M. 28 dicembre 2012	**2013**	4,60	3,03	2,48	50%	2
	2014	6,20	3,71	3,04	50%	2
	2015	6,60	4,26	3,49	60%	2
	2016	7,60	5,23	4,28	60%	2
D.M. 11 gennaio 2017	**2017**	7,14	2,39	2,95	60%	1
	2018	8,32	2,49	3,08	60%	1
	2019	9,72	2,77	3,43	60%	1
	2020	11,19	3,17	3,92	60%	1

[9] Soggetti obbligati: distributori di energia elettrica e gas con più di 50.000 clienti finali.

[10] Target minimo e periodo di compensazione: il soggetto obbligato che consegue una quota d'obbligo inferiore al 100% ma comunque pari ad almeno il target minimo fissato dal DM (50% o 60%) può compensare la quota residua nel biennio (n+2) o nell'anno successivo (n+1) senza incorrere in sanzioni.

Il DM MiSE 11 gennaio 2017 ha subito delle modifiche correttive con il DM 10 maggio 2018 che prevede, a partire dal 1° giugno 2018, la fissazione di un valore massimo di riconoscimento (cap) al contributo tariffario definitivo per ciascun anno d'obbligo pari a 250 €/CB. In aggiunta, è data la possibilità al GSE di emettere CB allo "scoperto": dal 15 maggio al 31 maggio il GSE emette i CB ai soggetti obbligati che ne fanno richiesta ad un valore pari alla differenza tra 260 €/CB e il valore del contributo tariffario relativo all'anno d'obbligo, fino ad un delta massimo di 15 €.

I soggetti obbligati possono farne richiesta fino al raggiungimento dell'obbligo minimo, a condizione di essere già in possesso sul proprio conto proprietà di un ammontare di CB pari ad almeno il 30% dell'obbligo minimo. Per l'annullamento di tali CB, ai fini dell'adempimento dell'obbligo, non verrà riconosciuto il contributo tariffario.

I soggetti obbligati che acquistano i CB dal GSE possono riscattare tutta o parte della somma corrisposta per l'acquisto a fronte della consegna dei CB generati da progetti o comprati sul mercato. Il riscatto avviene a decorrere dai primi CB ed è possibile solo nel caso in cui il soggetto obbligato detenga un numero di CB eccedente l'obbligo minimo relativo all'anno d'obbligo in corso. Non è, invece, possibile effettuare il riscatto nello stesso anno d'obbligo in cui i CB sono stati emessi.

Ai CB annullati in sostituzione di quelli del GSE verrà corrisposto il contributo tariffario dell'anno in corso. La restituzione della somma corrisposta al GSE viene effettuata tramite un conguaglio sul contributo tariffario.

Per ciascun soggetto obbligato si conferma la possibilità di adempiere al 30 novembre di ciascun anno fino al 40% dell'obbligo dell'anno in corso e per il 75% delle eventuali quote residue degli anni d'obbligo precedenti. Il DM 10 maggio 2018 reintroduce la possibilità di compensare la quota d'obbligo residua nei due anni d'obbligo successivi.

Tra le altre novità si segnala l'obbligo per i soggetti iscritti al Registro dei CB di comunicare al GME le partecipazioni detenute nel capitale sociale di altri soggetti iscritti al Registro CB o al mercato CB. Le informazioni sono rese pubbliche dal GME sul proprio website.

Vengono, inoltre, modificate le seguenti definizioni:

- il consumo di baseline è il consumo di energia primaria del sistema tecnologico assunto come punto di riferimento ai fini del calcolo dei risparmi energetici addizionali per i quali sono riconosciuti i CB. Il consumo di baseline è pari al valore del consumo antecedente alla realizzazione del progetto di efficienza energetica. Nel caso di nuovi impianti, edifici o siti per i quali non esistono valori di consumi energetici antecedenti all'intervento, il consumo di baseline è pari al consumo di riferimento;
- i progetti che prevedano l'impiego di fonti rinnovabili per usi non elettrici sono ammessi esclusivamente in relazione alla loro capacità di incremento dell'efficienza energetica e di generare risparmi di energia non rinnovabile.

Con il nuovo DM vengono pubblicate le tipologie di intervento incentivabile con la modalità standardizzata e le relative schede contenenti le modalità di calcolo (tra cui l'installazione di LED per illuminazione anche stradale e le misure comportamentali) applicabili agli interventi con data di avvio della realizzazione successiva alla data di entrata in vigore del DM.

Il contributo tariffario definitivo per l'anno d'obbligo 2017 (1 giugno 2017 – 31 maggio 2018) è stato pari a 311,45 €/CB a fronte di un valore fissato in sede di preventivo di 170,29 €/CB e di un valore medio ponderato dei prezzi registrati sul mercato organizzato del GME pari a 313,45 €/TEE.

Con Determina 1/2019 l'Autorità ha trasmesso al MiSE e al GSE i quantitativi di CB in capo a ciascun distributore soggetto agli obblighi per l'anno 2019, ai sensi del DM 11 gennaio 2017.

RETI IDRICHE

Il Gruppo Acsm Agam opera nel servizio idrico attraverso la controllata Acsm Agam Reti Gas Acqua S.p.A. (AARGA). La società è operativa nelle province di Como e Varese, ove gestisce 37 comuni.

La disciplina organica del settore è contenuta nel D. Lgs. 152/2006 e s.m.i. (Codice Ambientale), che ha riordinato le norme del settore idrico confermando l'organizzazione del Servizio Idrico Integrato (SII) attraverso gli Ambiti Territoriali Ottimali (ATO).

Nel corso del 2011 si sono verificati importanti elementi di discontinuità rispetto al passato: da un lato gli esiti del referendum sulla c.d. "acqua pubblica" e dall'altro il

conferimento all'Autorità per l'Energia Elettrica e il Gas (in seguito rinominata Autorità per l'Energia Elettrica, il Gas ed il Sistema Idrico AEEGSI ora ARERA) delle funzioni attinenti alla regolazione e al controllo dei servizi idrici, da esercitarsi nel contesto di quanto stabilito dalla legge n. 481/95.

La materia dei servizi pubblici locali a rete di rilevanza economica (diversi dai servizi di distribuzione del gas naturale e dell'energia elettrica) risulta disciplinata dall'art. 3-bis comma 1 del D.L. 138/2011 convertito in Legge 148/2011 e s.m.i. e dall'art. 34 comma 21 del Decreto Legge 179/2012 convertito con Legge 221/2012 [11] e s.m.i..

Il comma 22 dell'art. 34 del D.L. 179/2012 convertito in Legge 221/2012 è stato modificato e sostituito con la Legge Europea 2014 (Legge 115/2015) in forza della quale l'articolo stesso assume il seguente tenore: gli affidamenti diretti assentiti alla data del 31 dicembre 2004 a società a partecipazione pubblica già quotate in mercati regolamentati a tale data e a quelle da esse controllate ai sensi dell'articolo 2359 del codice civile alla medesima data, cessano alla scadenza prevista nel contratto di servizio o negli altri atti che regolano il rapporto; gli affidamenti che non prevedono una data di scadenza cessano, improrogabilmente e senza necessità di apposita deliberazione dell'ente affidante, il 31 dicembre 2020.

Gli affidamenti diretti a società poste, successivamente al 31 dicembre 2004, sotto il controllo di società quotate a seguito di operazioni societarie effettuate in assenza di procedure conformi ai principi e alle disposizioni dell'Unione europea applicabili allo specifico affidamento cessano, improrogabilmente e senza necessità di apposita deliberazione dell'ente affidante, il 31 dicembre 2018 o alla scadenza prevista nel contratto di servizio o negli altri atti che regolano il rapporto, se anteriori.

Il Gruppo Acsm Agam ha definito sia con l'Ufficio d'ambito di Como sia con l'Ufficio d'ambito di Varese il contenuto di Convenzioni per regolare i rapporti tra detti Uffici d'Ambito e la Società per la salvaguardia delle gestioni del servizio di acquedotto. In forza di tale Convenzione:

- l'Ufficio d'Ambito ha preso atto della salvaguardia a favore di AARGA delle gestioni del servizio di acquedotto, attualmente facenti capo alla predetta società, fino alla naturale scadenza prevista per ciascuna di esse sulla base degli atti regolanti il rapporto con i singoli Comuni.
- AARGA esercita il servizio affidato conformemente agli atti che regolano le gestioni allo stesso intestate, che proseguono fino alla loro naturale scadenza, nonché alla citata Convenzione ed ai relativi Allegati, con particolare riferimento al Piano d'Ambito, nonché conformemente alle modifiche e/o integrazioni alla stessa.

E' in discussione presso la Commissione Ambiente della Camera la PdL sulla gestione dell'acqua pubblica AC 52 (Daga) - *Disposizioni in materia di gestione pubblica e partecipativa del ciclo integrale delle acque* i cui principali contenuti sono:

- decadenza di tutte le concessioni in essere e di tutte le forme di gestione del SII e loro trasformazione in aziende speciali o società di diritto pubblico entro 1 anno dalla data di entrata in vigore della legge;
- esclusione dell'Autorità dalla definizione della tariffa e dalla regolazione/controllo sul SII per riportare le competenze al MATTM;
- creazione di *Fondi Pubblici* per investimenti in infrastrutture idriche e di un Fondo per la ripubblicizzazione del SII;
- infrastrutture e tariffa pagati mediante il ricorso alla fiscalità generale e destinazione di risorse da altri ministeri;
- partecipazione dei cittadini alla gestione del SII attraverso strumenti appositi (maggiore trasparenza e maggiore attenzione alla qualità della risorsa).

DPCM 29 AGOSTO 2016 RECANTE "DISPOSIZIONI IN MATERIA DI CONTENIMENTO DELLA MOROSITÀ NEL SERVIZIO IDRICO INTEGRATO"

Il DPCM 29 agosto 2016, di attuazione degli artt. 60 e 61 del Collegato Ambientale, demanda all'Autorità la definizione di forme di contenimento della morosità, l'accesso al quantitativo minimo vitale di acqua (posto pari a 50 litri/gg per abitante) a tutti gli utenti domestici residenti a tariffa agevolata (quantitativo che dovrà essere garantito anche in caso di morosità) e la definizione dei clienti non disalimentabili.

Con Delibera 638/2016/R/idr l'Autorità ha avviato il procedimento per l'adozione delle direttive volte al contenimento della morosità nel SII. Nonostante l'emanazione di due DCO (603/2017/R/idr e 80/2018/R/idr) il procedimento non si è ancora concluso.

[11] Il comma 22 dell'art. 34 del D.L. 179/2012 stabiliva che gli affidamenti diretti assentiti alla data del 1 ottobre 2003 a società a partecipazione pubblica già quotate in borsa a tale data, e a quelle da esse controllate ai sensi dell'articolo 2359 del codice civile, cessano alla scadenza prevista nel contratto di servizio o negli altri atti che regolano il rapporto e che gli affidamenti che non prevedono una data di scadenza cessano, improrogabilmente e senza necessità di apposita deliberazione dell'ente affidante il 31 dicembre 2020.

LEGGE DI BILANCIO 2018: PIANO NAZIONALE DI INTERVENTI NEL SETTORE IDRICO

L'art 1, comma 516, della legge 205/2017 dispone che, ai fini della programmazione e realizzazione degli interventi necessari alla mitigazione dei danni connessi al fenomeno della siccità e per promuovere il potenziamento e l'adeguamento delle infrastrutture idriche, con apposito DPCM sia adottato il "*Piano nazionale di interventi nel settore idrico*", articolato in due sezioni: sezione «acquedotti» e sezione «invasi», per la realizzazione dei seguenti obiettivi prioritari:

a. raggiungimento di adeguati livelli di qualità tecnica;
b. recupero e ampliamento della tenuta e del trasporto della risorsa idrica, anche con riferimento alla capacità di invaso;
c. diffusione di strumenti mirati al risparmio di acqua negli usi agricoli, industriali e civili.

Gli interventi contenuti nel Piano nazionale e segnalati dagli EGA sono finanziati con risorse pubbliche.

Con la Relazione 268/2018/R/idr l'Autorità ha redatto un primo elenco degli interventi necessari e urgenti.

Tra i provvedimenti regolatori più significativi dell'ARERA nel settore idrico si segnalano:

- **Aggiornamento delle tariffe 2018-2019 e controllo sulla realizzazione degli investimenti.**

  La Delibera 918/2017/R/idr definisce le procedure per l'aggiornamento delle tariffe per il biennio 2018-2019 mediante i parametri di costo desumibili dai bilanci 2016 e 2017. Con medesima Delibera sono stati aggiornati i parametri del *Water Risk Premium* (da 1,5% a 1,7%), i tassi di inflazione per l'aggiornamento dei costi operativi, i deflatori degli investimenti fissi lordi e l'aliquota t_c per il calcolo degli oneri finanziari e fiscali. La componente a copertura degli oneri finanziari e fiscali si attesta, pertanto, al 5,33%.

  Con il DCO 573/2018/R/idr sono stati illustrati i criteri per il controllo sulla realizzazione degli investimenti programmati nel SII alla base degli incrementi tariffari già approvati e in fase di approvazione, al fine di assicurare la corretta applicazione della regolazione, nonché di individuare possibili profili di responsabilità legati alla mancata attuazione degli interventi infrastrutturali previsti.

  Le proposte coinvolgono i due periodi regolatori MTI 2014-2015 e MTI2 2016-2019. La prima verifica è relativa al MTI 2014-2015 e la conclusione del procedimento è attesa entro il 30 aprile 2019.

- **Revisione dell'articolazione tariffaria.**

  Allo scopo di armonizzare l'articolazione tariffaria applicata agli utenti finali su tutto il territorio nazionale, la Delibera 665/2017/R/idr ha approvato il Testo Integrato dei Corrispettivi del Servizio Idrico (TCSI) la cui entrata in vigore è fissata al 1° gennaio 2018.

  Il TICSI introduce il concetto di "tariffa pro-capite standard" e prevede:

  - la distinzione tra utenti domestici residenti e non residenti, condominiali e non domestici;
  - l'applicazione agli utenti domestici residenti di una tariffa pro-capite standard per un periodo transitorio (2018-2022), definita su una famiglia tipo di 3 componenti (con il primo scaglione agevolato pari a 55 mc/a) e di una tariffa pro-capite effettiva (calcolo scaglione agevolato: 18,25 mc/a per componente) solo nel caso di autodichiarazione dell'utente in merito al numero dei componenti il nucleo familiare;
  - l'articolazione tariffaria a regime dal 2022 con l'applicazione della tariffa pro-capite effettiva a tutti gli utenti domestici residenti;
  - la razionalizzazione delle tipologie tariffarie per gli usi diversi dal domestico;
  - l'applicazione di una tariffa trinomia (quota fissa, quota capacità e quota variabile) uniforme a livello nazionale per gli utenti industriali relativa agli scarichi dei reflui autorizzati allo scarico in pubblica fognatura. Tale tariffa ha lo scopo di intercettare con la quota variabile la qualità in termini di inquinamento dello scarico, con la quota capacità l'allocazione corretta dei costi di utilizzo della capacità depurativa dell'impianto destinato a ricevere gli scarichi, e con la quota fissa la copertura dei costi amministrativi e di misura;
  - la valutazione degli effetti della nuova articolazione tariffaria sui ricavi del gestore, prevedendo due verifiche, una ex ante e una ex post.

  L'articolazione tariffaria è adottata dagli EGA sulla base delle informazioni e dei dati forniti dai gestori e deve essere trasmessa all'Autorità entro il 30 giugno 2018. Almeno nell'ultimo ciclo di fatturazione dell'annualità 2018 il gestore deve emettere fatture sulla base della nuova articolazione approvata dall'EGA.

  La Delibera 636/2018/R/idr ha avviato un procedimento per il monitoraggio sull'applicazione dei criteri di articolazione tariffaria disposti dal TICSI al fine di:

a. svolgere un'indagine conoscitiva in merito alle nuove strutture tariffarie applicate dai gestori, focalizzando l'analisi in particolare:
   - sulle modalità di recepimento - per la determinazione della quota variabile del servizio di acquedotto - del criterio pro capite, in funzione del numero di componenti dell'utenza domestica;
   - sull'ampiezza delle fasce di consumo definite dagli EGA nonché sulle tariffe unitarie alle medesime associate, soffermandosi in particolare - con riferimento all'utenza domestica residente - sul corrispettivo applicato alla fascia di consumo agevolato commisurata al quantitativo di acqua necessario a soddisfare i bisogni fondamentali;
   - sui corrispettivi per il servizio di collettamento e depurazione applicati alle utenze non domestiche autorizzate allo scarico dei propri reflui industriali in pubblica fognatura.

b. verificare la corretta applicazione dei criteri e delle procedure del TICSI, incluso il rispetto dei vincoli tesi a garantire la sostenibilità sociale dei corrispettivi praticati in attuazione della riforma.

- **Bonus sociale idrico.**

  La Delibera 897/2017/R/idr ha disposto le modalità applicative del bonus sociale idrico per la fornitura di acqua agli utenti domestici residenti in condizioni di disagio economico sociale (come disposto dal DPCM 13 ottobre 2016). All'agevolazione potranno accedere i nuclei familiari residenti con ISEE inferiore a 8.107,50 euro, limite che sale a 20.000 euro con più di 3 figli fiscalmente a carico (condizioni già previste per usufruire del bonus elettrico e gas).

  La richiesta va presentata al proprio comune di residenza (o ai Caf delegati) congiuntamente alla domanda per il bonus elettrico e/o gas e permetterà di usufruire di uno sconto in bolletta pari al costo di 18,25 mc/a per ciascun componente il nucleo familiare. Lo sconto sarà erogato direttamente in bolletta per chi ha un contratto diretto, mentre l'utente indiretto, cioè la famiglia che vive in un condominio e non ha un contratto individuale, riceverà il bonus sociale in un'unica soluzione dal gestore con le modalità individuate da quest'ultimo.

  Potranno automaticamente usufruire del bonus sociale idrico, analogamente a quanto previsto per il bonus elettrico e gas dal D.Lgs. 147/2017 che ha introdotto il Reddito di inclusione, anche i titolari di Carta Acquisti o di Carta ReI.

  Gli EGA avranno facoltà di introdurre (o confermare, qualora fosse già previsto) un bonus idrico integrativo su base locale, quale misura di tutela ulteriore rispetto a quella minima prevista a favore degli utenti in condizioni di vulnerabilità economica dalla regolazione di settore, riconoscendo all'utente un ammontare aggiuntivo o ampliando la soglia ISEE prevista.

- **Regolazione della qualità tecnica.**

  La Delibera 917/2017/R/idr, in coerenza con gli altri servizi regolati, ha introdotto nel SII norme volte a regolare la qualità tecnica, prevedendo un approccio graduale a partire dal 1° gennaio 2018 volto ad uniformare il livello nazionale del servizio attraverso appositi meccanismi di incentivazione differenziati in funzione dello scostamento tra situazione attuale e target futuro con l'obiettivo di promuovere gli investimenti e anche prioritizzarli in funzione degli *output* attesi.

  L'incentivazione al miglioramento della qualità tecnica prevede un meccanismo premi-penalità e una valutazione multistadio delle *performance* che sarà attivato nel 2020 con riferimento alle *performance* 2018 e 2019. Per potervi accedere i gestori dovranno possedere determinati requisiti di *compliance* normativa da un lato e di disponibilità dei dati dall'altro.

  La Delibera ha fissato 6 indicatori specifici per le fasi del SII:
  - acquedotto: perdite idriche, interruzioni del servizio e qualità dell'acqua erogata;
  - fognatura: adeguatezza del sistema fognario;
  - depurazione: smaltimento dei fanghi in discarica e qualità dell'acqua depurata.

  Ogni indicatore ha un proprio percorso evolutivo per raggiungere, in un arco di tempo pluriennale, l'obiettivo finale. Gli indicatori generali prevedono un livello di mantenimento nelle situazioni in cui le gestioni del SII già si collocano al valore obiettivo e un livello di miglioramento per le gestioni che si collocano in posizioni distanti dal valore obiettivo.

  Cambia anche la relazione tra gestore e utente con l'obbligo per il gestore, in caso di mancato rispetto degli standard specifici, di corrispondere all'utente un indennizzo automatico anche più di una volta all'anno

(max 2) e di corrisponderlo anche agli utenti indiretti (es. utenze condominiali sottese ad un unico contratto).

Completano la regolazione della qualità tecnica gli obblighi di monitoraggio, registrazione e comunicazione sia verso l'Autorità, sia verso l'utente.

