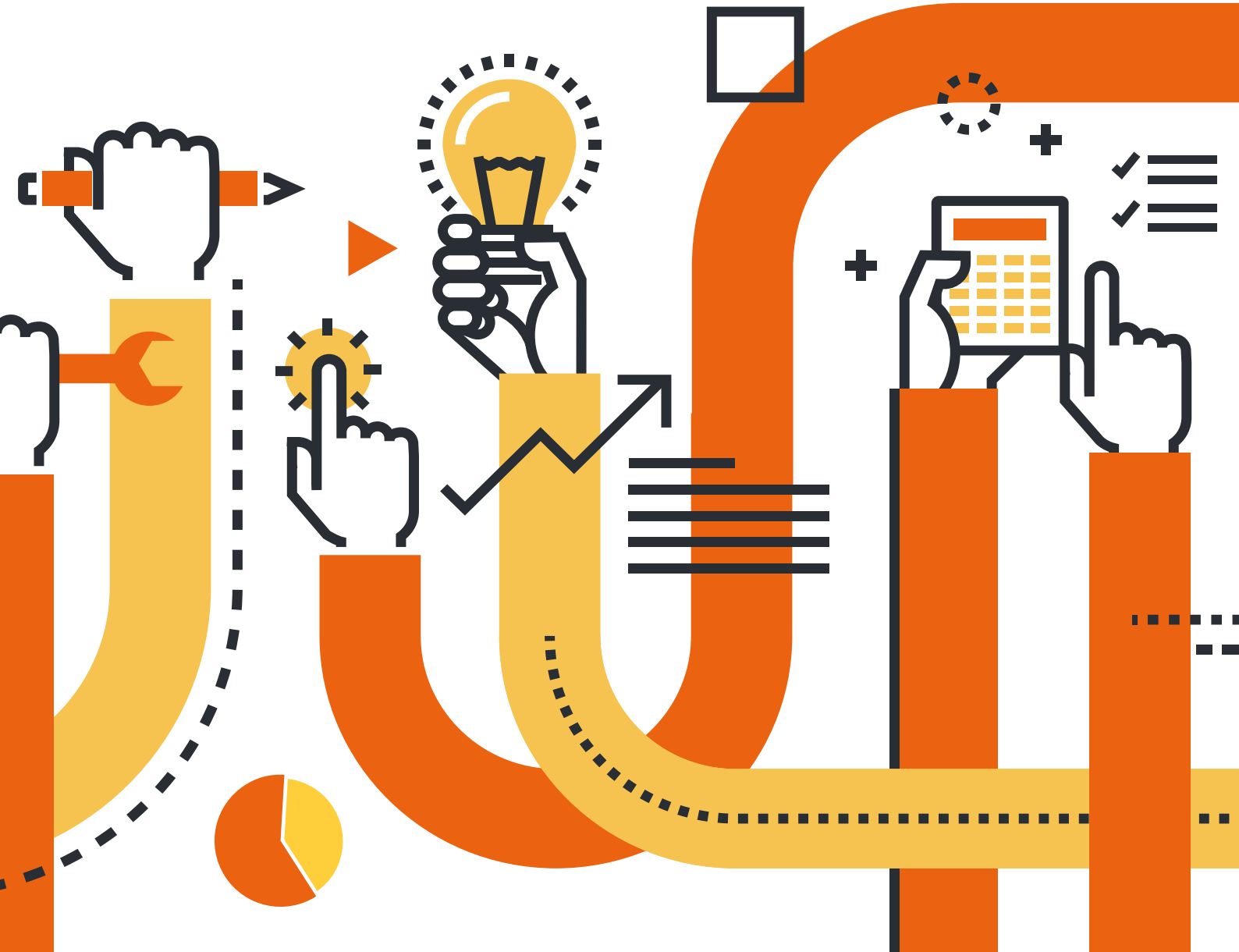
Acsm Agam
L'ENERGIA CHE UNISCE

2019 | RELAZIONE SULLA GESTIONE



INDICE

LETTERA DEL PRESIDENTE 2

IL GRUPPO E LE ATTIVITÀ GESTITE 4

CORPORATE HIGHLIGHTS 6

ORGANI SOCIALI ACSM-AGAM S.P.A. 10

DATI SIGNIFICATIVI 11
- Sintesi dei dati economici 11
- Margine Operativo Lordo - Sintesi per Business Unit 12