- **Risoluzione alternativa delle controversie.**

  La Delibera 55/2018/E/idr ha definito la disciplina transitoria in vigore dal 1° luglio 2018 sino al 30 giugno 2019 per l'estensione al SII del sistema di tutele per i consumatori e per la risoluzione extragiudiziale delle controversie già attive nei settori dell'energia elettrica e del gas (Delibera 209/2016/e/com o Testo Integrato Conciliazione – TICO).

  È previsto che dal 1° luglio 2018 il tentativo di conciliazione per le controversie insorte tra un utente idrico e il suo gestore sia volontario ed esperibile - anche attraverso il Servizio Conciliazione dell'Autorità - sia per le tematiche relative agli aspetti regolati dall'Autorità sia per tutte le altre tematiche d'interesse per l'utente del SII con l'esclusione di quelle non rientranti nell'ambito di applicazione del TICO e di quelle attinenti alla qualità dell'acqua.

BUSINESS UNIT VENDITA

Il Gruppo Acsm Agam opera nella Vendita Gas ed Energia elettrica attraverso le controllate Enerxenia S.p.A. ed ACEL Energie S.r.l..

Tra i provvedimenti normativi e regolatori più significativi Autorità di Regolazione per Energia Reti e Ambiente (di seguito ARERA) nel settore della vendita si segnalano:

LEGGE CONCORRENZA 2017 E CESSAZIONE DELLE TUTELE DI PREZZO

La Legge annuale per il mercato e la concorrenza (Legge 4 agosto 2017, n. 124, o Legge Concorrenza 2017) reca disposizioni finalizzate a rimuovere ostacoli di natura regolatoria all'apertura dei mercati, a promuovere lo sviluppo della concorrenza e a garantire la tutela dei consumatori. L'articolo 1, dai commi 59 a 85, introduce rilevanti disposizioni inerenti il mercato energetico, prevedendo:

- la fine dei regimi di tutela di prezzo per l'energia elettrica e il gas dal 1° luglio 2019 (termine successivamente prorogato al 1° luglio 2020 ai sensi della Legge 108/2018);
- disposizioni in tema di condizioni contrattuali obbligatorie e di confrontabilità delle offerte;
- la promozione dei gruppi di acquisto;
- la costituzione di un elenco dei soggetti abilitati alla vendita di energia elettrica;
- la ridefinizione dei meccanismi a sostegno dei cittadini in tema di *fuel poverty*;
- disposizioni finalizzate a contrastare il fenomeno delle cosiddette maxi-bollette;
- l'accesso da parte delle utilities alle banche dati contenenti informazioni sul credito e sull'identità dei clienti.

L'Autorità ha assolto i seguenti adempimenti previsti a proprio carico dalla Legge Concorrenza 2017:

- con Delibera 555/2017/R/com ha disciplinato una specifica tipologia di offerta sul mercato libero a condizioni equiparate di tutela (offerte PLACET) e ha individuato le condizioni contrattuali minime per tutti i contratti di mercato libero dell'energia elettrica e del gas naturale;
- con Delibera 746/2017/R/com ha imposto obblighi di informazione a carico dei fornitori nell'ambito della tutela gas e degli esercenti la maggior tutela elettrica per informare i clienti del superamento delle tutele di prezzo;
- con Delibera 762/2017/I/eel ha proposto al MiSE i criteri, le modalità, i requisiti tecnici, finanziari e di onorabilità per l'iscrizione e la permanenza all'interno dell'Elenco Venditori Elettricità;
- con Delibera 51/2018/R/com ha definito i requisiti di funzionamento del portale informatico per la raccolta e pubblicazione delle offerte commerciali gestito da Acquirente Unico S.p.A.;
- ha trasmesso al MiSE il Rapporto 117/2018/I/com sul monitoraggio dei mercati di vendita al dettaglio dell'energia elettrica e del gas necessario ai fini della verifica del raggiungimento degli obiettivi previsti dalla Legge Concorrenza 2017.

Si è ancora in attesa degli adempimenti a carico del MiSE:

- approvazione dell'Elenco Venditori Elettricità;
- riforma del bonus sociale;
- DM recante le modalità di attuazione della fine dei regimi di tutela di prezzo secondo meccanismi che assicurino la concorrenza e la pluralità di fornitori e di offerte nel libero mercato.

UNBUNDLING FUNZIONALE E BRAND UNBUNDLING

Con Delibera 296/2015/R/com (anche TIUF – Testo Integrato *Unbundling* Funzionale) l'Autorità ha adottato disposizioni in materia di *brand unbundling* per i venditori del mercato libero esercenti anche il servizio di maggior tutela elettrica disponendo:

- entro il 30 giugno 2016, data in seguito prorogata al 1° gennaio 2017 ai sensi della Delibera 327/2016/R/eel: l'utilizzo di politiche di comunicazione e marchi distinti per lo svolgimento di ciascuna delle due attività, pur sempre nel rispetto dell'unicità dei segni distintivi dell'impresa;
- entro il 1° gennaio 2017: che le rispettive attività commerciali siano svolte tramite l'utilizzo di canali informativi, spazi fisici e personale separati.

Alcuni operatori hanno impugnato l'art. 17.9 della Delibera 296/2015/R/com che introduce l'obbligo, per i venditori, di utilizzare canali informativi, spazi fisici e personale separati tra vendita sul mercato libero e servizio di maggior tutela senza prevederne la copertura dei costi.

A valle dell'impugnazione, l'Autorità con la Delibera 659/2015/R/eel ha previsto che, nell'ambito degli aggiornamenti annuali della RCV, si sarebbe tenuto conto dei costi connessi al *debranding* tra mercato libero e maggior tutela. In attuazione di tale previsione l'Autorità, nell'ambito dell'aggiornamento annuale della componente RCV per il 2019 disposto con Delibera 706/2018/R/eel ha riconosciuto agli esercenti la maggior tutela i costi sostenuti nel 2017 in attuazione delle sopra citate disposizioni TIUF.

Al fine di verificare i corretti adempimenti del TIUF da parte delle società, l'Autorità ha provveduto con Delibera 561/2018/E/eel ad approvare un programma di controlli in materia di separazione del marchio e delle politiche di comunicazione nei confronti di imprese operanti nelle attività di vendita a mercato libero e in maggior tutela, che si concluderà entro il 30 giugno 2019.

COMPONENTI A COPERTURA DEI COSTI DI COMMERCIALIZZAZIONE SULLA MAGGIOR TUTELA ELETTRICA, SUL MERCATO LIBERO ELETTRICO E SULLA TUTELA GAS: ANNI 2018 E 2019

La Delibera 927/2017/R/eel ha aggiornato per il 2018 la componente RCV a copertura dei costi di commercializzazione sostenuti dall'esercente la maggior tutela elettrica prevedendo, rispetto al 2017 e con riferimento alla zona Centro-Nord, una riduzione per i clienti domestici e un incremento per i clienti non domestici.

La Delibera 633/2016/R/eel ha aggiornato fino al 30 giugno 2018 la componente PCV a copertura dei costi di commercializzazione sul mercato libero, disponendo un incremento di 2,92 euro per i clienti domestici (+5,3% ossia da 54,87 euro/POD a 57,79 euro/POD) e di 2,51 euro per i clienti BT altri usi (+2,2% ossia da 115,87 euro/POD a 118,38 euro/POD). Con Delibera 364/2018/R/eel l'Autorità ha provveduto a confermare, a decorrere dal 1° luglio 2018, i valori della componente PCV precedentemente definiti.

La Delibera 916/2017/R/gas ha aggiornato per il 2018 la componente QVD a copertura dei costi di commercializzazione della vendita al dettaglio gas con un lieve incremento rispetto al 2017.

La Delibera 706/2018/R/eel ha aggiornato per il 2019 le componenti PCV e RCV. L'aggiornamento è avvenuto al rialzo relativamente alla PCV, mentre la RCV ha subito, con riferimento alla zona Centro-Nord, una riduzione per i clienti non domestici ed un incremento per i clienti domestici.

Nell'ambito di questo ultimo aggiornamento l'Autorità ha provveduto a riconoscere agli esercenti la maggior tutela i costi sostenuti per l'implementazione del *debranding* (*ex* TIUF) nella misura degli incrementi registrati con riferimento ai costi operativi desumibili dai CAS redatti ai sensi del TIUC.

La Delibera 707/2018/R/gas ha aggiornato per il 2019 la componente QVD a copertura dei costi di commercializzazione della vendita al dettaglio gas con un lieve incremento rispetto al 2018.

PRESCRIZIONE BIENNALE DEI CONSUMI DI ENERGIA ELETTRICA E GAS NATURALE

La Legge di Bilancio 2018, all'articolo 1, commi 4-10, ha introdotto la prescrizione biennale nei contratti di fornitura di energia elettrica, gas e servizio idrico nei rapporti tra i clienti e il venditore, nei rapporti tra il distributore e il venditore e in quelli con l'operatore del trasporto e con gli altri soggetti della filiera, ad eccezione dei casi in cui la mancata o erronea rilevazione dei dati di consumo derivi da responsabilità accertata dell'utente, nonché la sospensione dei pagamenti (e rimborso dei pagamenti effettuati) in caso di procedimenti AGCM per l'accertamento di violazioni del codice del consumo in tema di fatturazione, finché non sia stata verificata la legittimità della condotta dell'operatore.

L'entrata in vigore è differenziata per i diversi settori: dal 1° marzo 2018 per il settore elettrico e dal 1° gennaio 2019 per il settore gas mentre dal 1° gennaio 2020 per il servizio idrico.

L'Autorità ha dato una prima attuazione delle disposizioni in merito:

- con Delibera 97/2018/R/com ha definito l'ambito di applicazione, ribadito le tempistiche di entrata in vigore di quanto previsto dalla Legge di Bilancio, e introdotto obblighi informativi da parte dei venditori nei confronti dei clienti finali al fine di renderli edotti della possibilità di eccepire la prescrizione biennale;
- con Delibera 264/2018/R/com ha introdotto una misura transitoria che consente all'utente del trasporto, in caso di mancato incasso dovuto ad un'eccezione di prescrizione sollevata dal cliente finale dovuta a conguagli e rettifiche imputabili alla responsabilità del distributore, di richiedere all'impresa distributrice la rideterminazione degli importi;
- con Delibera 569/2018/R/com ha introdotto nuovi ed ulteriori obblighi informativi e definito le modalità per eccepire la prescrizione nei casi in cui la responsabilità del ritardo di fatturazione sia imputabile al venditore, al distributore o presumibilmente al cliente;
- con Delibera 683/2018/R/com ha provveduto ad estendere anche al settore gas la possibilità per i venditori di richiedere al distributore la restituzione delle somme versate in eccesso in caso di mancati incassi dovuti alle eccezioni di prescrizione sollevate da clienti finali, legate a ricalcoli la cui responsabilità sia attribuita al distributore stesso, ha confermato l'adozione del criterio pro-die ai fini dell'identificazione dl periodo oggetto di prescrizione ed ha rimandato ad un successivo provvedimento la definizione delle tempistiche e delle modalità con cui gli utenti del dispacciamento dell'energia elettrica e gli utenti del bilanciamento del gas naturale, in caso di mancato incasso dovuto a un'eccezione di prescrizione sollevata dal cliente finale per responsabilità dei distributori, abbiano titolo a richiedere rispettivamente a Terna e a Snam Rete Gas la revisione delle partite economiche relative al servizio di dispacciamento o bilanciamento.

BUSINESS UNIT AMBIENTE

Il Gruppo opera nel settore ambientale attraverso la controllata Acsm Agam Ambiente S.r.l. che svolge sia l'attività di raccolta rifiuti sia l'attività di termovalorizzazione dei rifiuti tramite il proprio impianto che tratta rifiuti solidi urbani e speciali, producendo energia elettrica e energia termica che alimenta la rete di teleriscaldamento nella città di Como.

Così come per il servizio idrico, la materia dei servizi ambientali è disciplinata dai D.L. 138/2011 e 179/2012 per come modificati dal D.L. 150/2013. Pertanto i termini di differimento introdotti dal decreto Milleproroghe trovano applicazione anche in tale settore.

Nel corso del 2014 è entrato in vigore il c.d. Decreto "Sblocca Italia" che prevede, all'art. 35, comma 6 che "ai sensi del decreto legislativo 3 aprile 2006, n. 152, non sussistendo vincoli di bacino al trattamento dei rifiuti urbani in impianti di recupero energetico, nei suddetti impianti deve comunque essere assicurata priorità di accesso ai rifiuti urbani prodotti nel territorio regionale fino al soddisfacimento del relativo fabbisogno e, solo per la disponibilità residua autorizzata, al trattamento di rifiuti urbani prodotti in altre regioni.

Sono altresì ammessi, in via complementare, rifiuti speciali pericolosi a solo rischio infettivo nel pieno rispetto del principio di prossimità sancito dall'articolo 182-bis, comma 1, lettera b), del citato decreto legislativo n. 152 del 2006 e delle norme generali che disciplinano la materia, a condizione che l'impianto sia dotato di sistema di caricamento dedicato a bocca di forno che escluda anche ogni contatto tra il personale addetto e il rifiuto; a tale fine le autorizzazioni integrate ambientali sono adeguate ai sensi del presente comma".

ATTRIBUZIONI AD ARERA DEI POTERI DI REGOLAZIONE E CONTROLLO NEL SETTORE DEI RIFIUTI

Nel corso del 2018, con riferimento al ciclo dei rifiuti, anche differenziati, urbani e assimilati, l'Autorità ha adottato diverse delibere di avvio di procedimento al fine sia di svolgere le funzioni di regolazione e controllo assegnatele dalla Legge di Bilancio 2018 sia di raccogliere informazioni sul settore. Le delibere prevedono la convocazione di riunioni tecniche con gli stakeholder, così come la pubblicazione di documenti di ricognizione e, stante la *governance* complessa del settore, sono state trasmesse al MATTM, al MEF, alla Presidenza del Consiglio dei Ministri, alle Regioni e all'ANCI.

Tra i principali provvedimenti adottati da ARERA si segnalano:

AVVII DI PROCEDIMENTO DELL'AUTORITÀ

- **Trattazione di reclami e controversie con gli utenti.**

  Con Delibera 82/2018/R/rif è stato avviato il procedimento per l'individuazione delle prime attività relative alla definizione di un sistema di tutele per la trattazione di reclami e controversie degli utenti finali, finalizzato ad estendere anche al settore dei rifiuti il sistema di tutele già in essere per i settori energetici regolati e idrico (TICO - delibera 209/2016) che prevede un apposito Servizio Conciliazione con l'avvalimento di Acquirente Unico (Sportello Consumatori).

  La chiusura del procedimento è prevista per il 31 dicembre 2019, fatti salvi eventuali esiti conoscitivi e/o consultivi intermedi connessi ad ulteriori provvedimenti dell'Autorità.

- **Regolazione tariffaria.**

  Con Delibera 225/2018/R/rif è stato avviato il procedimento per l'adozione di provvedimenti di regolazione tariffaria in materia di ciclo integrato dei rifiuti, con particolare riferimento alla:

  a. definizione del metodo tariffario per la determinazione dei corrispettivi del servizio integrato dei rifiuti e dei singoli servizi che costituiscono attività di gestione (anche in caso di TARI);
  b. fissazione dei criteri per la definizione delle tariffe di accesso agli impianti di trattamento;
  c. modalità di approvazione delle tariffe definite dall'ente di governo d'ambito, o dall'autorità competente a ciò preposta, per il servizio integrato e dai gestori degli impianti di trattamento;
  d. verifica della corretta redazione dei piani d'ambito.

  Con un comunicato del 10 maggio 2018, ARERA ha in ogni caso stabilito che, per garantire un quadro di regole certe e chiare al settore, sino all'adozione dei provvedimenti tariffari continuano ad applicarsi transitoriamente i criteri e le modalità operative disposti dalla disciplina previgente alla legge n. 205/17 in merito alla definizione e all'approvazione delle tariffe da applicare.

- **Regolazione della qualità.**

  Con Delibera 226/2018/R/rif è stato avviato il procedimento per l'adozione di provvedimenti in materia di regolazione della qualità del servizio nel ciclo integrato dei rifiuti, focalizzati alla:

  a. definizione dei livelli di qualità dei servizi, sentiti le Regioni, i gestori, le associazioni dei consumatori e
  b. diffusione della conoscenza e della trasparenza delle condizioni di svolgimento dei servizi a beneficio dell'utenza.

- **Anagrafica e monitoraggio.**

  Con Delibera 715/2018 è stato avviato il procedimento in merito alla realizzazione di apposita anagrafica di settore e alla definizione di una modulistica da utilizzare per il monitoraggio delle tariffe del servizio integrato di gestione dei rifiuti urbani e assimilati relativamente agli anni 2018-2019.

  Su questi aspetti si attende un'apposita consultazione e la pubblicazione del provvedimento finale entro il primo semestre 2019.

- **Richiesta informazioni in merito al servizio di trattamento dei rifiuti urbani e assimilati.**

  La delibera 714/2018 dispone una richiesta di informazioni ai soggetti esercenti il servizio di smaltimento dei rifiuti urbani e assimilati (impianti TMB, di incenerimento e discariche – in un secondo momento è stata avviata la richiesta anche per gli impianti di trattamento delle frazioni differenziate) tramite apposita modulistica adottata con Determina 1/2019-DRIF del 28 febbraio 2019.

L'indagine è finalizzata ad acquisire gli elementi funzionali sia alla definizione della regolazione delle condizioni di accesso, sia all'espletamento delle funzioni di controllo intestate all'Autorità, con particolare riferimento ai prezzi praticati dai gestori agli utenti.

DCO 713/2018/R/RIF. RECANTE "CRITERI PER LA DETERMINAZIONE DEI CORRISPETTIVI DEL SERVIZIO INTEGRATO DI GESTIONE DEI RIFIUTI URBANI E ASSIMILATI E DEI SINGOLI SERVIZI CHE COSTITUISCONO ATTIVITÀ DI GESTIONE"

Il DCO 713/2018 presenta i primi orientamenti dell'Autorità per la regolazione tariffaria dei singoli servizi che caratterizzano il servizio integrato di gestione dei rifiuti (la fase di raccolta e trasporto, e quella di smaltimento e trattamento).

Nel 2019 saranno pubblicati ulteriori DCO più di dettaglio con i quali saranno delineati i meccanismi di approvazione ed articolazione delle tariffe all'utenza e i criteri per la definizione delle condizioni di accesso agli impianti di recupero e smaltimento.

ARERA prevede l'avvio della regolazione a partire dal 2020 (sulla base dei costi effettivi 2018) articolato in un primo semi-periodo (2020-21) in cui verranno introdotti i nuovi meccanismi di definizione e verifica delle tariffe, nonché i primi criteri di *unbundling* contabile delle attività gestite, e in un secondo semi-periodo (2022-23) focalizzato su efficientamento dei costi e del servizio, oltre a possibili misure volte a favorire l'aggregazione dei gestori della raccolta e del trasporto.

Per il biennio «transitorio» (2018-2019) è prevista un'attività di monitoraggio in cui l'Autorità potrebbe effettuare valutazioni in merito alla corretta applicazione del principio di efficienza dei costi sostenuti.

BUSINESS UNIT ENERGIA E TECNOLOGIE SMART

TELERISCALDAMENTO

Il Gruppo opera nel settore del teleriscaldamento attraverso le controllate Varese Risorse S.p.A. e Comocalor S.p.A.

Varese Risorse S.p.A. è operativa anche nel settore dell'illuminazione pubblica.

ATTIVITÀ DELL'AUTORITÀ NELLA REGOLAZIONE E CONTROLLO DEL SETTORE DEL TELERISCALDAMENTO/ TELERAFFRESCAMENTO (TELECALORE)

Il D.Lgs. n. 102/2014 di recepimento della Direttiva 2012/27/CE sull'efficienza energetica ha attribuito agli articoli 9, 10 e 16 specifici poteri di regolazione e controllo all'Autorità anche nel settore del teleriscaldamento/ teleraffrescamento (o anche telecalore) seppure solo su aspetti specifici non trattandosi di una regolazione del tipo *RAB based* come vigente per gli altri servizi a rete.

Le attribuzioni riguardano infatti, la predisposizione di provvedimenti su allacciamento e disconnessione dalle reti, qualità commerciale e tecnica del servizio, modalità con cui i gestori rendono pubblici i prezzi della fornitura del calore e fatturazione dei consumi.

All'Autorità è affidato anche il compito di dare attuazione alle disposizioni in tema di misura, contabilizzazione diretta dei consumi individuali (mediante contatori o ripartitori), fatturazione e informazioni sulla fatturazione, accesso ai dati di consumo per gli edifici allacciati a reti di teleriscaldamento/teleraffrescamento allo scopo di accrescere la consapevolezza del cliente e modificarne i comportamenti di consumo.