SINTESI DELLA GESTIONE 2019 13

QUADRO NORMATIVO E REGOLAMENTARE DI RIFERIMENTO 2019 14
- Green Deal UE 14
- Piano Nazionale Integrato per l'Energia e il Clima (PNIEC) 15
- Quadro strategico 2019-2021 dell'Autorità di Regolazione per Energia Reti e Ambiente (ARERA) 15
- Business Unit Vendita 16
- Business Unit Reti 19
- Business Unit Energia e Tecnologia Smart 27
- Business Unit Ambiente 30

BUSINESS UNIT: PRINCIPALI INDICATORI ALTERNATIVI DI PERFORMANCE 32
- Business Unit Vendita 33
- Business Unit Reti 34
- Business Unit Energia e Tecnologie Smart 36
- Business Unit Ambiente 39
- Corporate e altro (Gruppo Acsm Agam) 40

SINTESI DELLA SITUAZIONE ECONOMICA PATRIMONIALE E FINANZIARIA CONSOLIDATA 41
- Investimenti del Gruppo 44

ALTRE INFORMAZIONI 45
- Impegno sostenibile 45
- Rapporti con parti correlate 46
- Continuità aziendale 46
- Azioni proprie 46
- Attività di ricerca e sviluppo 46
- Relazione sul Governo Societario 46
- Semplificazione normativa adottata dalla Consob: adesione al Regime opt-out 47
- Informazioni di rischio qualitative 47

SINTESI ECONOMICO-PATRIMONIALE E FINANZIARIA DELLA CAPOGRUPPO ACSM-AGAM S.P.A. 51

EVENTI RILEVANTI DEL 2019 57

EVENTI SUCCESSIVI 60

EVOLUZIONE PREVEDIBILE DELLA GESTIONE 61

PROPOSTA IN MERITO ALLE DELIBERAZIONI SUL BILANCIO AL 31 DICEMBRE 2019 61

LETTERA DEL PRESIDENTE

Stiamo vivendo una fase senza precedenti che ha investito l'intera comunità internazionale e messo a dura prova la tenuta del sistema economico.

Per affrontare l'attuale stato di emergenza causato dal Covid-19, il nostro Gruppo ha adottato misure eccezionali per assicurare sia la continuità dei servizi essenziali sui territori in cui operiamo, sia per proteggere la salute di tutte le persone coinvolte.

A tale proposito, desidero ringraziare tutti i colleghi del Gruppo che hanno preso parte all'impegno corale con senso di responsabilità e spirito di servizio; consentitemi inoltre di rivolgere un pensiero a tutte le donne e gli uomini della sanità, della protezione civile, della rete dell'assistenza domiciliare e delle forze dell'ordine che si stanno battendo sulla prima linea della pandemia: si meritano la nostra stima, e il loro contributo non sarà dimenticato a emergenza finita.

Stiamo tutti lavorando in condizioni difficili, non senza rinunce e sacrifici. Viviamo un evento di cui parleranno i libri di storia, nell'auspicio che questa congiuntura straordinaria offra alle popolazioni - e in particolare a noi italiani - l'occasione di risvegliare un sentimento di orgoglio e di solidarietà, a tutela delle fasce più deboli e dell'intero sistema economico, già profondamente segnato.

Nel nome della responsabilità sociale, quale partner della Pubblica Amministrazione e dell'impresa nonché punto di riferimento delle comunità locali, il Gruppo Acsm Agam continuerà a fare la propria parte, lavorando alacremente per la ripartenza e la ricostruzione.

La ripresa sarà sicuramente impegnativa e non avrà tempi certi, ma grazie alla solidità finanziaria che il Gruppo ha consolidato negli anni, sono certo che sapremo trovare un nuovo slancio: rimetteremo a terra gli investimenti prospettati nel breve e medio periodo e riavvieremo tutte le nostre attività, perseguendo gli obiettivi delineati dal piano strategico 2020-2024 approvato dal Consiglio di Amministrazione.

Ci siamo mossi con coscienza, dedicando attenzione e risorse ai territori oltre a quanto attribuito con l'importante dividendo che proponiamo all'Assemblea dei Soci.

Il bilancio del 2019 presenta numeri importanti: l'EBITDA prima delle partite non ricorrenti è superiore ai 66 milioni di euro; la posizione finanziaria netta è pari a 121,3 milioni di Euro, con un rapporto PFN/EBITDA di 1,84x (era 1,41x l'anno precedente) che dimostra la solidità del nostro Gruppo.