Dopo un primo provvedimento (Delibera 282/2017/R/tlr) in materia di sub-fatturazione, l'Autorità ha definito con la Delibera 24/2018/R/tlr (TUAR) e s.m. i criteri per la determinazione dei contributi di allacciamento e le modalità per l'esercizio da parte dell'utente del diritto di recesso.

Gli esercenti possono determinare liberamente i corrispettivi di allacciamento nel rispetto di un vincolo di coerenza tra i costi e i ricavi (in attesa della conclusione del procedimento avviato con Delibera 111/2017/R/tlr in materia di separazione contabile e amministrativa nel servizio di telecalore, i criteri di attribuzione dei costi indiretti possono essere definiti autonomamente dagli esercenti). Contestualmente al preventivo di allacciamento sono introdotti specifici obblighi informativi nei confronti dei clienti circa le condizioni economiche vincolanti di erogazione del servizio, in modo da consentire una valutazione dell'economicità complessiva dello stesso e di assicurare la massima trasparenza sui contenuti e sui costi associati.

E' possibile per il cliente recedere dal contratto con un preavviso di 30 giorni, senza pagamento di alcun corrispettivo o penale richiedendo al gestore, in alternativa, la disattivazione della fornitura oppure lo scollegamento dalla rete; nel caso della disattivazione è prevista esclusivamente la sospensione della fornitura mentre nel caso di scollegamento l'esercente è tenuto a rimuovere il contatore di energia termica ed eventuali altre parti dell'impianto.

Sono, infine, previsti per gli operatori specifici obblighi di rendicontazione nei confronti dell'Autorità al fine di consentire il monitoraggio del settore e il rispetto della regolazione.

Con la Delibera 277/2018/R/tlr l'Autorità, a seguito delle criticità evidenziate dagli operatori, ha differito il termine di entrata in vigore del TUAR dal 1° giugno 2018 al 1° ottobre 2018 con termine del periodo regolatorio al 31 dicembre 2021.

La Delibera 661/2018/R/tlr ha definito la regolazione della qualità commerciale del servizio di teleriscaldamento (RQCT) per il periodo 1° luglio 2019 – 31 dicembre 2021. Il perimetro di applicazione della disciplina nei confronti dei clienti finali è funzione della dimensione degli esercenti determinata in base alla potenza contrattuale complessiva dei clienti serviti: micro esercenti fino a 6 MW di potenza contrattuale complessiva, esercenti di medie dimensioni oltre 6 MW e fino a 50 MW ed esercenti di maggiori dimensioni oltre 50 MW.

Le prestazioni soggette alla qualità commerciale comprendono: i preventivi, l'esecuzione di lavori, le attivazioni, la gestione dei reclami, oltre al pronto intervento.

Sono previsti indennizzi automatici in caso di mancato rispetto degli standard specifici per cause imputabili all'esercente, il cui valore è commisurato alla potenza contrattualmente impegnata dell'utente, al fine di considerare la dimensione dell'utente interessato dalla violazione. Per le utenze con potenza contrattualmente impegnata fino a 50 kW (utenze monofamiliari e condomini piccoli) l'indennizzo è pari a 30 Euro. Per le utenze con potenza contrattualmente impegnata superiore a 50 kW e fino a 350 kW l'indennizzo è pari a 70 Euro.

Con la Delibera 574/201/R/tlr è stata approvata la disciplina inerente gli "Obblighi informativi per i soggetti operanti nel settore del teleriscaldamento e teleraffescamento (OITLR)", prevedendo al contempo l'abrogazione delle precedenti delibere 339/2015/R/tlr e 23/2018/R/tlr in un'ottica di razionalizzazione delle disposizioni in merito agli obblighi previsti in capo agli operatori.

Il DCO 637/2018/R/tlr illustra le proposte dell'Autorità in materia di obblighi minimi per la trasparenza dei servizi di teleriscaldamento e teleraffrescamento, finalizzate sia alla promozione della concorrenza nel mercato dei servizi di climatizzazione, sia alla tutela degli utenti del servizio. Nel primo semestre 2019 è previsto un ulteriore DCO allo scopo di finalizzare il provvedimento finale nel mese di giugno 2019.

Con il DCO 691/2018/R/tlr sono presentati i primi orientamenti in materia di qualità tecnica del servizio di teleriscaldamento, con riferimento alla sicurezza e alla continuità del servizio, nonché alle prestazioni energetiche ed ambientali. Tale consultazione si appoggia su una raccolta dati avviata dall'Autorità con riferimento alle reti gestite nel 2017 e alle principali attività e procedure attualmente adottate dagli operatori per assicurare la sicurezza e la continuità del servizio.

Stante l'assenza di una leva tariffaria, a differenza di altri settori regolati, il quadro legislativo non consente di applicare, ad oggi, meccanismi di incentivazione economica del tipo premi-penalità, l'Autorità è, pertanto, orientata ad utilizzare nel primo periodo regolatorio esclusivamente obblighi di servizio, standard (specifici o generali) e meccanismi reputazionali (pubblicazione delle performance degli operatori). Nel primo semestre 2019 è previsto un ulteriore DCO allo scopo di finalizzare il provvedimento finale nel mese di luglio 2019.

NUOVI INCENTIVI ALLO SVILUPPO DI RETI DI TELERISCALDAMENTO

L'articolo 19-decies della Legge 4 dicembre 2017, n. 172, introduce una nuova fattispecie di intervento impiantistico su unità di cogenerazione volto a premiare tramite il riconoscimento di CB l'estensione di reti di teleriscaldamento nell'ambito di sistemi di "teleriscaldamento efficiente". Lo schema di incentivazione cui la norma fa riferimento (e che va ad integrare) è quello previsto dal DM 5 settembre 2011 relativo all'incentivazione della cogenerazione ad alto rendimento (CAR) attraverso il rilascio dei titoli di efficienza energetica/CB (c.d. DM CAR).

L'articolo 19-decies della Legge definisce gli interventi che possono beneficiare degli incentivi su unità di cogenerazione e che possiedono (tutte) le seguenti caratteristiche:

- non si classificano come "rifacimento" ai sensi del DM CAR,
- comportano un incremento della producibilità termica dell'unità di cogenerazione, finalizzato al mantenimento o raggiungimento di una configurazione di sistema di teleriscaldamento efficiente,
- si abbinano all'estensione della rete di distribuzione del calore, in termini di capacità di trasporto.

Per i suddetti interventi, il DM CAR troverà applicazione "secondo i valori di rendimento fissati nel regolamento delegato (UE) 2015/2402": questo rappresenta la più recente norma di aggiornamento dei valori di efficienza della produzione "separata" (ossia non in cogenerazione) di elettricità e calore.

La nuova norma dovrà trovare attuazione tramite uno specifico DM modificativo del DM CAR che il MiSE avrebbe dovuto adottare entro 90 giorni dall'entrata in vigore della Legge (90 giorni dal 4 dicembre 2017).

IDROELETTRICO

Il Gruppo opera nel settore attraverso AEVV Impianti S.r.l.. Al 31 dicembre 2018 inoltre la proprietà di quattro centrali idroelettriche incorporate, per effetto dell'Aggregazione, risulta in capo alla Capogruppo Acsm-Agam S.p.A..

CONCESSIONI IDROELETTRICHE DI GRANDE DERIVAZIONE

In sede di conversione in legge (Legge n. 12/2019) con modificazioni del DL 14 dicembre 2018, n. 135 (c.d. DL Semplificazioni) il legislatore è intervenuto all'art. 11-quater con un riordino complessivo della disciplina inerente le concessioni idroelettriche di grande derivazione (> 3 MW).

Negli ultimi anni la mancata attuazione delle norme primarie volte a consentire lo svolgimento di gare per l'assegnazione delle concessioni scadute aveva portato alla prosecuzione temporanea della gestione da parte degli attuali titolari.

L'art. 12 del D.Lgs. 79/1999, nella versione previgente, disponeva infatti che le Regioni assegnassero le concessioni sulla base di criteri che avrebbero dovuto essere definiti da un DM concertato tra Min. Sviluppo e Min. Ambiente, e adottato d'intesa con la Conferenza Unificata Stato-Regioni, il quale non è stato mai emanato, così determinandosi un'estensione di fatto della gestione delle concessioni scadute in forza del comma 8 bis di tale art. 12, che prevedeva l'esercizio della concessione da parte del concessionario uscente fino alla riassegnazione, a condizioni immutate.

La Commissione Europea, nell'ambito della procedura d'infrazione n. 2011/2026, aveva peraltro inviato all'Italia il 26 settembre 2013 una lettera di messa in mora, contestando la non compatibilità di taluni profili della normativa nazionale con l'ordinamento comunitario. Il Governo aveva, quindi, prospettato alla Commissione un complessivo riassetto del settore.

Le nuove norme, introdotte nel citato art. 12 mediante la Legge n. 12/2019, prevedono che le Regioni disciplinino con proprie leggi modalità, procedure e criteri di assegnazione delle concessioni, le quali potranno essere

affidate ad operatori economici individuati tramite gara, ovvero a società miste pubblico/private con selezione del socio privato mediante gara, oppure tramite forme di partenariato ai sensi del D.Lgs. 50/2016.

L'iter per l'aggiudicazione dovrà essere avviato entro 2 anni dall'entrata in vigore delle Leggi Regionali menzionate e, comunque, non oltre il 31/03/2022.

La durata delle nuove concessioni sarà compresa tra 20 e 40 anni, con possibilità di estensione del termine massimo di ulteriori 10 anni in relazione alla complessità della proposta progettuale e all'importo dell'investimento.

Sarà anche ridefinito con legge regionale (sentita l'ARERA) il canone demaniale da corrispondere su base semestrale alle Regioni, articolato in una componente fissa legata alla potenza nominale media di concessione ed una variabile calcolata come percentuale dei ricavi normalizzati.

Le Regioni potranno anche imporre ai concessionari di fornire gratuitamente 220 kWh annui per ogni kW di potenza nominale media di concessione.

Per le concessioni scadute è, inoltre, prevista la corresponsione di un canone aggiuntivo e la possibile fornitura gratuita di energia nei termini suindicati.

Entro 180 giorni dall'entrata in vigore della Legge n. 12/2019 dovrà essere emanato un DM da parte del MiSE, sentita l'ARERA e previo parere della Conferenza Unificata Stato-Regioni, che dovrà stabilire gli importi minimi sia della parte fissa del canone demaniale sia del canone aggiuntivo.

Decorso vanamente detto termine, le Regioni potranno determinare tali importi in misura non inferiore a 30 euro/kW per la componente fissa del canone demaniale, e a 20 euro/kW per il canone aggiuntivo.

In tema di indennizzo ai gestori uscenti, la nuova norma, richiamando il RD 1775/1933, prescrive:

- per le opere c.d. "bagnate", il passaggio senza compenso in proprietà delle Regioni; in caso di investimenti – purché definiti nell'atto di concessione o autorizzati dall'ente concedente – è previsto un indennizzo pari al valore della parte di bene non ammortizzato;
- per le opere c.d. "asciutte", il riconoscimento di un valore residuo desunto da atti contabili o perizia asseverata, al netto dei beni ammortizzati. In ipotesi di mancato utilizzo da parte del concessionario entrante, per i beni mobili è prevista la rimozione e lo smaltimento a carico del proponente, mentre quelli immobili restano di proprietà degli aventi diritto.

BUSINESS UNIT: PRINCIPALI INDICATORI ALTERNATIVI DI PERFORMANCE[12]

Per chiarezza espositiva[13] si precisa che:

- I ricavi delle vendite e delle prestazioni sono esposti al netto delle partite non ricorrenti, al lordo dei rapporti *intercompany*;
- Il Margine Operativo Lordo (MOL o EBITDA) = Indicatore alternativo di performance operativa, calcolato come differenza tra i ricavi delle vendite e il totale dei costi operativi "Risultato operativo netto" (MON o EBIT), a cui si sommano gli ammortamenti, le svalutazioni e, dal 30 settembre 2018, anche gli accantonamenti a fondi rischi, prima delle partite non ricorrenti.
- Il Margine Operativo Netto (MON) = Indicatore alternativo di performance definito come Utile Operativo (differenza tra il totale dei ricavi delle vendite e il totale dei costi operativi), dopo le partite non ricorrenti.

[12] No GAAP Measures.

[13] V. anche Comunicazione Consob n. 0092543 del 3 dicembre 2015 in merito all'applicazione degli orientamenti ESMA sugli Indicatori Alternativi di Performance.

BUSINESS UNIT VENDITA (ENERXENIA S.P.A. E ACEL ENERGIE S.R.L.)

Il Gruppo Acsm Agam si occupa della **vendita di gas ed energia elettrica** a consumatori finali sia *retail* che *business*, mediante le controllate Enerxenia – che a far data dal 1° luglio, include anche circa 37.000 clienti riferiti al ramo scisso clienti energia della provincia di Varese di A2A Energia - ed Acel Energie, che, dalla medesima data, include circa 30.000 clienti dell'ex AEVV Energie Sondrio (i clienti gas ed energia elettrica riferiti ai bacini di Lecco e Sondrio sono complessivamente 117.000).

I volumi di gas complessivamente venduti nel 2018 risultano pari a 352,8 milioni di metri cubi (283,5 milioni di metri cubi nel 2017), grazie alla crescita della base clienti sino a oltre 266.000 unità di cui circa 117.000 a partire dal 1° luglio, nonostante la stagione termica sia stata mite soprattutto nell'ultima parte dell'anno (temperature medie più miti del 7% rispetto al 2017).

Al 31 dicembre 2018 i clienti Energia Elettrica si presentano in forte crescita sino a circa 62.100 unità di cui oltre 37.000 a partire dal 1° luglio. In sensibile crescita anche i volumi di energia elettrica venduti a clienti finali che nel 2018 ammontano a 256,5 GWhe (117,7 GWhe nel 2017).

TABELLA N° 05 | SINTESI RISULTATI ECONOMICI AGGREGATI VENDITA GAS E VENDITA ENERGIA ELETTRICA (€/MIGLIAIA)

	2018	2017
Totale ricavi (al lordo dei rapporti *inter/intracompany*)	206.786	141.298
- di cui inter/intracompany	*10.548*	*6.289*
MOL ante partite non ricorrenti	27.209	24.314
MON post partite non ricorrenti	18.964	23.411

Il margine operativo netto 2018 risente di partite non ricorrenti negative pari a 4,2 milioni di Euro riconducibili principalmente a conguagli negativi riferiti a precedenti esercizi (cosiddetto "*Settlement gas* "2013-2017 di Snam Rete Gas), mentre nessuna partita non ricorrente era registrata nel 2017.

TABELLA N° 06 | DATI GESTIONALI VENDITA GAS (AL LORDO DEI RAPPORTI INTERCOMPANY)

	2018	2017
Gas venduto Grandi clienti (mln Mc)	107,8	76,8
Gas venduto Clienti retail (mln Mc)	245,0	206,7
Totale Gas venduto (mln Mc)	**352,8**	**283,5**
N. Clienti business	1.569	483
N. Clienti retail	264.700	154.297
Totale N. clienti	**266.269**	**154.780**

TABELLA N° 07 | DATI GESTIONALI VENDITA E ENERGIA ELETTRICA (AL LORDO DEI RAPPORTI INTERCOMPANY)

	2018	2017
Energia Elettrica venduta ai clienti finali (GWhe)	256,5	117,7
N. clienti	62.142	19.491

BUSINESS UNIT RETI

RETI GAS (ACSM AGAM RETI GAS ACQUA S.P.A., LARIO RETI GAS S.R.L., RETI VALTELLINA VALCHIAVENNA S.R.L. E SERENISSIMA GAS S.P.A.)

A seguito dell'Operazione, il Gruppo Acsm Agam, mediante le controllate, presta **servizi di distribuzione di gas** a favore:

- di n. 47 comuni nelle province di Como, Monza, Venezia, Udine e Treviso, con circa n. 180.000 punti di riconsegna (PdR), di cui n. 140.000 solo in Lombardia, ed una rete estesa per circa 1.960 km (perimetro in essere pre Operazione). Tale attività viene effettuata: per quanto riguarda n. 32 comuni, sulla base di concessioni aventi scadenze comprese tra il 2022 e il 2024; per quanto riguarda n. 15 comuni, sulla base di concessioni attualmente in regime di *prorogatio,* in attesa dell'aggiudicazione delle rispettive procedure di gara d'ambito;
- di n. 4 comuni della provincia di Varese, con circa n. 43.000 PdR ed una rete estesa per circa 411 km. Tale attività viene effettuata sulla base di concessioni attualmente in regime di *prorogatio,* in attesa della gara d'ambito;
- di n. 1 comune nella Provincia di Sondrio (con eccezione di alcune frazioni dello stesso comune), con circa n. 9.600 PdR ed una rete estesa per circa 57 km. Tale attività viene effettuata sulla base di una concessione attualmente in regime di *prorogatio,* in attesa della gara d'ambito;
- di n. 36 comuni della provincia di Lecco, con oltre n. 78.600 PdR ed una rete estesa per circa 808 km. Tale attività viene effettuata sulla base di concessioni attualmente in regime di *prorogatio,* in attesa dell'espletamento delle gare d'ambito, ad eccezione di 4 comuni gestiti in regime di project financing e di una concessione aggiudicata con le gare comunali.

Le concessioni dell'area di Varese, Lecco e Sondrio sono confluite nel Gruppo Acsm Agam il 1° luglio 2018 nell'ambito dell'operazione di Aggregazione con un apporto complessivo di oltre 131.000 PdR, oltre 1.200 km di rete.

RETI ELETTRICHE (RETI VALTELLINA E VALCHIAVENNA S.R.L.)

Il Gruppo Acsm Agam post Aggregazione fornisce, mediante la controllata, **servizi di distribuzione energia elettrica** nei territori dei Comuni di Sondrio, Tirano, Sernio e Valdisotto.

Tale attività viene effettuata sulla base di apposite concessioni aventi scadenza 2030. Per lo svolgimento della distribuzione di energia elettrica la società è proprietaria di una rete composta da complessivi 557 km, dei quali linee di media tensione per una lunghezza complessiva di circa 136 km e da linee di bassa tensione per una lunghezza complessiva di circa 420.

L'energia elettrica distribuita nel 2018, a far data dalla decorrenza dell'Aggregazione, è pari a 165,9 Gwh, con circa 25.800 PdR serviti.

RETI IDRICHE (ACSM AGAM RETI GAS ACQUA S.P.A.)

Il Gruppo Acsm Agam, mediante la controllata, opera come **gestore del servizio idrico**, relativamente alle attività di progettazione, costruzione, manutenzione e gestione di reti e impianti idrici, oltre a fornire servizi di controllo qualità delle acque potabili e di gestione rapporti con la clientela. Nell'esercizio di tali attività, il Gruppo Acsm Agam post-Operazione serve:

- circa n. 16.000 clienti siti nei comuni di Como, Cernobbio e Brunate, con circa 350 km di rete gestita (perimetro in essere pre Aggregazione) conformemente agli atti che regolano le gestioni affidate e sulla base della Convenzione d'Ambito stipulata in data 20 giugno 2018 con l'Ufficio d'Ambito di Como. Ai sensi della normativa applicabile, il Gruppo Acsm Agam continuerà a svolgere tale attività sino a scadenza naturale delle concessioni, rispettivamente fino al 2026 con riferimento al Comune di Como, a tutto il 2019 con riferimento al Comune di Cernobbio, e al 2028 con riferimento al Comune di Brunate;
- circa n. 67.000 clienti siti nel Comune di Varese e in altri n. 33 comuni della provincia di Varese, con una rete di circa 1.300 km, sulla base della Convenzione d'Ambito stipulata in data 27 ottobre 2017 con l'EGATO della Provincia di Varese (perimetro incrementale confluito grazie all'Aggregazione). Secondo quanto stabilito da detta Convenzione, e secondo quanto disposto dal vigente quadro normativo, il Gruppo Acsm Agam continuerà a svolgere tale attività, nei confronti dei vari comuni interessati, fino alle loro scadenze naturali.

I volumi di acqua erogati nel 2018 risultano pari a 20,9 milioni di metri cubi, in incremento rispetto al 2017 per la variazione di perimetro (pari a 9,6 milioni di metri cubi). In correlato incremento il margine operativo lordo rispetto al 2017.

Si registrano partite non ricorrenti positive pari a 8,0 milioni di Euro grazie al riconoscimento da parte dell'Ufficio d'Ambito della Provincia di Varese delle c.d. partite pregresse relative a conguagli riferiti a periodi precedenti al trasferimento all'ARERA delle funzioni di regolazione e controllo del settore, come dettagliato nel successivo paragrafo "Eventi rilevanti del 2018 ed Eventi successivi".

TABELLA N° 08 | SINTESI RISULTATI ECONOMICI AGGREGATI RETI (€/MIGLIAIA)

	2018	2017
Totale ricavi (al lordo dei rapporti *inter/intracompany*)	61.546	39.266
- di cui inter/intracompany	*22.349*	*15.898*
MOL ante partite non ricorrenti	28.879	20.038
MON post partite non ricorrenti	24.782	7.633

Il margine operativo netto 2018 include, inoltre, accantonamenti non ricorrenti complessivamente positivi e pari a 2,0 milioni di Euro riconducibili principalmente al rilascio fondo per esubero riferito alle Reti Idriche, pari a 2,9 milioni di Euro, dettagliato anche a successivo paragrafo "Eventi rilevanti del 2018 ed Eventi successivi".

Come già evidenziato, dal 2018, è variato il criterio di esposizione dei certificati ambientali.

Si è pertanto proceduto a modificare in tal senso l'esposizione della voce "Altri ricavi e proventi" riferita al 2017 (minori altri ricavi per 17,6 milioni di Euro e minori costi operativi per 17,7 milioni di Euro e per il differenziale pari a 151 migliaia di Euro come maggior accantonamento a fondo rischi).

TABELLA N° 09 | DATI GESTIONALI RETI GAS (AL LORDO DEI RAPPORTI INTERCOMPANY)

	2018	2017
Totale Gas vettoriato (mln Mc)	461,9	342,8
N. PdR	314.066	182.693
Km rete	3.248	1.961

TABELLA N° 10 | DATI GESTIONALI DISTRIBUZIONE ELETTRICA (AL LORDO DEI RAPPORTI INTERCOMPANY)

	2018	2017
Energia elettrica distribuita (GWhe)	165,9	n.d.
N. clienti	25.757	n.d.
Km rete	557	n.d.

TABELLA N° 11 | DATI GESTIONALI RETI IDRICHE (AL LORDO DEI RAPPORTI INTERCOMPANY)

	2018	2017
Metri cubi complessivi venduti (mln)	20,9	11,4
N. clienti	83.174	15.934
Km rete	1.677	349

BUSINESS UNIT ENERGIA E TECNOLOGIE SMART

TELERISCALDAMENTO, COGENERAZIONE E ILLUMINAZIONE PUBBLICA (VARESE RISORSE S.P.A., COMOCALOR S.P.A. E RETI VALTELLINA E VALCHIAVENNA S.R.L.)

A seguito dell'Aggregazione, il Gruppo Acsm Agam presta **servizi di teleriscaldamento** urbano a favore:

- della città di Como, utilizzando principalmente l'energia termica prodotta dal termovalorizzatore (di proprietà di Acsm-Agam sino al 1° luglio 2018 e poi conferito in Acsm Agam Ambiente), mediante la controllata ComoCalor e sulla base di apposita concessione che, ai sensi del quadro normativo e regolamentare vigente, ha scadenza prevista per il mese di ottobre 2020 (*business* in essere anche pre Aggregazione);
- della città di Monza mediante la controllata Varese Risorse a cui è stato conferito il ramo del

teleriscaldamento da Acsm-Agam S.p.A., che utilizza l'energia termica prodotta principalmente da tre impianti di cogenerazione di proprietà e, a partire dal 2016, anche quella acquisita dal Gruppo Rovagnati, sulla base di accordi contrattuali della durata di 11 anni. I servizi di teleriscaldamento a favore del Comune di Monza sono forniti sulla base di apposita concessione che, ai sensi del quadro normativo e regolamentare vigente, ha scadenza al 2031 (*busines*s in essere anche pre Aggregazione);

- della città di Varese, sempre mediante la controllata Varese Risorse, utilizzando principalmente l'energia termica prodotta da una centrale in assetto cogenerazione (produzione combinata di calore e energia elettrica tramite turbogas e caldaia a recupero), nonché la produzione per il tramite di una centrale termofrigorifera integrata con il teleriscaldamento presso l'Ospedale di Circolo di Varese tesa a soddisfare i fabbisogni tecnologici e di climatizzazione dell'intero complesso ospedaliero, sulla base di apposita concessione che, ai sensi del quadro normativo e regolamentare vigente, ha scadenza 2025 (*business* incrementale grazie all'Aggregazione).

L'attività di **Teleriscaldamento e Cogenerazione**, nel 2018, vede conseguentemente in aumento i quantitativi di energia termica venduta che risultano pari a 165,7 GWht (126,2 GWht nel 2017), grazie all'incremento del numero di clienti principalmente per effetto dell'Aggregazione che ha portato all'acquisizione del ramo Teleriscaldamento e Cogenerazione di Varese. Inoltre anche il progetto di estensione delle reti in nuovi quartieri della città di Monza, avviato nel 2017 e proseguito nel 2018, consente, oltre allo sviluppo commerciale, anche l'interconnessione delle reti alimentate dagli impianti di Monza Nord e Monza Sud, con importanti sinergie ed efficientamenti.

I km di rete di teleriscaldamento gestiti sono pari a 70, in incremento rispetto al 2017 grazie ai 16 km di Varese e allo sviluppo delle utenze che, al 31 dicembre 2018, risultano pari a 623 unità, di cui 145 dal ramo Varese.

In aumento anche i quantitativi di energia elettrica venduta dalla parte cogenerativa. Già nel corso del 2017 il Gruppo Rovagnati ha avviato la produzione di energia elettrica e termica dal suo nuovo impianto di cogenerazione che è stato collegato alla rete di teleriscaldamento di Acsm-Agam con contestuale cessione alla stessa, dell'energia termica prodotta. L'accordo con Brianzacque S.r.l., firmato nel corso del 2017, entrerà in funzione durante la stagione termica 2019/2020 con l'obiettivo di sviluppare un progetto analogo a quello avviato con il Gruppo Rovagnati. Tali progetti consentono importanti efficienze a livello operativo in termini di minori costi di produzione.

Il Gruppo Acsm Agam, mediante la controllata Varese Risorse per effetto del conferimento del ramo da Acsm Agam ad esito dell' Aggregazione, svolge attività di **manutenzione e gestione degli impianti di illuminazione pubblica** dei Comuni di Garbagnate Milanese, Nova Milanese e Messina, in partnership con A2A per un pro quota di circa 19.270 punti luce, (sul punto si rinvia anche alle Note Esplicative, paragrafo Contenziosi) e, mediante la controllata Reti Valtellina Valchiavenna, nei Comuni di Sernio, Sondrio, Tirano, Valdisotto e, in parte, del Comune di Sondalo per ulteriori 8.000 punti luce gestiti. Nel 2018 inoltre è pervenuta l'aggiudicazione definitiva per le gare dei comuni di Cornaredo, Melzo Pero Cantello e Cesate dove si è in attesa della firma del contratto e della conseguente presa in carico degli impianti per un totale di 5.250 punti luce pro quota Acsm Agam.

L'attività nel settore dell'illuminazione pubblica era stata, infatti, già avviata dal Gruppo Acsm Agam nel corso del 2017, sia direttamente sia in collaborazione con il partner industriale A2A, partecipando a gare pubbliche oppure proponendo direttamente alle amministrazioni comunali Project Financing (ai sensi dell'articolo 183 comma 15 del D. Lgs. 50/2016 e ss.mm.ii). In particolare, nel corso del 2018, Acsm-Agam S.p.A., in Associazione Temporanea di Impresa (ATI) con il partner industriale A2A, ha partecipato, oltre alle gare di cui sopra, a quelle indette dai comuni di Trezzano sul Naviglio, Cassano Magnago, Belgioioso, Bovisio Masciago, Costa Masnaga, Cologno Monzese per 6.220 punti luce pro quota. Sono state aggiornate le proposte di project financing ai Comuni di Cermenate, Morazzone e Gazzada per un totale di 2.830 punti luce (100% Acsm Agam) e si è in attesa della pubblicazione del bando da parte delle amministrazioni comunali.

Si evidenzia inoltre che il Comune di Monza, con provvedimento n. 33/2019, ad esito dell'analisi comparativa delle proposte di finanza di progetto presentate ha individuato quale proposta di maggiore interesse per la città il progetto di Illuminazione Pubblica e Smart city presentato da Acsm-Agam S.p.A., in ATI insieme al partner industriale A2A, (gestione di circa 12.000 punti luce, 3.600 punti luce pro quota).

GESTIONE CALORE, GENERAZIONE, FOTOVOLTAICO ED ALTRO (AEVV IMPIANTI S.R.L., ACSM-AGAM S.P.A., COMO ENERGIA S.C.A.R.L. IN LIQUIDAZIONE E CONSORZIO SO.E.RA. ENERGY CALOR)

Con riferimento ai servizi di **Gestione calore**, il Gruppo Acsm Agam, mediante la controllata AEVV Impianti, gestisce impianti termici di edifici pubblici e privati siti nelle province:

- di Como, Monza Brianza (perimetro in essere pre Aggregazione) per complessivi n. 152 impianti,
- di Lecco e Sondrio (perimetro ampliato grazie all'Aggregazione) per complessivi n. 101 impianti gestiti.

Il corrispondente periodo del 2017 includeva, sino al mese di settembre, anche la gestione degli impianti termici del Comune di Cologno Monzese, attraverso il consorzio So.E.Ra. Energy Calor mentre la gestione degli impianti termici del Comune di Como, attraverso la società consortile Como Energia, è cessata il 31 maggio 2017 e di conseguenza l'Assemblea straordinaria di Como Energia S.c.a.r.l., tenutasi a luglio 2017, ha deliberato la messa in liquidazione della società. Il Gruppo non si attende effetti significativi dalla chiusura della procedura.

Nel corso del 2018, con riferimento all'attività di gestione calore e riqualificazione energetica, la controllata AEVV Impianti è risultata prima in graduatoria in una gara, relativa a quattro Comuni, alla quale ha partecipato, Si è pertanto in attesa dei procedimenti successivi. L'offerta tecnica riferita alla gara indetta dal Comune Cinisello Balsamo risulta in fase di verifica.

Inoltre, prosegue lo sviluppo di impianti di **microcogenerazione** presso utenze commerciali, piccole industrie, case di cura per beneficiare del minor costo energia ottenuto dalla produzione combinata di calore e energia. Nel corso del 2018, il Gruppo ha investito circa 1,6 milioni di Euro, per progetti legati a microcogenerazione (di cui 1,1 milioni di Euro riferiti a impianti siti in un importante centro commerciale).

A seguito dell'Operazione di Aggregazione, il Gruppo Acsm Agam, è inoltre titolare di n. 5 concessioni per l'esercizio di n. 4 **impianti idroelettrici**, aventi scadenza 2029. Prima dell'Operazione, A2A 4 Idro, società fusa per incorporazione in Acsm-Agam S.p.A. alla data di efficacia dell'Aggregazione, aveva sottoscritto alcuni contratti con A2A, finalizzati a consentirle il funzionamento operativo. Tali contratti, che si qualificano come conclusi con parti correlate, a seguito della Fusione sono rimasti in vigore nei confronti di Acsm-Agam.

Il Gruppo Acsm Agam, mediante la controllata AEVV Impianti, produce inoltre energia elettrica da **impianti fotovoltaici**.

La produzione di energia elettrica nel secondo semestre è pari complessivamente a 28,8GWh, di cui 0,4GWh da fotovoltaico. La produzione risulta inferiore alle medie storiche principalmente per l'andamento della stagione termica.

Ad esito del Progetto di Aggregazione il Gruppo Acsm Agam, mediante la controllata AEVV Impianti, gestisce inoltre n. 3 **parcheggi**, siti nel Comune di Sondrio.

TABELLA N° 12 | SINTESI RISULTATI ECONOMICI ENERGIA E TECNOLOGIE SMART (€/MIGLIAIA)

	2018	2017
Totale ricavi (al lordo dei rapporti *inter/intracompany*)	28.277	21.175
- di cui inter/intracompany	*2.178*	*3.102*
MOL ante partite non ricorrenti	9.183	5.605
MON post partite non ricorrenti	2.964	1.914

Il 2017 è riesposto includendo il risultato dell'attività di distribuzione gas metano per autotrazione, riclassificata dal 2018 nella Business Unit Energia e Tecnologie Smart, tra altre attività gestite. In precedenza tale attività era inclusa tra i risultati dei Servizi Corporate (MOL per 53mila Euro e MON per 10mila Euro).

TABELLA N° 13 | DATI GESTIONALI TELERISCALDAMENTO E COGENERAZIONE (AL LORDO DEI RAPPORTI INTERCOMPANY)

	31.12.2018	31.12. 2017
Energia termica (GWht)	165,7	126,2
N. clienti teleriscaldamento, vapore	623	454
Energia Elettrica prodotta (GWhe)	35,4	25,5
Km rete	70	51

TABELLA N° 14 | DATI GESTIONALI GESTIONE CALORE (AL LORDO DEI RAPPORTI INTERCOMPANY)

	31.12. 2018	31.12. 2017
N. impianti gestiti	255	154

TABELLA N° 15 | DATI GESTIONALI GENERAZIONE E FOTOVOLTAICO (AL LORDO DEI RAPPORTI INTERCOMPANY)

	31.12. 2018	31.12. 2017
Energia Elettrica prodotta da impianti Fotovoltaici (GWhe)	0,4	n.d.
Energia Elettrica prodotta da impianti Idroelettrici (GWhe)	28,4	n.d.

BUSINESS UNIT AMBIENTE (ACSM-AGAM AMBIENTE S.R.L.)

A seguito dell'Aggregazione a partire dal 1° luglio 2018, il Gruppo Acsm Agam, mediante la controllata, svolge anche il **servizio di Igiene ambientale**, servendo circa 155 mila abitanti siti nel Comune di Varese ed in altri comuni delle province di Varese e di Como.

In tale ambito, il Gruppo si occupa della gestione del servizio di raccolta differenziata e indifferenziata, recupero, smaltimento, commercializzazione e trasporto dei rifiuti, della manutenzione dell'igiene di strade ed altri luoghi pubblici, oltre che del servizio di bonifica di ambienti degradati. Lo svolgimento dei citati servizi viene effettuato sulla base di contratti di servizi sottoscritti a seguito di gare ad evidenza pubblica e aventi una scadenza media di cinque anni per contratto. Con riferimento al contratto di servizi che regola la prestazione di attività a favore del Comune di Varese si rinvia al successivo paragrafo "Eventi rilevanti 2018 ed Eventi successivi".

Nel secondo semestre 2018, il Gruppo ha iniziato la gestione del servizio di raccolta anche per il Comune di Gorla Maggiore, con circa n. 5.000 abitanti serviti, in seguito all'aggiudicazione del servizio lo scorso 7 maggio 2018.

A far data dall'efficacia dell'Aggregazione, i rifiuti raccolti sono pari a 48.270 tonnellate.

Nel corso del mese di settembre Acsm Agam Ambiente si è aggiudicata la gara di raccolta, trasporto e smaltimento del Comune di Lozza (circa 1.300 abitanti) e nel mese di ottobre, si è aggiudicata, in ATI con Econord e AGESP Busto, anche la gara dei comuni della Valle Olona e servirà il comune di Olgiate Olona per circa 12.500 abitanti, con avvio nel 2019.

Con riferimento all'**attività di termovalorizzazione** dei rifiuti, l'impianto di Como è stato conferito ad Acsm Agam Ambiente e prosegue l'attività nello smaltimento dei rifiuti prevalentemente nel territorio comasco (Comune di Como e altri n. 82 comuni e 2 comunità montane), con circa 90.000 tonnellate di rifiuti smaltiti. L'impianto di termovalorizzazione produce sia energia termica utilizzata per il teleriscaldamento nel Comune di Como, sia energia elettrica da fonte rinnovabile in virtù di una concessione rilasciata dallo stesso Comune.

Risultano in incremento le quantità smaltite (89,3 migliaia di tonnellate nel 2018 rispetto a 87,2 migliaia di tonnellate nel 2017). In flessione l'energia elettrica venduta (23,7 GWhe nel 2018 rispetto i 24,9 GWhe del 2017), in incremento l'energia termica ceduta a Comocalor in periodo invernale (39,8 GWht nel 2018 verso i 33,3 GWht del 2017). La produzione di energia elettrica per autoconsumo ammonta a 10,3 GWhe, in linea rispetto al 2018 (10,5 GWhe nel 2017).

Nel corso del 2018, la società si è aggiudicata le seguenti gare:

- Servizio di smaltimento dei rifiuti solidi urbani non differenziati raccolti nei comuni del Triangolo Lariano in ATI con altro operatore;
- Servizio di smaltimento dei rifiuti solidi urbani non differenziati raccolti nel comune di Caronno Pertusella; Servizio di smaltimento dei rifiuti provenienti dai comuni di Bizzarone, Faloppio, Ronago e Uggiate-Trevano in ATI con altro operatore;
- Servizio di smaltimento dei rifiuti solidi urbani non differenziati per l'anno 2019 raccolti nel territorio comunale di Inverigo;
- Servizio di smaltimento dei rifiuti solidi urbani indifferenziati triennio 2019 – 2021 in gestione associata tra i Comuni di Sorico e Montemezzo;
- Affidamento diretto del servizio smaltimento dei rifiuti solidi urbani non differenziati dal 1 gennaio 2019 al 30 giugno 2020 raccolti nel territorio comunale di Oltrona San Mamette;
- Ripetizione dell'appalto del servizio smaltimento dei rifiuti solidi urbani non differenziati dal 01 febbraio 2019 al 29 febbraio 2020 raccolti nel territorio comunale di Cantù.

In miglioramento anche il margine grazie all'incremento dei quantitativi e dei prezzi dei rifiuti trattati, oltre che per l'ampliamento del perimetro con le attività riferite all'igiene ambientale.

TABELLA N° 16 | SINTESI RISULTATI ECONOMICI AMBIENTE (€/MIGLIAIA)

	2018	2017
Totale ricavi (al lordo dei rapporti *inter/intracompany*)	21.498	10.214
- di cui inter/intracompany	*1.517*	*1.581*
MOL ante partite non ricorrenti	6.658	4.537
MON post partite non ricorrenti	(262)	2.145

Il margine operativo netto 2018 risente di partite non ricorrenti negative pari a 2,3 milioni di Euro riconducibili per 1,7 milioni di Euro all'accantonamento riferito al contratto di servizi di igiene urbana che regola la prestazione di attività tra Acsm Agam Ambiente e il Comune di Varese (sul punto si rinvia al paragrafo "Eventi rilevanti del 2018 ed eventi successivi"), oltre a 0,6 milioni di Euro riferiti al rischio di attribuzione di una maggiore rendita catastale all'impianto di termovalorizzazione.

TABELLA N° 17 | DATI GESTIONALI IGIENE AMBIENTALE (AL LORDO DEI RAPPORTI INTERCOMPANY)

	31.12. 2018	31.12. 2017
Tonnellate servizio raccolta	48.270	n.d.
Residenti serviti	154.666	n.d.

TABELLA N° 18 | DATI GESTIONALI TERMOVALORIZZAZIONE (AL LORDO DEI RAPPORTI INTERCOMPANY)

	31.12. 2018	31.12. 2017
Tonnellate smaltite [14]	89.332	87.152
Energia elettrica ceduta (GWhe)	23,7	24,9
Energia termica ceduta (GWht)	39,8	33,3

SERVIZI CORPORATE E ALTRO (GRUPPO ACSM AGAM)

Consistono nei costi *corporate* di tutte le società del Gruppo e nelle attività svolte dalle funzioni di *staff* e dei servizi generali della Holding che assicurano i relativi "service" a tutto il Gruppo.

Post Aggregazione il Gruppo Acsm Agam, mediante la controllata AEVV Farmacie, esercita inoltre l'attività di gestione di 3 farmacie, site nel Comune di Sondrio.

TABELLA N° 19 | SINTESI RISULTATI ECONOMICI AGGREGATI SERVIZI CORPORATE (€/MIGLIAIA)

	2018	2017
Totale ricavi (al lordo dei rapporti *inter/intracompany*)	14.162	7.689
- di cui inter/intracompany	*11.141*	*7.162*
MOL ante partite non ricorrenti	(20.450)	(15.222)
MON post partite non ricorrenti	(32.664)	(18.935)

Il 2017 includeva il risultato dell'attività di fornitura gas metano per auto, riclassificata nel 2018 nella Business Unit Energia e Tecnologie Smart, tra le altre attività gestite. Il margine operativo netto 2018 risente di partite non ricorrenti negative pari a 7,0 milioni di Euro riconducibili principalmente ai costi legati al progetto di Aggregazione (0,9 milioni di Euro nel 2017), oltre ad accantonamenti non ricorrenti per 2,5 milioni di Euro.