I risultati testimoniano i positivi effetti dell'aggregazione del 1° luglio 2018, frutto di

un progetto industriale che ha confermato nei fatti efficacia e senso strategico. L'integrazione fra le utilities di Monza, Lecco, Sondrio, Varese, Como e del Veneto, con il supporto del socio industriale A2A, ha rafforzato ulteriormente il radicamento territoriale consentendo la diversificazione del portafoglio delle attività gestite.

Come evidenziato anche dal Business Plan e dal Bilancio di Sostenibilità, il Gruppo intende inoltre rafforzare l'anima *green*, sviluppando le attività all'insegna dell'economia circolare, della digitalizzazione dei processi e dei rapporti con i clienti, della valorizzazione e tutela delle risorse, della crescita sostenibile.

Il principio della responsabilità sociale di impresa è del resto centrale nella policy delle aziende che fanno parte di Acsm Agam e guida le iniziative promosse a beneficio delle comunità locali e degli *stakeholders*. Il Gruppo si conferma intraprendente e attento ai valori ambientali sia nelle attività tradizionali sia nell'ampio ventaglio della *Smart City* e della vivibilità urbana (illuminazione, energia pulita, efficientamento energetico, mobilità elettrica).

Nell'esercizio 2019 evidenzio gli interventi di *revamping* della Linea 2 del termovalorizzatore di Como, destinata a migliorare ulteriormente le prestazioni ambientali sia in termini di emissioni sia di efficienza energetica; il potenziamento ed ampliamento del teleriscaldamento di Monza attraverso il collegamento del cogeneratore ad alto rendimento di BrianzAcque, che ci permette di servire nuovi quartieri di Monza (un esempio di sinergia virtuosa già adottata con il gruppo alimentare Rovagnati), riducendo sensibilmente l'emissione di CO_2 in atmosfera; le iniziative di sensibilizzazione ambientale sviluppate attraverso interventi formativi e la distribuzione di oltre 30 mila borracce alle scuole dei nostri territori per ridurre il consumo della plastica; il mantenimento di elevati livelli di raccolta differenziata che sfiorano nella provincia di Varese l'80%, contribuendo al recupero di materia ed energia; l'ulteriore impulso impresso alla dematerializzazione di molte attività (bollette on line, domiciliazione bancaria) promosso dalla Business Unit Vendita.

Il Gruppo ha saputo realizzare nei fatti le aspettative del piano industriale su cui si è fondata l'aggregazione del 2018 sia dal punto di vista dei risultati sia delle prospettive per gli anni a venire, qualificandosi come propositivo volano di sviluppo e partner affidabile.

Il Presidente

Paolo Busnelli

IL GRUPPO E LE ATTIVITÀ GESTITE

Per effetto dell'operazione di Aggregazione realizzata in data 1° luglio 2018, il Gruppo Acsm Agam ha ampliato in modo importante l'ambito delle proprie attività, sia in termini territoriali che di *business*, integrando i servizi gestiti. Nel corso del 2019 ha poi ulteriormente sviluppato i vari *business* gestiti in particolare avviando in modo significativo gli investimenti in illuminazione pubblica servizi *smart* come mobilità elettrica e microcogenerazione.