[14] Il dato include i quantitativi smaltiti presso altri impianti che ammontano a 3.308 ton. nel 2018 (3.974 ton. nel 2017).

SINTESI DELLA SITUAZIONE ECONOMICA PATRIMONIALE E FINANZIARIA CONSOLIDATA

L'**andamento economico consolidato del Gruppo Acsm Agam del 2018**, confrontato con il 2017, è sintetizzato nel prospetto seguente.

Come già evidenziato, i due esercizi risultano non omogenei per effetto dell'Aggregazione efficace dal 1° luglio 2018.

TABELLA N° 20 | CONTO ECONOMICO CONSOLIDATO (€/MIGLIAIA)

CONTO ECONOMICO CONSOLIDATO	2018	% SUI RICAVI	2017	% SUI RICAVI
Ricavi delle vendite e delle prestazioni	273.779	96,2%	178.491	96,2%
Altri ricavi e proventi operativi	10.756	3,8%	7.118	3,8%
Totale ricavi	**284.535**	**100,0%**	**185.609**	**100,0%**
Costo del personale	(30.202)	(10,6%)	(18.827)	(10,1%)
Altri costi operativi	(202.856)	(71,3%)	(127.510)	(68,7%)
Costi operativi	**(233.058)**	**(81,9%)**	**(146.337)**	**(78,8%)**
Margine Operativo Lordo (MOL) ante partite non ricorrenti	**51.477**	**18,1%**	**39.272**	**21,2%**
Partite non ricorrenti	(3.517)	(1,2%)	(807)	(0,4%)
Margine Operativo Lordo (MOL) post partite non ricorrenti	**47.960**	**16,9%**	**38.465**	**20,7%**
Ammortamenti, svalutazioni e accantonamenti	(34.178)	(12,0%)	(22.296)	(12,0%)
- di cui non ricorrenti	*(3.625)*	*(1,3%)*	-	-
Margine Operativo Netto (MON)	**13.782**	**4,8%**	**16.169**	**8,7%**
Risultato gestione finanziaria	3.083	1,1%	(91)	-
- di cui non ricorrenti	*3.724*	*1,3%*	-	-
Risultato ante imposte	**16.865**	**5,9%**	**16.078**	**8,7%**
Imposte	(5.063)	(1,8%)	(4.925)	(2,7%)
Risultato Netto	**11.802**	**4,1%**	**11.153**	**6,0%**
Risultato di pertinenza dei terzi	1.062	0,4%	1.137	0,6%
RISULTATO DI GRUPPO	**10.740**	**3,8%**	**10.016**	**5,4%**

La **situazione patrimoniale-finanziaria consolidata** al 31 dicembre 2018, riclassificata ai fini della determinazione delle principali componenti del capitale investito e delle fonti di copertura finanziaria, confrontata con il 2017, è riepilogata nel successivo prospetto.

Come già evidenziato, i due esercizi risultano non omogenei per effetto dell'Aggregazione. In particolare, la contabilizzazione dell'Operazione di Aggregazione applicando il principio contabile internazionale IFRS 3 – Aggregazioni aziendali, ha previsto la rilevazione contabile del *fair value* delle attività acquisite e delle passività

assunte, nell'ambito del processo di *Purchase Price Allocation* (PPA) (sul punto, v. dettaglio al paragrafo 5 "Operazioni significative non ricorrenti" inserito nelle Note Esplicative al Bilancio Consolidato). Il 'Corrispettivo dell'Operazione' è stato determinato in azioni ordinarie di Acsm-Agam S.p.A. (aumento di capitale a servizio dell'Operazione pari a n. 120.724.689 azioni) sulla base della quotazione di borsa alla data in cui Acsm-Agam S.p.A. ha acquisito contabilmente le entità aggregate (1° luglio 2018), pari a Euro 2,45 (quotazione di chiusura al 29 giugno 2018). Il controvalore di borsa è quindi risultato pari a 295,8 milioni di Euro, corrispondente all'*Equity value* dei Rami fusi/scissi a fronte di un patrimonio netto contabile delle attività nette acquisite pari a 105,5 milioni di Euro. Il bilancio consolidato al 31 dicembre 2018 include l'allocazione al 1° luglio 2018 del prezzo riferito all'operazione di aggregazione per 164,5 milioni di Euro ad attività immateriali, 42,6 milioni di Euro a passività per imposte differite e 68,4 milioni di Euro ad avviamento al lordo della quota di pertinenza di terzi.

TABELLA N° 21 | SITUAZIONE PATRIMONIALE-FINANZIARIA CONSOLIDATA RICLASSIFICATA (€/MIGLIAIA)

CAPITALE INVESTITO NETTO	31.12.2018	31.12.2017
Immobilizzazioni materiali	119.060	79.130
Avviamento	82.324	8.993
Immobilizzazioni immateriali	402.488	177.958
Partecipazioni e altre attività finanziarie	1.575	1.468
Attività / (Passività) per imposte differite	(40.282)	(2.336)
Fondi rischi e oneri	(11.496)	(1.314)
Fondi relativi al personale	(11.474)	(5.306)
Altre passività non correnti	(36.337)	(25.543)
Capitale Immobilizzato	**505.858**	**233.050**
Rimanenze	7.892	3.734
Crediti commerciali	147.775	74.564
Altri Crediti	21.357	20.484
Attività non correnti destinate alla vendita	3.511	4.320
Altre attività operative	1.624	1.216
Debiti Commerciali	(89.377)	(38.856)
Altri debiti	(36.323)	(15.133)
Capitale Circolante Netto	**56.459**	**50.329**
TOTALE CAPITALE INVESTITO NETTO	**562.317**	**283.379**
FONTI DI COPERTURA		
Patrimonio Netto	**489.504**	**187.058**
Debiti finanziari Medio-Lungo termine	41.168	62.593
Saldo netto indebitamento a breve	56.722	37.716
Disponibilità liquide	(25.077)	(3.988)
Indebitamento Finanziario Netto	**72.813**	**96.321**
TOTALE FONTI DI COPERTURA	**562.317**	**283.379**

Il **capitale immobilizzato** al 31 dicembre 2018 ammonta a 505,9 milioni di Euro, in aumento grazie all'Aggregazione. Gli incrementi per investimenti materiali e immateriali realizzati nel periodo, al lordo delle quote di ammortamento, risultano complessivamente pari a circa 31,8 milioni di Euro. Gli ammortamenti complessivi risultano 27,1 milioni di Euro. Si rinvia al successivo paragrafo riferito agli Investimenti per l'analisi di quanto realizzato nel 2018. Al 31 dicembre 2018 la partecipazione detenuta in Commerciale Gas&Luce S.r.l., pari al 25% del capitale sociale, e la partecipazione in Energy Trade S.p.A., pari al 21,29%, sono state riclassificata tra le "attività destinate alla vendita" (la prima ceduta nel corso del mese di gennaio 2019 con realizzo di plusvalore). Nel 2017 in tale voce era stato inserito il valore della partecipazione nella società slovena Mestni, ceduta nel marzo 2018.

Il **capitale circolante netto** è pari a 56,5 milioni di Euro in incremento rispetto al saldo del 31 dicembre 2017 anche per effetto dell'Aggregazione.

Al 31 dicembre 2018 **l'indebitamento finanziario netto** risulta pari a 72,8 milioni di Euro in riduzione di 23,5 milioni di Euro rispetto al 31 dicembre 2017, dei quali 17,3 milioni di Euro riferiti alla liquidità delle società incorporate.

In miglioramento sia il rapporto tra indebitamento finanziario netto e patrimonio netto *(leverage)* che al 31 dicembre 2018, risulta pari a 0,15 (0,51 il rapporto al 31 dicembre 2017), sia il rapporto PFN/EBITDA che al 31 dicembre 2018, risulta pari a 1,41 (2,46 al 31 dicembre 2017).

TABELLA N° 22 | POSIZIONE FINANZIARIA NETTA CONSOLIDATA (€/MIGLIAIA)

		31.12.2018	31.12.2017
A.	Cassa	51	28
B.	Disponibilità liquide	25.026	3.960
C.	Titoli detenuti per la negoziazione	-	-
D.	**LIQUIDITÀ (A+B+C)**	**25.077**	**3.988**
E.	**Crediti finanziari correnti**	**929**	**917**
F.	Debiti bancari correnti	(1.096)	(5.221)
G.	Parte corrente dell'indebitamento non corrente	(22.054)	(28.376)
H.	Altri debiti finanziari correnti	(34.500)	(5.035)
I.	**POSIZIONE FINANZIARIA CORRENTE (F+G+H)**	**(57.650)**	**(38.632)**
J.	**POSIZIONE FINANZIARIA CORRENTE NETTA (D+E+I)**	**(31.644)**	**(33.727)**
K.	Debiti bancari non correnti	(41.029)	(62.473)
L.	Obbligazioni emesse	-	-
M.	Altri debiti non correnti	(140)	(121)
N.	**POSIZIONE FINANZIARIA NON CORRENTE (K+L+M)**	**(41.169)**	**(62.594)**
O.	**POSIZIONE FINANZIARIA NETTA (J+N)**	**(72.813)**	**(96.321)**

Il saldo "Disponibilità liquide" comprende la liquidità necessaria al pagamento delle fatture in scadenza nei primi giorni del 2019 di tutto il Gruppo, che adotta un sistema di *cash pooling*. La voce "Crediti finanziari correnti" (voce E) rappresenta il credito finanziario per *cash pooling* vantato nei confronti di due società partecipate non consolidate e verso la precedente controllante di una delle società fuse in data 1° luglio.

Il totale relativo alla posizione finanziaria corrente (voce I del prospetto) include oltre ai debiti bancari correnti, che ammontano a Euro 1,1 milioni (voce F) e al saldo riferito

ad altri debiti finanziari correnti per Euro 34,5 milioni (voce H), anche la quota a breve dei finanziamenti a medio-lungo termine per complessivi Euro 22,1 milioni (voce G). Gli "Altri debiti finanziari correnti" (voce H) espongono la sottoscrizione di *hot money* per l'intero importo, la variazione rispetto al saldo è riconducibile alla necessità di effettuare i pagamenti delle fatture in scadenza nei primi giorni del 2019 di tutto il Gruppo. La Capogruppo, nel 2017, ha inoltre sottoscritto due contratti derivati (IRS) a completa copertura delle oscillazioni di tasso di due finanziamenti a medio lungo termine rispettivamente di importo originario di 23 milioni di Euro e di 10 milioni di Euro. La voce "Altri debiti non correnti" (voce M) esprime il *mark to market* dei due derivati al 31 dicembre 2018.

Il **rendiconto finanziario consolidato** al 31 dicembre 2018 confrontato con quello al 31 dicembre 2017, presenta i seguenti flussi generati ed assorbiti dalle attività (valori espressi in migliaia di Euro):

TABELLA N° 23 | RENDICONTO FINANZIARIO CONSOLIDATO (€/MIGLIAIA)

	31.12.2018	31.12.2017
Risultato netto del periodo	**11.802**	**11.153**
Ammortamenti, svalutazioni e accantonamenti	34.178	22.296
Proventi da partecipazioni	(3.661)	(601)
Variazione Fondi	(3.531)	(5.211)
Variazione delle imposte differite	(3.118)	(1.218)
Autofinanziamento	**35.670**	**26.419**
Variazione capitale circolante netto	(3.424)	(198)
Flusso di cassa gestione corrente	**32.246**	**26.221**
Investimenti al netto delle dismissioni	(20.912)	(9.920)
Flusso di cassa della gestione operativa	**11.334**	**16.301**
Variazioni Patrimonio netto	(5.132)	(5.008)
Flusso di Cassa del periodo	**6.202**	**11.293**
Posizione Finanziaria Netta Iniziale	**(96.321)**	**(107.614)**
Posizione Finanziaria Netta da Aggregazione 1° luglio 2018	**17.306**	**-**
Posizione Finanziaria Netta Finale	**(72.813)**	**(96.321)**

Il flusso di cassa netto riferito al periodo in esame è positivo per 6,2 milioni di Euro. Ai flussi generati dall'autofinanziamento, pari a 35,7 milioni di Euro si somma la variazione del capitale circolante per 3,4 milioni di Euro.

I flussi finanziari netti impiegati nell'attività d'investimento riflettono, come già citato a commento delle variazioni della Situazione patrimoniale riclassificata, anche la cessione della partecipazione slovena.

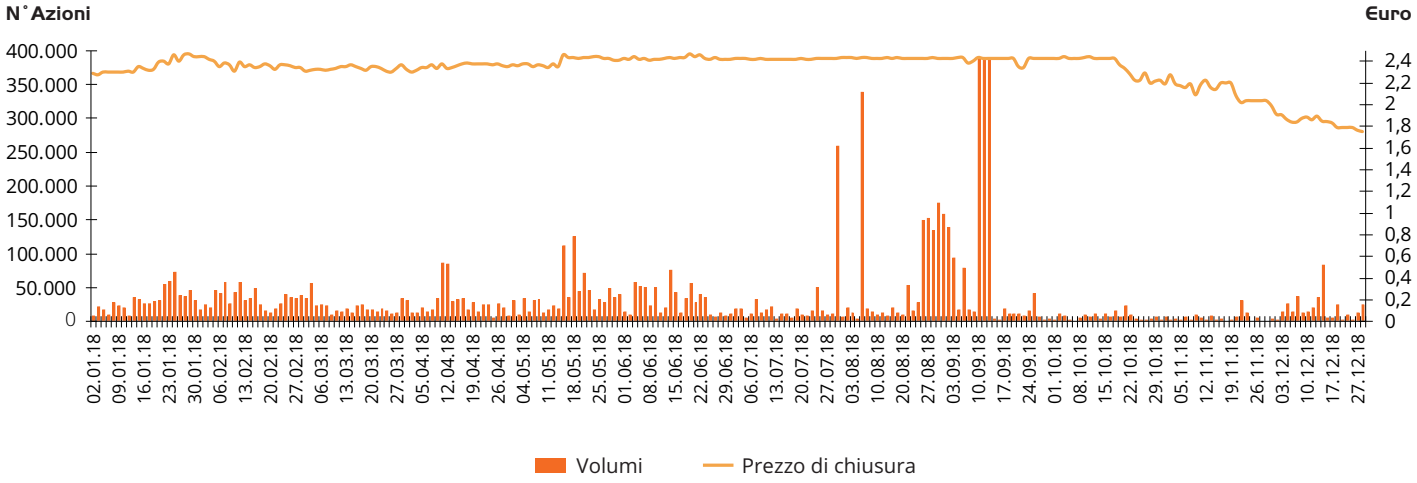
La variazione del Patrimonio Netto riflette la distribuzione di dividendi, oltre a movimenti residuali.

INVESTIMENTI DEL GRUPPO

Nel corso del 2018 il Gruppo ha realizzato investimenti, al lordo delle dismissioni, per Euro 31,8 milioni di Euro, dei quali circa 7,2 milioni di Euro riferiti al nuovo perimetro (15,7 milioni di Euro nel corrispondente periodo del 2017, con perimetro pre Aggregazione). In particolare, gli investimenti sono principalmente così composti: 8,0 milioni di Euro per le reti gas (di cui 1,6 milioni di Euro riferiti alla variazione di perimetro), 5,7 milioni di Euro per attività di potenziamento delle reti idriche (di cui 2,7 milioni di Euro riferiti alla variazione di perimetro) e 0,4 milioni

di Euro per interventi sulle reti distribuzione elettrica (nuovo perimetro); 7,5 milioni di Euro per le attività di cogenerazione, teleriscaldamento e illuminazione pubblica (di cui 1,7 milioni di Euro riferiti alla variazione di perimetro e 1,4 milioni di Euro per avvio attività di illuminazione pubblica); 2,8 milioni di Euro per le attività di termovalorizzazione e raccolta (di cui 0,4 milioni di Euro riferiti alla variazione di perimetro sulle attività raccolta) e 7,0 milioni di Euro per investimenti Corporate sui sistemi informativi (per circa 5,4 milioni di Euro) e *Facility* (1,6 milioni di Euro di cui 0,8 milioni di Euro per realizzazione nuovo laboratorio analisi a Como).

GRAFICO N° 02 | ANDAMENTO DEL TITOLO



L'andamento nel 2018 ha risentito inevitabilmente delle dinamiche sottostanti l'operazione di Aggregazione (OPA e Obbligo di ripristino del flottante, sul punto v. *infra*, Eventi di rilievo del 2018 ed eventi successivi).

La media semplice del valore del titolo riferita al periodo in esame si attesta a 2,34 Euro per azione, di poco superiore la media ponderata pari a 2,41 Euro.

La capitalizzazione di borsa, vale a dire il valore complessivo delle azioni quotate sulla base del prezzo ufficiale rilevato al 31 dicembre 2018, ammonta a circa 326,6 milioni di Euro.

I volumi medi si sono attestati a circa 36 mila unità scambiate giornalmente.

ALTRE INFORMAZIONI

IMPEGNO SOSTENIBILE

Nel contesto di importanti cambiamenti e di grande crescita cha ha caratterizzato l'esercizio 2018, il Gruppo Acsm Agam consolida il proprio percorso nella responsabilità sociale d'impresa e, per la prima volta nella sua storia, presenta il proprio Bilancio di Sostenibilità, che si configura anche come prima Dichiarazione consolidata di carattere non finanziario, in adempimento al Decreto Legislativo n° 254/16.

Il Gruppo ha deciso di andare oltre alla semplice rendicontazione richiesta dalla normativa, scegliendo di avvalersi del Bilancio di Sostenibilità come uno strumento per comunicare in maniera trasparente agli *stakeholder* le proprie prestazioni ambientali, le proprie iniziative in campo sociale e per il benessere dei propri dipendenti, dichiarando i propri impegni presenti e futuri nella gestione degli impatti sul territorio, attraverso l'adozione

di specifici obiettivi e *Key Performance Indicators* ("*KPI*"). L'evidenza degli impegni assunti è contenuta nel Piano di sostenibilità - parte integrante del documento - che si sviluppa con un orizzonte temporale di 5 anni in continuità con il Piano Industriale 2019-2023. All'interno degli obiettivi identificati all'interno del Piano di sostenibilità trovano spazio iniziative e azioni già intrinseche nel modo di fare business di Acsm Agam, ovvero il *change management*, la *tutela dell'ambiente*, l'*innovazione* e l'*attenzione al cliente*.

Per maggiori dettagli sul punto si fa rinvio al Bilancio di Sostenibilità 2018, pubblicato nella sezione *Investor Relations* del sito www.acsm-agam.it.

RAPPORTI CON PARTI CORRELATE

Il Progetto di Aggregazione societaria si è configurato come un'operazione con parti correlate ai sensi della relativa procedura adottata da Acsm-Agam S.p.A. dal momento che, alla data di approvazione dello stesso, A2A era titolare del 23,9% del capitale sociale di Acsm-Agam S.p.A. e controllava quest'ultima, congiuntamente con il Comune di Monza e il Comune di Como, tramite il patto parasociale in essere. Pertanto il Consiglio di Amministrazione, in data 23 gennaio 2018, ha ricevuto il parere favorevole del Comitato Parti Correlate in merito all'interesse di Acsm-Agam S.p.A. a realizzare il Progetto di Aggregazione, secondo quanto previsto dalla predetta procedura per le operazioni con parti correlate.

In data 30 gennaio 2018 Acsm-Agam S.p.A. ha successivamente reso disponibile al pubblico il Documento informativo relativo al Progetto di Aggregazione societaria, consultabile sul sito internet www.acsm-agam.it nella sezione *governance* e sul meccanismo di stoccaggio autorizzato 1INFO all'indirizzo www.1info.it.

Per altri rapporti con parti correlate, di natura commerciale o finanziaria, tutti effettuati a valori di mercato e monitorati dagli organi preposti (Comitato per le Operazioni con le Parti Correlate e Collegio Sindacale), si rimanda alle Note esplicative al presente bilancio consolidato.

Operazioni di potenziale rilevanza compiute con parti correlate, ancorché attualmente ancora non definite, sono rappresentate dalla partecipazione in raggruppamento temporaneo di imprese alla gara per la gestione del servizio di igiene urbana del comune di Monza, nonché la definizione del valore di riscatto degli impianti della provincia di Lecco ai fini della gara ATEM.

CONTINUITÀ AZIENDALE

Come indicato all'interno delle Note esplicative al Bilancio Consolidato e al Bilancio d'esercizio, non sussiste alcun indicatore gestionale o finanziario che metta a rischio la capacità del Gruppo Acsm Agam di operare in condizioni di continuità aziendale.

Il management del Gruppo ritiene, anche in funzione del vigente Piano Industriale 2019-2023 e delle capacità di accesso al credito, di essere in grado di procedere nello sviluppo delle attività senza porre in discussione la continuità aziendale.

AZIONI PROPRIE

Acsm-Agam S.p.A. non possiede direttamente, indirettamente, attraverso società fiduciaria o per interposta persona, azioni proprie.

Non esiste, peraltro, alcuna delibera assembleare che consenta l'acquisizione di dette azioni.

ATTIVITÀ DI RICERCA E SVILUPPO

Le società del Gruppo Acsm Agam non hanno svolto attività di ricerca e sviluppo nel 2018.

RELAZIONE SUL GOVERNO SOCIETARIO

Le informazioni sugli assetti proprietari e sul governo societario sono pubblicate nella sezione dedicata alla "Governance" presente sul sito www.acsm-agam.it.

Tali informazioni ricomprendono, fra l'altro, i dati sulle partecipazioni, compensi degli amministratori e sindaci, nonché sui corrispettivi della società di revisione.

SEMPLIFICAZIONE NORMATIVA ADOTTATA DALLA CONSOB: ADESIONE AL REGIME OPT-OUT

Il Consiglio di Amministrazione, preso atto del processo di semplificazione normativa adottato dalla Consob con delibera n. 18079 del 20 gennaio 2012, ha aderito al regime di *opt-out* di cui agli artt. 70, comma 8 e 71 comma 1-bis, del Regolamento Emittenti n. 11971/99 (e s.m.i.).

Per effetto di tale adesione la Società potrà derogare agli obblighi di pubblicazione dei documenti informativi prescritti in occasione di operazioni significative di fusione, scissione, aumenti di capitale mediante conferimento di beni in natura, acquisizioni e cessioni.

INFORMAZIONI DI RISCHIO QUALITATIVE

Il Gruppo reputa fondamentale elemento della cultura della propria organizzazione un adeguato ambiente di controllo capace di contribuire al miglioramento dell'efficienza ed efficacia delle operazioni aziendali. Il Gruppo ha quindi predisposto ed adotta procedure ed accorgimenti specifici per la gestione dei fattori di rischio che possono influenzare i risultati. Nell'ambito di tali procedure ed accorgimenti, il Gruppo ha adottato dei Modelli di Organizzazione, Gestione e Controllo ("Modelli Organizzativi") finalizzati a prevenire la commissione dei reati previsti dal D.Lgs. 231/2001 e D.Lgs. 81/2008. La Società si è inoltre dotata di un Modello Organizzativo 262 (ex legge 262/2005 sulla tutela del risparmio), finalizzato a definire le regole di *governance* sul corretto funzionamento del sistema di controllo contabile adottato che lo stesso Modello presidia.

Il Gruppo si è organizzato con una specifica funzione Energy Risk Manager con la finalità di supportare l'Amministratore Delegato anche nella sua funzione di CRO (*Chief Risk Officer*). La specificità e complessità dei business energetici del Gruppo rendono infatti necessaria una valutazione integrata dei rischi prezzo, volume e durata contrattuale e delle relative strategie di gestione. L'Energy Risk Policy del Gruppo definisce le linee guida per l'analisi, il monitoraggio e la gestione di tali rischi al fine di stabilizzare i flussi di cassa e, in ultima analisi, tenere sotto controllo il rischio di disequilibrio economico e finanziario del Gruppo. Tale policy si applica a tutte le società del Gruppo, ferme restando le competenze specifiche ed inderogabili in capo ai Gestori Indipendenti delle società assoggettate ad Unbundling Funzionale.

Si segnala, inoltre, che il Gruppo sta attualmente implementando un sistema di *Enterprise Risk Management (ERM)*. In particolare, nel mese di ottobre 2018 è stato dato avvio al progetto, concluso nel mese di marzo 2019, finalizzato, anche con l'ausilio di specialisti esterni, a dotare il Gruppo Acsm-Agam di un programma di Enterprise Risk Management (ERM) con un duplice obiettivo:

- istituzionalizzare e formalizzare uno strumento di supporto alle decisioni aziendali e di valutazione dei principali rischi ed opportunità del Gruppo;
- contribuire con informazioni rilevanti alla stesura del Piano di Audit 2019 e successivi.

In quest'ottica verrà definito un processo ERM ed un proprio modello dei rischi, mirato a supportare l'Alta Direzione nell'individuazione dei principali rischi aziendali e delle modalità attraverso cui essi sono gestiti, che terrà conto delle caratteristiche del Gruppo, della sua vocazione *multi-business* e del settore di appartenenza. Tale modello non sarà un riferimento statico ma soggetto ad un processo periodico di aggiornamento in relazione all'evoluzione dell'azienda e dal contesto di riferimento. Particolare enfasi verrà data alle strategie di gestione del portafoglio rischi (es. accettare, ridurre, trasferire) e all'identificazione delle "azioni correttive" pianificate al fine di migliorare ulteriormente il presidio in essere e la capacità di gestione dell'evento di rischio nel caso in cui si verifichi.

Si prevede inoltre che lo sviluppo e la formalizzazione del processo ERM permetterà una progressiva integrazione dei rischi non finanziari, legati alle principali tematiche di sostenibilità all'interno della mappatura dei rischi. L'obiettivo sarà quello di identificare e valutare i rischi di sostenibilità, con particolare riferimento a quelli riconducibili ai temi espressamente richiamati dal D.lgs. 254/2016, al fine di ridurli e definirne le eventuali modalità di gestione.

Nell'ambito dello svolgimento della propria attività il Gruppo Acsm Agam si trova esposto ad alcuni rischi finanziari quali il rischio di tasso di interesse, il rischio di credito/controparte, il rischio liquidità.

Di seguito in maggior dettaglio vengono elencati i rischi finanziari cui il Gruppo è esposto e le modalità con cui sono gestiti.

RISCHI OPERATIVI

Alcune delle attività gestite sono soggette ad autorizzazione e/o acquisizione di permessi, che richiedono il rispetto delle norme vigenti a tutela dell'ambiente, della salute e della sicurezza. Per la tutela dell'ambiente, le norme in generale prevedono il controllo e il rispetto dei limiti di emissione di sostanze inquinanti. Il mancato rispetto delle norme vigenti comporta sanzioni di natura penale e/o civile a carico dei responsabili e, in alcuni casi di violazione della normativa sulla sicurezza, a carico delle Aziende, secondo un modello europeo di responsabilità oggettivo dell'impresa, recepito anche in Italia. Ulteriori informazioni riguardanti i principali rischi non finanziari identificati dal Gruppo sono disponibili nel Bilancio di sostenibilità 2018.

RISCHIO DI CAMBIO

Il Gruppo Acsm Agam effettua transazioni commerciali prevalentemente nella valuta di conto (Euro) e non è pertanto esposto ad un rischio di cambio.

RISCHIO DI CREDITO

Il Gruppo Acsm Agam opera in un mercato composto principalmente da clientela privata dove il rischio di credito è estremamente frazionato e quindi complessivamente ridotto in considerazione degli importi dei crediti relativamente bassi generati dalla tipologia di attività svolta.

Esistono specifiche procedure e sistemi di controllo che permettono di monitorare la situazione dei crediti in modo integrato fornendo informazioni in tempo utile per ridurre o prevenire eventuali situazioni di difficoltà. Questo spiega anche il fatto che storicamente le perdite su crediti si sono rivelate contenute in confronto al volume d'affari complessivo.

RISCHIO DI TASSO DI INTERESSE

Il rischio di tasso riguarda le attività finanziarie sia a medio lungo termine che a breve termine per le quali la copertura del rischio tasso si rivela oltremodo complessa. Il Gruppo Acsm Agam ha posto in essere un sistema di gestione centralizzata della tesoreria tramite il *cash pooling* che permette di disporre delle linee di credito adeguate per il finanziamento dell'attività delle controllate con condizioni di spread sui tassi interbancari predeterminati contrattualmente.

Nel 2017 sono stati sottoscritti due contratti derivati, con efficacia fine anno, a totale copertura del rischio oscillazione del tasso di interesse di due finanziamenti a medio lungo termine di 23 e di 10 milioni di Euro sottoscritti dalla Capogruppo con importanti Gruppi bancari.

RISCHIO DI LIQUIDITÀ

Da un punto di vista operativo il Gruppo controlla il rischio di liquidità utilizzando la pianificazione annuale, con dettaglio mensile, settimanale e giornaliero, dei flussi degli incassi/pagamenti attesi. Sulla base dei risultati della pianificazione finanziaria si individuano i fabbisogni e, quindi, le risorse necessarie per la relativa copertura. Grazie alla corretta pianificazione delle risorse eseguita in sede di predisposizione del budget economico-finanziario annuale, il Gruppo è in grado di valutare e pianificare per tempo il proprio fabbisogno finanziario da coprire con il proprio autofinanziamento e con il ricorso a linee di credito finanziarie che risultano attualmente pari a circa 88,5 milioni di Euro e a linee di credito commerciali per circa 80,5 milioni di Euro. Viene comunque garantito un corretto utilizzo delle risorse finanziarie esterne a medio termine mediante il ricorso a disponibilità cosiddette "committed" in grado di garantire la copertura necessaria agli investimenti pianificati in conto capitale. Si evidenzia che le linee disponibili al 31 dicembre 2018, unitamente alle stime di incassi e pagamenti per l'esercizio 2019, rendono sostenibile il presupposto di continuità aziendale (v. anche paragrafo Eventi di rilevo dell'esercizio 2018 ed Eventi successivi).

RISCHIO FORNITURA GAS NATURALE ED ENERGIA ELETTRICA

I contratti di fornitura sottoscritti assicurano disponibilità di gas per l'anno termico ottobre 2018- settembre 2019; quanto al successivo anno termico sono stati sottoscritti già parte dei relativi contratti e sono in corso di finalizzazione le attività di approvvigionamento dei restanti volumi di materia prima e non si intravedono rischi di fornitura anche in considerazione dello strutturale eccesso di offerta rispetto alla domanda attualmente esistente sul mercato del gas in Italia. Con riferimento all'energia elettrica risultano assicurate le forniture per tutto il corrente anno e in parte anche per il successivo.

RISCHIO NORMATIVO E REGOLATORIO

Il rischio normativo e regolatorio è correlato alla costante evoluzione normativa che disciplina la durata delle concessioni di servizi pubblici e regolatoria per i settori di riferimento.

Il Gruppo con l'ausilio di esperti sia interni che esterni, effettua un costante monitoraggio della normativa, anche con il supporto del partner industriale.

RISCHI RELATIVI ALLE GARE PER L'ASSEGNAZIONE DELLE NUOVE CONCESSIONI DI DISTRIBUZIONE DEL GAS

Alla data del 31 dicembre 2018, il Gruppo è titolare di un portafoglio di 88 concessioni di distribuzione di gas naturale. Con riferimento alla durata, 1 concessione ha scadenza nel 2020 mentre 35 concessioni hanno scadenza tra il 2022 e il 2024, 52 concessioni sono in regime di proroga in attesa dell'avvio delle procedure relative alle gare di Ambito (cd. ATEM) che si terranno presumibilmente a partire dal 2022.

A seguito delle gare d'Ambito, le società del Gruppo potrebbero non aggiudicarsi la titolarità di una o più delle nuove concessioni, oppure potrebbero aggiudicarsi le nuove concessioni a condizioni meno favorevoli di quelle attuali, con possibili effetti negativi sull'attività e sulla situazione economica, patrimoniale e finanziaria, fermo restando, nel caso di mancata aggiudicazione, l'incasso delle indennità previste in favore del gestore uscente, determinate in valori non inferiori a quelli di libro.

RISCHI RELATIVI ALLA SUSSISTENZA DEL DIRITTO DEI COMUNI AD ACQUISIRE LA PROPRIETÀ DELLE RETI DI DISTRIBUZIONE DEL GAS E ALLA QUANTIFICAZIONE DEL RIMBORSO A CARICO DEL NUOVO GESTORE

Per le concessioni e/o affidamenti relativi ai Comuni di Cantù, Grandate, Basiliano, Mereto, Lestizza, Flaibano, Noventa di Piave, San Dona di Piave e Musile di Piave, Sondrio, Abbadia Lariana, Ballabio, Barzio, Bellano, Cassina Valsassina, Cesana Brianza, Civate, Colle Brianza, Cortenova, Cremeno, Dervio, Dorio, Ello, Galbiate, Garlate, Introbio, Lecco, Lierna, Malgrate, Mandello del Lario, Olginate, Pasturo, Perledo, Pescate, Primaluna, Suello, Valgreghentino, Valmadrera e Varenna sono stati definiti, in contraddittorio con le varie stazioni appaltanti, valori di riscatto superiori a quelli di libro.

Relativamente alle concessioni di Acsm Agam Reti Gas Acqua, Serenissima Gas e Lario Reti Gas aggiudicate nell'ambito delle gare comunali (cosiddette Post Letta) ovvero acquisite attraverso Project Financing, le valorizzazioni delle stesse risultano già definite all'interno dei rispettivi contratti di concessione in essere ovvero dalla normativa.

Per le restanti concessioni di Serenissima Gas sono in corso le negoziazioni per la valorizzazione degli *assets*.

RISCHI LEGATI ALLA SCADENZA DELLE CONCESSIONI/AFFIDAMENTI DEL SERVIZIO IDRICO ED ALL'EVENTUALE RISCATTO ANTICIPATO DELLE CONCESSIONI DA PARTE DEGLI ENTI CONCEDENTI

Con riferimento al segmento di servizio idrico integrato gestito negli ambiti di Como e Varese, il Gruppo Acsm Agam si configura quale soggetto salvaguardato. Per effetto di tale salvaguardia lo stesso potrà gestire tali attività sino alla scadenza naturale delle concessioni in essere.

Si ricorda che la Capogruppo Acsm-Agam S.p.A. è proprietaria degli impianti afferenti il servizio idrico della città di Como e dei comuni di Brunate e Cernobbio realizzati dopo l'assunzione del servizio in concessione, gestiti dalla controllata AARGA in affitto ramo di azienda.

Per tali cespiti avrà titolo a percepire, in caso di cessazione del servizio, dei valori di riscatto delle reti ed impianti, calcolati in ragione di valori industriali di ricostruzione ex T.U. 2578/1925, sicuramente non inferiori ai valori di libro.

Relativamente agli impianti dell'ambito Varese il Gruppo ha in concessione gli impianti per come esistenti alla data del 31 dicembre 2017, mentre gli investimenti eseguiti a partire dal 1 gennaio 2018 saranno valorizzati alla scadenza di ogni singola concessione, nel rispetto di quanto stabilito dalla metodologia della regolazione tariffaria vigente e sulla base della consistenza degli impianti al momento del trasferimento della proprietà.

SINTESI ECONOMICO-PATRIMONIALE E FINANZIARIA DELLA CAPOGRUPPO ACSM-AGAM S.P.A.

Acsm-Agam S.p.A. il 1° luglio 2018, in seguito al progetto di aggregazione si è riorganizzata per tipologia di business gestiti conferendo vari rami d'azienda alle varie controllate. In particolare rispetto quanto in essere ante operazione, la Società ha conferito l'attività di termovalorizzazione, la cogenerazione e teleriscaldamento, la gestione calore, l'illuminazione pubblica e il metanauto, acquisendo per contro, grazie alla fusione con A2A Idro4, la proprietà di quattro centrali idroelettriche.

L'**andamento economico di Acsm-Agam S.p.A.** del 2018 come illustrato nella tabella seguente, si presenta pertanto con una situazione non omogenea rispetto al 2017 e, pertanto, non confrontabile.

TABELLA N° 24 | CONTO ECONOMICO RICLASSIFICATO ACSM-AGAM S.P.A. (€/MIGLIAIA)

CONTO ECONOMICO RICLASSIFICATO ACSM-AGAM S.P.A.	2018	% SUI RICAVI	2017	% SUI RICAVI
Ricavi delle vendite e delle prestazioni	17.642	52,5%	26.957	67,5%
Altri ricavi e proventi operativi	15.950	47,5%	12.997	32,5%
Totale ricavi	**33.592**	**100,0%**	**39.954**	**100,0%**
Costo del personale	(11.311)	(33,7)%	(10.478)	(26,2%)
Altri costi operativi	(18.517)	(55,1)%	(22.596)	(56,5%)
Costi operativi	**(29.828)**	**(88,8)%**	**(33.074)**	**(82,8%)**
Margine Operativo Lordo (MOL) ante partite non ricorrenti	**3.764**	**11,2%**	**6.880**	**17,2%**
Partite non ricorrenti	(6.992)	(20,8)%	(874)	(2,2%)
Margine Operativo Lordo (MOL) post partite non ricorrenti	**(3.228)**	**(9,6)%**	**6.006**	**15,1%**
Ammortamenti, svalutazioni e accantonamenti *- di cui non ricorrenti*	(13.539) *(4.800)*	(40,3)% *(0,1)%*	(10.453) -	(26,2%) -
Margine Operativo Netto (MON)	**(16.767)**	**(49,9)%**	**(4.447)**	**(11,1%)**
Risultato gestione finanziaria *- di cui non ricorrente*	18.551 *5.973*	55,2% *17,8%*	13.544 -	33,9% -
Risultato ante imposte	**1.784**	**5,3%**	**9.097**	**22,8%**
Imposte	3.743	11,1%	926	2,3%
RISULTATO NETTO	**5.527**	**16,5%**	**10.023**	**25,1%**

Per effetto dei conferimenti effettuati nell'ambito dell'operazione di Aggregazione, sopra dettagliati, il **Margine Operativo Lordo prima delle partite non ricorrenti** si presenta in decremento e, come già detto, non risulta comparabile con il 2017. Inoltre nel 2018 si rilevano partite non ricorrenti negative e pari a 7 milioni di Euro relative alla Business Unit servizi corporate, relative principalmente ai costi inerenti l'operazione di Aggregazione. Il 2017 registrava partite non ricorrenti negative per analoghi costi pari a 0,9 milioni di Euro.

Tra gli accantonamenti non ricorrenti i principali si riferiscono per 2,5 milioni di Euro alla costituzione di un fondo ristrutturazione oltre che per 1,7 milioni di Euro al contratto di servizi che regola la prestazione di attività tra una società del Gruppo a favore del Comune di Varese. Sul punto si rinvia alle Eventi di rilievo del 2018, oltre che alle Note Esplicative al Bilancio Consolidato, paragrafo 14 "Contenziosi e Passività Potenziali".

Di seguito viene esposta la **Situazione Patrimoniale-Finanziaria riferita ad Acsm-Agam S.p.A.** al 31 dicembre 2018, riclassificata ai fini della determinazione delle principali componenti del capitale investito e delle fonti di copertura finanziaria, confrontata con i dati riferiti all'esercizio 2017 (valori espressi in migliaia di Euro).

Come già evidenziato, i due periodi di confronto risultano non omogenei per effetto dell'Aggregazione.

In particolare, la contabilizzazione dell'Operazione di Aggregazione applicando il principio contabile internazionale IFRS 3 – Aggregazioni aziendali, ha previsto la rilevazione contabile del fair value delle attività acquisite e delle passività assunte, nell'ambito del processo di *Purchase Price Allocation (PPA)* (sul punto, v. dettaglio al paragrafo 5 "Operazioni significative non ricorrenti" inserito nelle Note Esplicative al Bilancio Consolidato).

Il 'Corrispettivo dell'Operazione' è stato determinato in azioni ordinarie di Acsm-Agam S.p.A. (aumento di capitale a servizio dell'Operazione pari a n. 120.724.689 azioni) sulla base della quotazione di borsa alla data in cui Acsm-Agam S.p.A. ha acquisito contabilmente le entità aggregate (1° luglio 2018), pari a Euro 2,45 (quotazione di chiusura al 29 giugno 2018).

Il controvalore di borsa è quindi risultato pari a 295,8 milioni di Euro, corrispondente all'Equity value dei Rami fusi/scissi a fronte di un patrimonio netto contabile delle attività nette acquisite pari a 105,5 milioni di Euro. Il bilancio d'esercizio al 31 dicembre 2018 include l'allocazione al 1° luglio 2018 del prezzo riferito all'operazione di aggregazione per € 37.681 migliaia ad attività immateriali, € 10.625 migliaia a passività per imposte differite, € 154.050 migliaia a partecipazioni ed € 9.220 migliaia ad avviamento al lordo della quota di pertinenza di terzi.