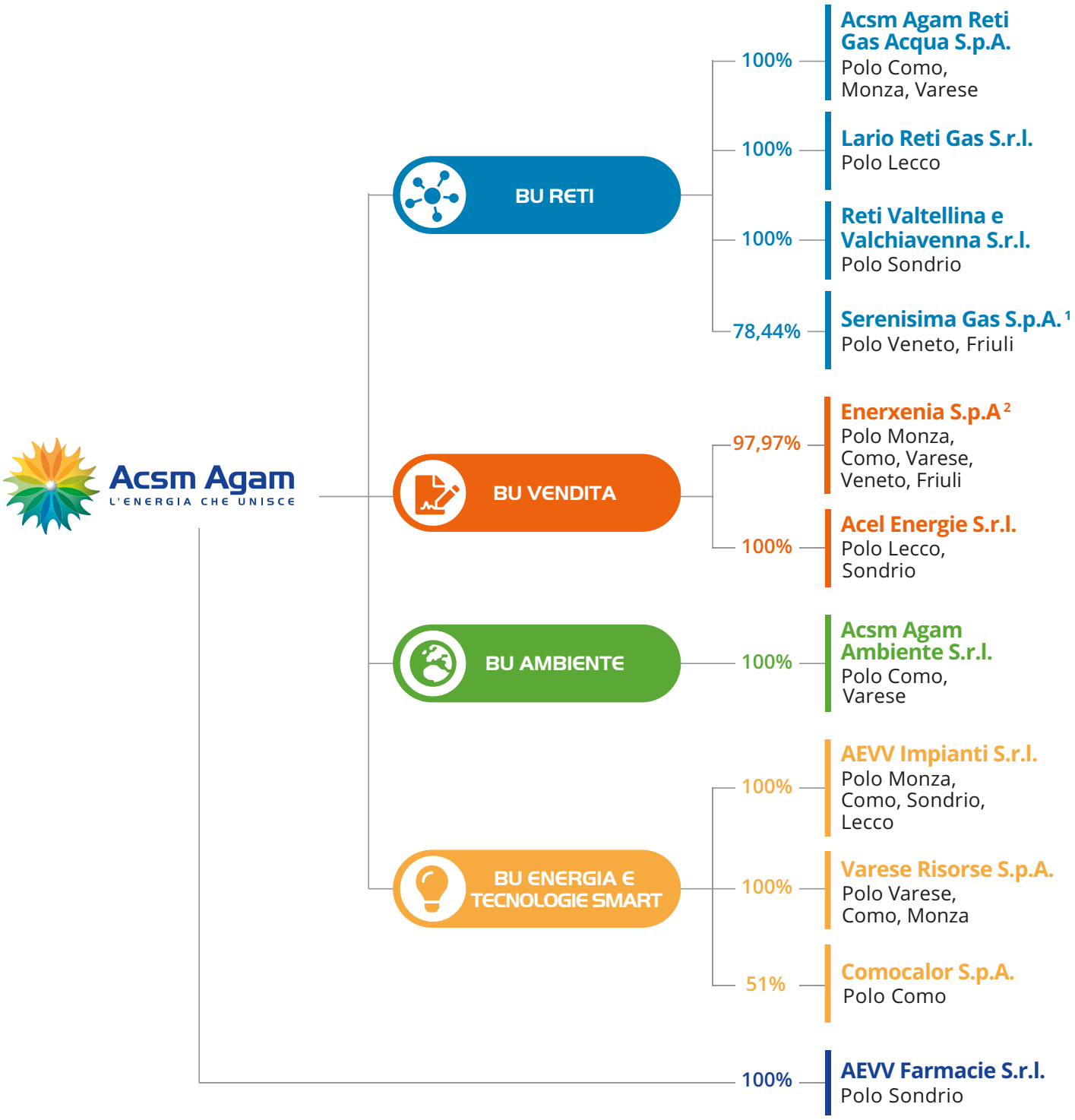
In particolare, risulta ora attivo nei seguenti settori:

- 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 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 a Lecco), fornitura gas metano per auto;
- Illuminazione pubblica, mobilità elettrica e c.d. *Smart City*;
- Parcheggi urbani (nuovi *business* gestiti a Sondrio);
- Servizi ambientali tramite il termovalorizzatore di Como e i servizi di igiene urbana (quest'ultima nuova attività in provincia di Varese e Como).
- 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 provincia di 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);
- Farmacie (nuovi *business* gestiti a Sondrio);

Le attività del Gruppo Acsm Agam sono organizzate per *business* omogenei (v. infra, Principali indicatori economici e operativi riferiti alle singole Business Unit):

- **Vendita**: a questa Business Unit fanno riferimento Enerxenia S.p.A. e Acel Energie S.r.l., società attive nella vendita di gas e energia elettrica.
- **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* (es. mobilità elettrica e microgenerazione smart), illuminazione pubblica e teleriscaldamento. Alla Business Unit fanno riferimento AEVV Impianti S.r.l., Comocalor S.p.A., Varese Risorse S.p.A. e, a partire da luglio 2019, anche Messina Gas e Luce S.c.a.r.l..
- **Ambiente**: le attività di raccolta rifiuti e quelle di termovalorizzazione sono garantite da Acsm Agam Ambiente S.r.l..
- **Reti**: la Business Unit comprende Acsm Agam Reti Gas Acqua S.p.A., Lario reti gas S.r.l., Serenissima Gas S.p.A.. e Reti Valtellina Valchiavenna S.r.l. Le società svolgono servizi di distribuzione gas, energia elettrica e servizio idrico.