Come già descritto, con efficacia immediatamente successiva a quella della Fusione e della Scissione, il Progetto di Aggregazione ha previsto altresì una riorganizzazione del Gruppo consistente nella razionalizzazione degli asset mediante l'esecuzione di vari conferimenti in natura di rami d'azienda.

TABELLA N° 25 | SITUAZIONE PATRIMONIALE-FINANZIARIA RICLASSIFICATA ACSM-AGAM S.P.A. (€/MIGLIAIA)

CAPITALE INVESTITO NETTO	31.12.2018	31.12.2017
Immobilizzazioni materiali	53.667	73.703
Avviamento	9.233	13
Immobilizzazioni immateriali	77.102	37.302
Partecipazioni ed altre attività finanziarie	380.209	98.673
Attività / Passività per imposte differite	(12.069)	1.230
Fondi rischi e oneri	(6.042)	(1.062)
Fondi relativi al personale	(2.627)	(2.415)
Altre passività non correnti	(5.461)	(7.449)
Capitale Immobilizzato	**494.012**	**199.995**
Rimanenze	43	2.359
Crediti commerciali	15.708	17.293
Altri crediti	15.121	11.115
Altre attività operative	1.542	953
Attività destinate alla vendita	3.511	2.071
Debiti commerciali	(9.562)	(10.422)
Altri debiti	(13.480)	(3.103)
Capitale Circolante Netto	**12.883**	**20.266**
TOTALE CAPITALE INVESTITO NETTO	**506.895**	**220.261**
FONTI DI COPERTURA		
Patrimonio Netto	**440.823**	**143.420**
Debiti finanziari Medio-Lungo termine	31.475	54.807
Saldo netto indebitamento a breve	47.089	24.190
Disponibilità liquide	(12.492)	(2.156)
Indebitamento Finanziario Netto	**66.072**	**76.841**
TOTALE FONTI DI COPERTURA	**506.895**	**220.261**

Il **capitale immobilizzato** al 31 dicembre 2018 ammonta a 494,0 milioni di Euro, in aumento grazie l'Aggregazione. In particolare l'incremento delle Partecipazioni riflette la parte di disavanzo allocato, così come l'incremento della voce Avviamento. Gli incrementi per investimenti materiali e immateriali realizzati nel periodo, al lordo delle quote di ammortamento, risultano complessivamente pari a circa 10,2 milioni di Euro. Si rinvia al successivo paragrafo riferito agli Investimenti per l'analisi di quanto realizzato nel 2018. Gli ammortamenti complessivi risultano 8,6 milioni di Euro. Si rinvia al successivo paragrafo relativo agli investimenti per l'analisi di quanto realizzato nell'esercizio. Al 31 dicembre, come già citato, la partecipazione nella società partecipazione detenuta in Commerciale Gas&Luce S.r.l., pari al 25% del capitale sociale, e la partecipazione in Energy Trade S.p.A., pari al 21,29%, sono state riclassificate tra le "attività destinate alla vendita" (la prima ceduta nel corso del mese di gennaio 2019). Nel 2017 in tale voce era stato inserito il valore della partecipazione nella società slovena, ceduta nel marzo 2018.

Il **capitale circolante netto** è pari a 12,9 milioni di Euro, in riduzione rispetto al saldo del 31 dicembre 2017 per effetto dell'Aggregazione che ha determinato un incremento della voce "altri debiti", principalmente derivanti dalla registrazione dei debiti a conguaglio verso le società conferitarie per complessivi 8,7 milioni di Euro.

TABELLA N° 26 | POSIZIONE FINANZIARIA NETTA ACSM-AGAM S.P.A. (€/MIGLIAIA)

POSIZIONE FINANZIARIA NETTA ACSM-AGAM S.P.A.		31.12.2018	31.12.2017
A.	Cassa	10	7
B.	Altre disponibilità liquide	12.482	2.149
C.	Titoli detenuti per la negoziazione	-	-
D.	**LIQUIDITÀ (A+B+C)**	**12.492**	**2.156**
E.	**Crediti finanziari correnti**	**33.010**	**17.630**
F.	Debiti bancari correnti	(1.073)	(1.334)
G.	Parte corrente dell'indebitamento non corrente	(15.579)	(25.242)
H.	Altri debiti finanziari correnti	(63.447)	(15.244)
I.	**POSIZIONE FINANZIARIA CORRENTE (F+G+H)**	**(80.098)**	**(41.820)**
J.	**POSIZIONE FINANZIARIA CORRENTE NETTO (D+E+I)**	**(34.596)**	**(22.034)**
K.	Debiti bancari non correnti	(31.336)	(54.686)
L.	Obbligazioni emesse	-	-
M.	Altri debiti non correnti	(140)	(121)
N.	**POSIZIONE FINANZIARIA NON CORRENTE (K+L+M)**	**(31.476)**	**(54.807)**
O.	**POSIZIONE FINANZIARIA NETTA (J+N)**	**(66.072)**	**(76.841)**

Al 31 dicembre 2018 **l'indebitamento finanziario netto** risulta essere di 66,1 milioni di Euro in miglioramento di Euro 10,8 milioni rispetto all'esercizio 2017. Si rinvia a quanto riportato nel seguito come commento al rendiconto finanziario per l'analisi dei movimenti.

Il saldo "Altre disponibilità liquide" comprende la liquidità necessaria al pagamento delle fatture in scadenza nei primi giorni del 2019 di tutto il Gruppo, che utilizza un sistema di *cash pooling*.

Il totale relativo all'indebitamento finanziario corrente (voce indicata dalla lettera I del prospetto) include oltre ai debiti bancari correnti, che ammontano a 1,1 milioni di Euro (voce F), e al saldo riferito ad altri debiti finanziari correnti per Euro 63,4 milioni di Euro (voce H), anche la quota a breve dei finanziamenti a medio-lungo termine per complessivi 15,6 milioni di Euro (voce G).

L'incremento della voce "Altri debiti finanziari correnti" rispetto al 31 dicembre 2017 è dovuto al debito della capogruppo per la gestione accentrata della tesoreria *cash pooling* riferita alla liquidità apportata dalle società che sono entrate a far parte del gruppo e alla sottoscrizione di *hot money* per 34,5 milioni di Euro.

La Capogruppo, nel 2017, ha inoltre sottoscritto due contratti derivati (IRS) a completa copertura delle oscillazioni di tasso di due finanziamenti a medio lungo termine rispettivamente di importo originario di 23 milioni di Euro e di 10 milioni di Euro. La voce "Altri debiti non correnti" (voce M) esprime il *mark to market* dei due derivati al 31 dicembre 2018.

TABELLA N° 27 | RENDICONTO FINANZIARIO ACSM-AGAM S.P.A. RICLASSIFICATO (€/MIGLIAIA)

RENDICONTO FINANZIARIO ACSM-AGAM S.P.A. RICLASSIFICATO	31.12.2018	31.12.2017
Risultato netto del periodo	**5.527**	**10.023**
Ammortamenti, svalutazioni e accantonamenti	13.539	10.452
Proventi da partecipazioni	(5.910)	-
Variazioni Fondi	(576)	(3.835)
Variazione delle imposte differite	(1.292)	(82)
Autofinanziamento	**11.288**	**16.558**
Variazione capitale circolante netto	(15.892)	(14.040)
Flusso di cassa della gestione corrente	**(4.604)**	**2.518**
Investimenti netti	(1.865)	(3.314)
Dividendi incassati	12.989	14.063
Flusso di cassa gestione operativa	**6.520**	**13.267**
Variazioni Patrimonio netto	(3.900)	(3.903)
Flusso di Cassa del periodo	**2.620**	**9.364**
Posizione Finanziaria Netta Iniziale	**(76.841)**	**(86.205)**
Posizione Finanziaria Netta da Aggregazione 1° luglio 2018	**8.149**	**-**
Posizione Finanziaria Netta Finale	**(66.072)**	**(76.841)**

Il flusso di cassa netto riferito al periodo in esame è positivo per Euro 2,6 milioni di Euro. I flussi generati dall'autofinanziamento sono pari a 11,3 milioni di Euro, la variazione del capitale circolante ammonta a 15,9 milioni di Euro, mentre il saldo degli impieghi netti nell'attività di investimento ammontano nel 2018 a 1,9 milioni di Euro, e riflette l'esborso per gli investimenti - commentato al successivo paragrafo - per 10,2 milioni di Euro, al netto della variazione delle partecipazioni per 7,9 milioni di Euro. Dall'esercizio 2018 i dividendi incassati sono esposti separatamente (e non inseriti come variazione di capitale circolante netto), si è proceduto quindi a riclassificare anche il 2017. La variazione registrata nella voce "patrimonio netto" si riferisce principalmente al pagamento dei dividendi.

INVESTIMENTI ACSM-AGAM S.P.A.

Nel corso del 2018 la Società ha realizzato investimenti, al lordo delle dismissioni, per Euro 10,2 milioni (7,2 milioni di Euro nel 2017), di cui: 3,0 milioni di Euro per attività di manutenzione straordinaria e potenziamento delle reti idriche; 2,1 milioni di Euro per le attività di cogenerazione, teleriscaldamento, in particolare estensione rete e nuovi allacci a Monza e sostituzione rete a Como sino al conferimento nell'ambito dell'operazione straordinaria; 0,8 milioni di Euro per interventi su impianti di termovalorizzazione sino al conferimento nell'ambito dell'operazione straordinaria; 4,3 milioni di Euro per investimenti sui sistemi informativi aziendali (2,9 milioni di Euro) e servizi interni aziendali.

TABELLA N° 28 | PROSPETTO DI RICONCILIAZIONE DEL RISULTATO E DEL PATRIMONIO NETTO DELLA CAPOGRUPPO ACSM-AGAM S.P.A.CON IL RISULTATO ED IL PATRIMONIO NETTO DEL GRUPPO (€/MIGLIAIA)

	RISULTATO NETTO 2018	PATRIMONIO NETTO AL 31.12.2018
Importi risultanti dal bilancio individuale di Acsm-Agam S.p.A.	**5.527**	**440.823**
Eliminazione delle partecipazioni:		
- differenza tra valore di carico e patrimonio netto	(2.249)	22.888
- differenza di consolidamento	-	8.545
- plusvalore allocato su cespiti Serenissima Gas	(935)	16.332
- PPA AEVV Farmacie	(110)	2.637
- PPA Varese Risorse	122	(1.707)
- risultato del periodo delle società controllate:	22.681	-
- storno dividendi infragruppo	(13.234)	-
Altre	-	(13)
Storno quote di competenza degli azionisti di minoranza	(1.062)	(11.606)
Importi risultanti dal bilancio consolidato:		
- di spettanza del Gruppo	**10.740**	**477.899**
- di spettanza di Terzi	**1.062**	**11.606**
TOTALE	**11.802**	**489.505**

EVENTI RILEVANTI DEL 2018 ED EVENTI SUCCESSIVI

ACSM AGAM, ASPEM, AEVV, LARIO RETI HOLDING ED A2A: INTRAPRESO IL PERCORSO DI PARTNERSHIP INDUSTRIALE E SOCIETARIA

In data 1° aprile 2017 Acsm-Agam, ASPEM, AEVV, Lario Reti Holding, in qualità di soggetto controllante Lario Reti Gas ed Acel Service, e A2A, in qualità di controllante ASPEM nonché detentrice di una partecipazione in Acsm-Agam pari al 23,9% del capitale sociale e di una partecipazione in AEVV pari a circa il 9,4% del capitale sociale, hanno sottoscritto una Lettera di Intenti non vincolante finalizzata all'avvio di uno studio di un possibile percorso di partnership industriale e societaria con l'obiettivo di valorizzare le competenze, le strette relazioni con i territori serviti e la storia delle rispettive realtà.

In data 23 gennaio 2018 i Consigli di Amministrazione delle sopraccitate società hanno approvato il Progetto di Aggregazione caratterizzato, in sintesi, delle seguenti fasi:

- le fusioni per incorporazione in Acsm-Agam di A2A Idro 4, ASPEM, AEVV Energie, ACEL Service, AEVV e LRG (collettivamente, la "Fusione");
- la scissione parziale di A2A Energia a favore di Acsm-Agam avente ad oggetto principalmente un ramo d'azienda costituito da rapporti contrattuali con clienti della provincia di Varese nel settore energetico (la "Scissione"); e
- una riorganizzazione di Acsm-Agam consistente nella razionalizzazione degli *asset* ricevuti a seguito della Fusione e della Scissione, mediante l'esecuzione di vari conferimenti in società di nuova costituzione (interamente controllate da Acsm-Agam) o in altre società esistenti già controllate da Acsm-Agam o di cui quest'ultima sia divenuta socia per effetto della Fusione (i "Conferimenti").

Le suddette operazioni societarie hanno costituito, unitariamente considerate, il "Progetto di Aggregazione" che è stato portato, con esito positivo, all'attenzione delle assemblee delle società interessate nel corso del mese di maggio 2018. La realtà risultante all'esito del Progetto di Aggregazione costituisce un operatore quotato, a maggioranza pubblica, con la presenza, quale azionista di riferimento, di un partner industriale di rilevanza nazionale e a partecipazione pubblica quale A2A. In base ai rapporti di cambio descritti nel Progetto, a seguito dell'efficacia della Fusione e della Scissione, e a seguito del ripristino del flottante dell'Emittente all'esito della procedura di obbligo di acquisto ai sensi dell'art. 108, comma 1, del TUF (sul punto si rinvia anche al successivo paragrafo), al 31 dicembre l'assetto azionario di Acsm-Agam è il seguente: A2A con una partecipazione pari al 41,34% del capitale sociale, LRH con una partecipazione pari al 23,93%, Comune di Monza con una partecipazione pari al 10,53%, Comune di Como con una partecipazione pari al 9,61%, Comune di Sondrio con una partecipazione pari al 3,30%, Comune di Varese con una partecipazione pari al 1,29%, Mercato (c.d. flottante) pari al 10%.

Per effetto del Progetto di Aggregazione, lo statuto di Acsm-Agam ha subito alcune modifiche, tra cui, in particolare, (i) un ampliamento dell'oggetto sociale in modo da includere le attività delle società incorporande in precedenza non ricomprese nell'allora vigente oggetto sociale e (ii) alcune modifiche relative alla *governance*.

In data 25 giugno 2018 è stato stipulato (i) l'atto di fusione per incorporazione in Acsm-Agam di A2A Idro 4, ASPEM, AEVV Energie, ACEL Service, AEVV e LRG nonché (ii) l'atto di scissione parziale di A2A Energia S.p.A. a beneficio di Acsm-Agam, in attuazione delibere di Fusione e di Scissione assunte dagli organi competenti di ciascuna delle predette società, messe a disposizione del pubblico unitamente al Progetto di Fusione e all'apposita Relazione degli Amministratori.

La data di efficacia della Fusione e della Scissione è stata definita il 1° luglio 2018 essendo intervenute, medio tempore, le iscrizioni degli atti stessi presso i competenti Registri delle Imprese. Da tale data decorrono pertanto anche gli effetti contabili e fiscali.

Con efficacia immediatamente successiva a quella della Fusione e della Scissione, si è proceduto con la riorganizzazione dei business, tramite il perfezionamento

di varie operazioni di conferimento in natura di rami d'azienda a beneficio di alcune società controllate da Acsm-Agam, strumentali alla realizzazione del progetto di riorganizzazione societaria e industriale della Società post Fusione e Scissione, già oggetto di comunicazione al mercato.

In data 4 luglio 2018, Acsm-Agam S.p.A. ha comunicato, ai sensi dell'art. 85-bis del Regolamento Consob n. 11971/99 e ad integrazione di quanto già notificato in data 2 luglio, la nuova composizione del capitale sociale a seguito dell'esecuzione dell'aumento di capitale sottoscritto in data 25 giugno 2018 con delibera iscritta nel Registro delle Imprese di Milano-Monza-Brianza-Lodi in data 26 giugno 2018, che risulta pari a Euro 197.343.805, con un numero di azioni ordinarie inizialmente non quotate pari a 197.343.794, prive del valore nominale. In data 2 agosto 2018 Consob ha poi rilasciato il giudizio di equivalenza sul documento predisposto dall'emittente redatto ai sensi dell'art. 57, comma 1, lettera d) del Regolamento Emittenti pertanto, le nuove azioni Acsm-Agam emesse a servizio delle suddette operazioni straordinarie, sono state ammesse a quotazione sul Mercato Telematico Azionario. Il Documento equivalente è a disposizione del pubblico sul sito internet di Acsm-Agam (www.acsm-agam.it), nella sezione *Governance*, Documenti.

OFFERTA PUBBLICA DI ACQUISTO

In data 2 luglio 2018, A2A S.p.A. e Lario Reti Holding S.p.A. (A2A e LRH, di seguito, anche gli "Offerenti") hanno dato comunicazione del verificarsi dei presupposti giuridici per l'avvio di un'offerta pubblica di acquisto obbligatoria totalitaria. Come in precedenza già comunicato al mercato, in data 23 febbraio 2018, il prezzo d'OPA unitario è coinciso con il valore attribuito ad un'azione Acsm-Agam ai fini della determinazione del rapporto di cambio della Fusione ovvero pari a Euro 2,47 (arrotondato al secondo decimale).

In data 20 luglio gli Offerenti hanno inoltre comunicato di aver presentato a CONSOB il relativo Documento di Offerta. In data 2 agosto 2018 Consob ha approvato il Documento di Offerta che è stato messo a disposizione del pubblico per la consultazione, secondo le previste modalità, anche sul sito internet di Acsm-Agam (www.acsm-agam.it), nella sezione *Governance*, OPA. Si precisa che al Documento di Offerta è allegato il comunicato approvato dal Consiglio di Amministrazione dell'Emittente ai sensi degli artt. 103, comma 3, del TUF e 39 del Regolamento Emittenti, il quale include il parere degli amministratori indipendenti dell'Emittente ai sensi dell'art. 39-bis del Regolamento Emittenti. Il primo periodo di adesione all'Offerta, concordato con Borsa Italiana, ai sensi dell'art. 40, comma 2, del Regolamento Emittenti, ha avuto inizio il 20 agosto 2018 ed è terminato il 7 settembre 2018, estremi inclusi, con data di pagamento 14 settembre 2018. La riapertura dei termini dell'Offerta si è svolta dal 17 al 21 settembre 2018, con data pagamento 28 settembre 2018. Gli Offerenti, tenuto conto delle azioni portate in adesione all'Offerta durante la Riapertura dei Termini e delle azioni portate in adesione all'Offerta durante il precedente periodo di adesione e delle azioni dell'Emittente già direttamente detenute dagli Offerenti unitamente al Comune di Como, al Comune di Monza, al Comune di Sondrio e al Comune di Varese (gli "Obbligati in Solido") prima dell'inizio del periodo di adesione all'Offerta (pari a n. 171.078.920 azioni ordinarie, rappresentative dell'86,69% del capitale sociale dell'Emittente), sono venuti a detenere complessivamente n. 187.838.612 azioni ordinarie dell'Emittente, pari a circa il 95,18% del capitale sociale dell'Emittente. In considerazione dell'avvenuto raggiungimento da parte degli Offerenti di una partecipazione almeno pari al 95% del capitale sociale dell'Emittente, sono ricorsi i presupposti di legge per l'Obbligo di Acquisto da parte degli Offerenti, ai sensi dell'articolo 108, comma 1 del TUF, relativamente alle restanti azioni dell'Emittente non portate in adesione all'Offerta (le "Azioni Residue") da chi ne abbia fatto richiesta, al corrispettivo pari quello di offerta, e cioè Euro 2,47 per azione. Sulla base dei risultati definitivi sono risultate essere state portate in adesione all'Obbligo di Acquisto (nel periodo 1-19 ottobre 2018, data pagamento 26 ottobre) ulteriori n. 488.229 azioni dell'Emittente, pari a circa il 5,136% delle azioni oggetto dell'Obbligo di Acquisto e a circa lo 0,247% del capitale sociale dell'Emittente. Come comunicato al mercato in data 25 ottobre 2018, gli Offerenti, tenuto conto delle azioni portate in adesione all'Obbligo di Acquisto, delle azioni complessivamente portate in adesione all'Offerta e delle azioni dell'Emittente già direttamente detenute dagli Offerenti prima dell'Offerta unitamente al Comune di Como, al Comune di Monza, al Comune di Sondrio e al Comune di Varese, detengono quindi complessivamente n. 188.326.841 azioni ordinarie dell'Emittente, pari a circa il 95,43% del capitale sociale dell'Emittente. Come già dichiarato nel Documento di Offerta e nei precedenti comunicati, non essendo l'Offerta finalizzata alla revoca della quotazione delle azioni ordinarie dell'Emittente, gli Offerenti hanno proceduto al ripristino del flottante al 10%, sufficiente ad assicurare un regolare andamento delle negoziazioni sul MTA. In data 12 dicembre A2A S.p.A. e Lario Reti Holding S.p.A. (gli "Offerenti"), hanno comunicato l'avvenuta cessione di n. 10.717.426 azioni ordinarie dell'Emittente, rappresentanti il 5,43% del

capitale sociale dell'Emittente medesimo, attraverso una procedura di *Accelerated Bookbuilding* riservata ad investitori qualificati in Italia ed investitori istituzionali all'estero.

Gli offerenti unitamente al Comune di Como, al Comune di Monza, al Comune di Sondrio e al Comune di Varese, sono venuti quindi a detenere complessivamente n. 177.609.415, pari al 90% del capitale sociale dell'Emittente.

PATTO PARASOCIALE

A seguito della sottoscrizione in data 23 gennaio 2018 dell'Accordo Quadro, successivamente modificato il 15 febbraio 2018, che delinea i principali termini del citato Progetto di Aggregazione, in data 30 marzo 2018 è stata perfezionata la sottoscrizione, tra A2A, LRH, il Comune di Monza, il Comune di Como, il Comune di Sondrio e il Comune di Varese, di un Patto Parasociale - nella forma già sostanzialmente concordata dalle parti e allegata all'Accordo Quadro il cui contenuto è stato pubblicato in data 26 gennaio 2018 - e successivamente aggiornato 16 marzo 2018, 30 marzo 2018 e in data 19 settembre 2018 - avente ad oggetto le azioni di Acsm-Agam post Progetto di Aggregazione e contenente pattuizioni parasociali rilevanti ai sensi dell'articolo 122, commi 1 e 5, lettere a), b), c) e d) del TUF. L'efficacia del Patto è decorsa dalla data di efficacia della Fusione e della Scissione, 1° luglio 2018.

Tale patto ha sostituito, quindi, il precedente pubblicato nel 2017.

La Società Acsm-Agam S.p.A. a partire della data di efficacia dell'operazione di Aggregazione è controllata e consolidata da A2A S.p.A., in assenza di attività di direzione e coordinamento, in base a specifica previsione nei patti parasociali che disciplinano che ''Acsm-Agam S.p.A. non sarà sottoposta all'attività di direzione e coordinamento di A2A. A questo proposito, le Parti faranno si che il Consiglio di Amministrazione della Società adotti tutte le delibere necessarie e/o opportune per confermare tale assenza di direzione e coordinamento''.

SERVIZIO DI IGIENE AMBIENTALE CON COMUNE DI VARESE (EX ASPEM S.P.A.)

Con riferimento al contratto di servizi che regola la prestazione di attività a favore del Comune di Varese con scadenza al 31 dicembre 2030, si segnala che in data 17 luglio 2018 la giunta del Comune di Varese, con delibera pubblicata in data 31 luglio 2018, ha preso atto di un parere rilasciato al Comune da un esperto nel 2018 che - a seguito del passaggio di controllo della incorporata ASPEM dal Comune di Varese alla società quotata A2A, avvenuto in data 15 gennaio 2009 - ha ritenuto che l'affidamento ad ASPEM ante Fusione (oggi incorporata nel Gruppo Acsm Agam) dei servizi di igiene urbana cessasse anticipatamente senza necessità di apposita deliberazione dell'ente affidante, il 31 dicembre 2018.

La controllata Acsm Agam Ambiente ha impugnato, mediante ricorso al TAR Lombardia, gli atti posti in essere dal Comune di Varese per illegittimità dei provvedimenti assunti dallo stesso. Sul punto si rinvia alle Note Esplicative al Bilancio Consolidato, paragrafo Contenziosi.

ATO VARESE APPROVAZIONE DELLE PARTITE IDRICHE PREGRESSE RICONOSCIUTE AD ACSM-AGAM RETI GAS ACQUA S.P.A. (EX ASPEM S.P.A.)

Con Delibera n. 45 del 31 luglio 2018 l'Ufficio d'Ambito della Provincia di Varese, ha approvato l'importo delle c.d. partite pregresse riconosciute ad Acsm-Agam Reti Gas Acqua S.p.A. (ex ASPEM S.p.A.) quantificandole in 8,0 milioni di Euro, relative al periodo antecedente la regolazione dell'Autorità per l'energia elettrica il gas ed il sistema idrico (ora Autorità di Regolazione per Energia Reti e Ambiente - ARERA) ai sensi dell'art. 32 della Deliberazione ARERA 643/2013/R/idr. La citata delibera ARERA infatti, oltre ad aver approvato il metodo tariffario idrico (MTI) per la determinazione delle tariffe negli anni 2014 e 2015, aveva definito modalità e termini per la quantificazione e riconoscimento delle partite pregresse relative ad eventuali conguagli relativi a periodi precedenti al trasferimento all'ARERA delle funzioni di regolazione e controllo del settore, e non già considerati ai fini del calcolo di precedenti determinazioni tariffarie.

Con nota del 20 luglio 2018 Acsm-Agam Reti Gas Acqua S.p.A. ha presentato la propria proposta di Piano degli Interventi 2018-2019 - ai sensi della delibera ARERA 664/2015/R/idr s.m.i. e della determina 1/2018 DSID - illustrando le urgenti ed inderogabili necessità del territorio. Nel corso delle interlocuzioni con l'Ente d'Ambito si è esaminata la definizione delle partite pregresse e la condivisione per il loro riconoscimento mediante applicazione di apposita componente tariffaria previa disponibilità di Acsm-Agam Reti Gas Acqua S.p.A a fatturare l'intero importo in 3 anni, al fine di evitare situazioni di eccessivo aggravio per l'utenza e garantire la sostenibilità sociale, seguendo una modularità concordata con l'Ente d'Ambito peraltro più tutelante nei confronti degli utenti rispetto alle tempistiche stabilite dall'art. 32 della delibera ARERA 643/2013/R/idr in merito al periodo di rateizzazione.

L'importo è stato iscritto come ricavo non ricorrente, essendo riferito a conguagli di partite pregresse.

Nel 2018 è stato rilasciato per esubero tra le poste non ricorrenti il fondo rischi, pari a 2,9 milioni di Euro, costituito prudenzialmente, negli esercizi 2014-2017, della ex-Aspem S.p.A. a fronte della quota parte dei ricavi stanziati a bilancio negli esercizi citati, in considerazione del contenzioso in atto con l'EGA in merito al riconoscimento di Aspem quale Gestore Conforme dell'Ambito ottimale della Provincia di Varese. In data 24 novembre 2017 l'EGA e Provincia di Varese, con l'assenso di Regione Lombardia, hanno deliberato le prosecuzioni delle gestioni in capo alla ex-Aspem S.p.A. fino a naturale scadenza, qualificando la società come Gestore Conforme dell'Ambito ottimale della Provincia di Varese per un importo pari a 2,9 milioni di Euro. Il suddetto riconoscimento ha avuto come conseguenza anche una completa ridefinizione e approvazione degli schemi tariffari citati in apertura di paragrafo, pertanto Acsm-Agam Reti Gas Acqua S.p.A., quale società beneficiaria del conferimento del ramo di azienda della ex-Aspem S.p.A. riferito al servizio idrico, ha rilasciato il fondo rischi in precedenza costituito, essendo venuti meno gli elementi fondanti di incertezza che ne avevano imposto la costituzione.

MESSA IN LIQUIDAZIONE COMO ENERGIA S.C.A.R.L. (JOINT VENTURE)

I soci consorziati, nella seduta di assemblea straordinaria tenutasi in data 18 luglio 2017, hanno deliberato la messa in liquidazione della società Como Energia S.c.a.r.l. con atto notarile Rep. N. 752/523.

Il Gruppo non si attende effetti significativi dalla chiusura della procedura ad oggi ancora in corso.

PERFEZIONATA LA CESSIONE DELLA PARTECIPAZIONE DETENUTA IN MESTNI PLINOVODI D.O.O. E RICLASSIFICA PARTECIPAZIONE COMMERCIALE GAS&LUCE S.R.L. E ENERGY TRADE S.P.A TRA LE ATTIVITÀ DESTINATE ALLA VENDITA

In data 9 marzo 2018 si è perfezionato il trasferimento della partecipazione detenuta da Acsm-Agam S.p.A. e pari al 49,88% nel capitale sociale di Mestni Plinovodi d.o.o, società slovena attiva nel mercato della distribuzione e della vendita del gas. L'acquirente è Adriaplin d.o.o., società controllata da Eni.

Il prezzo per il trasferimento della suddetta partecipazione, corrisposto interamente per cassa, è pari a circa 8 milioni di Euro ed ha comportato una plusvalenza, a livello di bilancio consolidato, pari a circa 3,7 milioni di Euro.

Al 31 dicembre 2018 la partecipazione detenuta in Commerciale Gas&Luce S.r.l., pari al 25% del capitale sociale è stata riclassificata tra le "attività destinate alla vendita" per 2,9 milioni di Euro è stata successivamente ceduta nel corso del mese di gennaio 2019, con realizzo di plusvalore.

Al 31 dicembre 2018 anche la partecipazione Energy Trade S.p.A. pari al 21,29% del capitale sociale è stata riclassificata in tale voce, per 0,6 milioni di Euro, in quanto destinata alla vendita.

ASSEMBLEA ORDINARIA APPROVAZIONE BILANCIO 2017 E DIVIDENDI

L'Assemblea degli Azionisti tenutasi in data 20 giugno 2018, in sede di approvazione del bilancio, ha approvato la distribuzione di un dividendo lordo pari a Euro 0,05, messo in pagamento il 27 giugno 2018 (data stacco cedola, numero 18, 25 giugno 2018 e record date 26 giugno 2018), secondo calendario di borsa.

ASSEMBLEA ORDINARIA 3 LUGLIO 2018 NOMINA CONSIGLIO DI AMMINISTRAZIONE

L'Assemblea degli Azionisti, riunitasi in data 3 luglio, ha provveduto a nominare il nuovo Consiglio di Amministrazione della Società, che rimarrà in carica sino all'approvazione del bilancio al 31 dicembre 2020.

Sono stati nominati i primi dodici candidati della lista n. 2 e il primo candidato della lista n.1, e precisamente:

- per la lista numero 2, presentata congiuntamente dai Soci Comune di Como, Comune di Monza e A2A S.p.A.: Paolo Giuseppe Busnelli, Marco Rezzonico, Marco Canzi, Annamaria Arcudi, Maria Ester Benigni, Chiara Cogliati, Andrea Crenna, Alessandra Ferrari, Fausto Gusmeroli, Paola Musile Tanzi, Fulvio Roncari e Paolo Soldani.
- per la lista numero 1, presentata dal Socio Alessandro Nizzi: Tommaso Nizzi.

L'assemblea degli Azionisti ha inoltre provveduto a nominare in funzione di Presidente il Signor Paolo Busnelli ed in funzione di Vice Presidente i Signori Marco Rezzonico e Marco Canzi.

In data 5 luglio 2018 il Consiglio di Amministrazione di ACSM-AGAM S.p.A., nominato dall'Assemblea degli Azionisti del 3 luglio 2018, al termine delle procedure di insediamento, ha provveduto a nominare Paolo Soldani Amministratore Delegato.

Il Consiglio di Amministrazione ha inoltre verificato la sussistenza di onorabilità, professionalità e indipendenza dei propri Amministratori e l'insussistenza di cause di ineleggibilità e/o incompatibilità. A seguito di verifica, il Consiglio di Amministrazione ha ritenuto che i Consiglieri Paolo Giuseppe Busnelli, Marco Rezzonico, Chiara Cogliati, Fausto Gusmeroli, Paola Musile Tanzi, Tommaso Nizzi fossero in possesso dei requisiti di indipendenza.

Il Consiglio di Amministrazione ha provveduto infine a nominare:

- il Comitato Controllo e Rischi, che è chiamato a svolgere anche le funzioni di Comitato Parti Correlate: Marco Rezzonico (Presidente), Paola Musile Tanzi e Chiara Cogliati;
- il Comitato Remunerazioni e Nomine: Chiara Cogliati (Presidente), Maria Ester Benigni e Fausto Gusmeroli;
- il Comitato Strategico: Paolo Giuseppe Busnelli, (Presidente), Marco Canzi, Marco Rezzonico e Paolo Soldani.

ACSM AGAM S.P.A. E AGESP S.P.A. AVVIANO LO STUDIO DI UN PERCORSO DI PARTNERSHIP INDUSTRIALE E SOCIETARIA

In data 20 luglio 2018 Acsm-Agam S.p.A. e AGESP S.p.A. hanno comunicato di aver sottoscritto una lettera di intenti non vincolante finalizzata allo studio di un percorso di aggregazione con l'obiettivo di valorizzare le competenze, le strette relazioni con i territori serviti e la storia delle rispettive realtà.

AGESP S.p.A. aveva già reso noto, a luglio 2017, che Acsm-Agam S.p.A. era risultata prima in graduatoria a seguito di una sollecitazione all'invio di manifestazioni di interesse per operazioni di partnership con società appartenenti al Gruppo AGESP e operatori terzi.

APPROVATO IL PIANO INDUSTRIALE 2019-2023

Il Consiglio di Amministrazione ha approvato il 4 dicembre 2018 il piano industriale 2019-2023 del Gruppo Acsm Agam, il Primo Piano Industriale post Aggregazione che rafforza le solide basi delle attività tradizionali e sviluppa progetti innovativi che valorizzano territori di riferimento, nel rispetto del percorso di sostenibilità intrapreso. Gli investimenti previsti, pari a 568 milioni di Euro in arco piano, garantiscono valore e continuità per mezzo di tecnologie sostenibili ed innovative.

In incremento i risultati economici con mantenimento della consolidata solidità patrimoniale e finanziaria: Ebitda previsto a 124 milioni di Euro a fine 2023 (64 milioni di Euro nel 2019), Cagr +17,7%. Target al 2023: rapporto PFN/Ebitda a 2,5x, Leverage a 0,6 (Posizione finanziaria netta/Patrimonio Netto).

AVVIO DELLA PROCEDURA PER LA REVOCA DELL'INCARICO DI REVISIONE LEGALE DEI CONTI AFFIDATO ALLA SOCIETÀ KPMG

Con deliberazione in data 22 febbraio 2019, il Consiglio di Amministrazione ha avviato la procedura per la revoca per giusta causa dell'incarico di revisione legale dei conti, affidato alla società KPMG sino all'approvazione del bilancio di esercizio al 31 dicembre 2024.

La motivazione della deliberazione è stata ravvisata nella opportunità, auspicata dalla consolidante A2A S.p.A. e condivisa dal Consiglio di Amministrazione della Società, che gli incarichi per la revisione legale dei conti delle società rientranti nel proprio perimetro di consolidamento, ivi inclusa quindi Acsm Agam, siano affidati a un'unica società di revisione in ragione del fatto che la nomina di un revisore unico – da identificarsi nel revisore di A2A stessa – per le società incluse nel perimetro di consolidamento risulterebbe la più idonea ad assicurare: (i) un'informativa completa, accurata e tempestiva a tutti gli stakeholder, (ii) una migliore efficacia ed efficienza del processo di revisione; (iii) una migliore fluidità e un miglior coordinamento dei flussi informativi; (iv) un'attività di controllo più efficace ed efficiente da parte del collegio sindacale della capogruppo; (v) una maggiore coerenza con il vigente quadro normativo, in considerazione dei diversi e più ampi profili di responsabilità – in caso di coesistenza di più revisori – introdotti nel nostro ordinamento dal D. lgs 135/2016 e dal Regolamento (UE) 537/2014.

In data 14 marzo 2019, la società di revisione KPMG ha fatto pervenire una propria nota attestando di non avere osservazioni da formulare rispetto alla richiesta di revoca per giusta causa.

Conseguentemente, il Consiglio di Amministrazione della Società formulerà all'Assemblea degli Azionisti proposta di revoca per giusta causa dell'incarico di revisione legale attualmente in capo a KPMG e di conferimento di incarico ad E&Y S.p.A. attuale revisore di A2A S.p.A..

Sul punto si dovrà pronunciare l'Assemblea sentito il parere del Collegio Sindacale.

ASSEMBLEA ORDINARIA DI APPROVAZIONE DEL BILANCIO 2018

Il Consiglio di Amministrazione ha ritenuto di avvalersi dei maggiori termini previsti dall'articolo 2364, comma 2 c.c. stabilendo pertanto di convocare l'Assemblea dei soci per l'approvazione del bilancio 2018 in data 10 maggio 2019.

EVOLUZIONE PREVEDIBILE DELLA GESTIONE

L'Aggregazione consente al Gruppo Acsm Agam di ampliare i territori di riferimento, consolidarsi ulteriormente nei business tradizionali permettendo inoltre una maggiore diversificazione delle attività, grazie all'ingresso nei settori, precedentemente non gestiti, dell'igiene ambientale, della produzione idroelettrica e fotovoltaica, della distribuzione elettrica, delle farmacie e, infine, dei parcheggi. L'Aggregazione genera inoltre un sensibile rafforzamento del Gruppo anche sotto il profilo finanziario e patrimoniale.

Grazie all'ampliarsi delle dimensioni, alla maggiore diversificazione e al consolidamento patrimoniale/finanziario, il Gruppo Acsm Agam prevede, nel 2019, margini di contribuzione in crescita rispetto a quelli previsti per il precedente perimetro e in linea con le previsioni del Business Plan approvato lo scorso mese di dicembre 2018.

PROPOSTA IN MERITO ALLE DELIBERAZIONI SUL BILANCIO AL 31 DICEMBRE 2018

Signori Azionisti,

sottoponiamo alla Vostra approvazione il bilancio Acsm-Agam S.p.A. al 31 dicembre 2018 che chiude con un utile d'esercizio pari a Euro 5.527.359,51.

Il Consiglio di Amministrazione propone di destinare l'utile di esercizio nel seguente modo:

- Euro 276.367,98, pari al 5%, a riserva legale;
- Euro 5.250.991,53 a dividendi.

Il Consiglio di Amministrazione propone inoltre di distribuire ulteriori dividendi per Euro 8.563.074,05 attingendo da "riserva utili a nuovo". I dividendi complessivi risultano pertanto pari a Euro 13.814.065,58.

Il dividendo unitario lordo è quindi pari a Euro 0,07 per azione e verrà messo in pagamento il 26 giugno 2019 (data stacco cedola, numero 19, 24 giugno 2019 e *record date* 25 giugno 2019), secondo calendario di borsa.

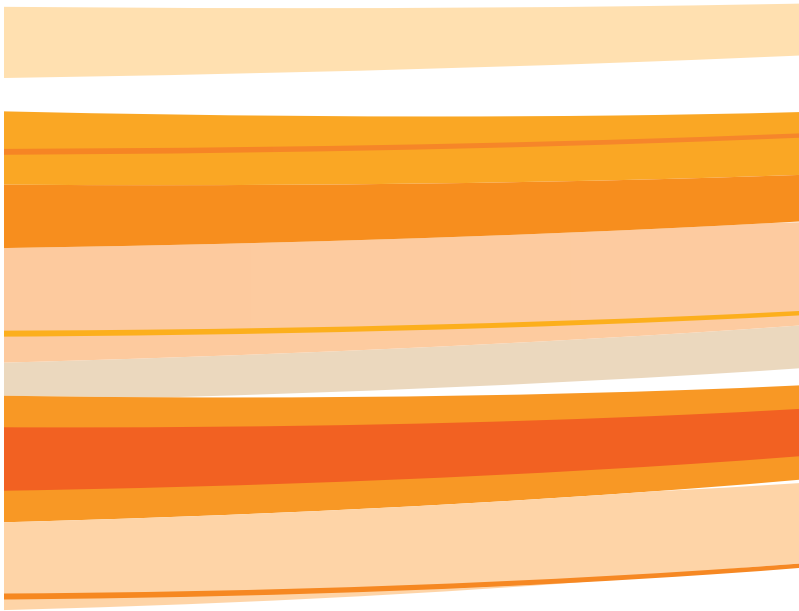
Per il Consiglio di Amministrazione:

Monza, 28 marzo 2019

Il Presidente

Paolo Giuseppe Busnelli

L'Amministratore Delegato

Paolo Soldani

www.acsm-agam.it