STRUTTURA DEL GRUPPO ACSM AGAM



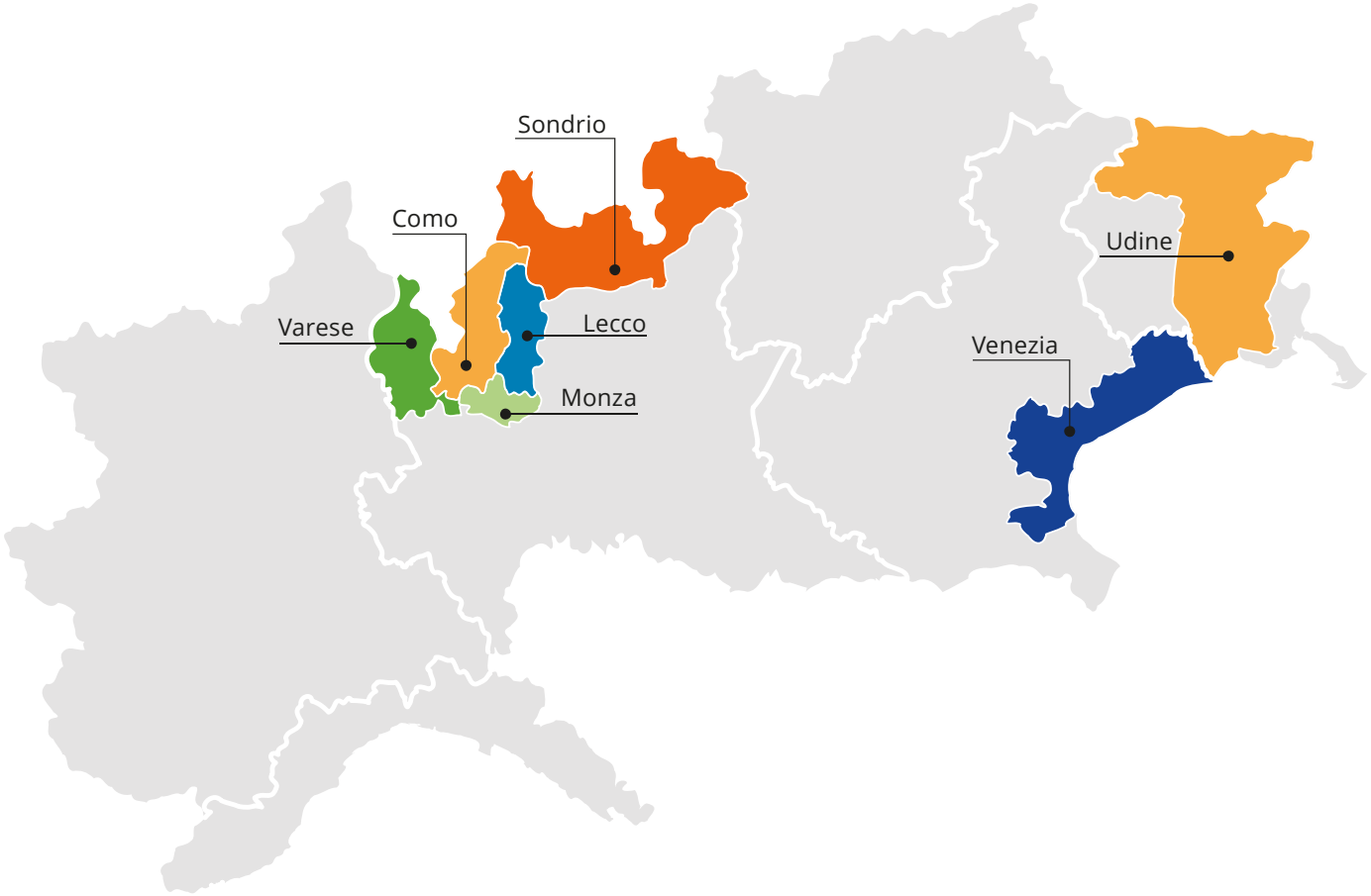
NOTE: Le variazioni intervenute nel perimetro societario a partire dal 1° gennaio 2020 sono esplicitate nel paragrafo "Eventi rilevanti del 2019 ed Eventi successivi" della presente Relazione sulla Gestione.

[1] La quota di consolidamento è pari al 79,37% ed include anche la quota del 1,17% di azioni proprie di Serenissima Gas.

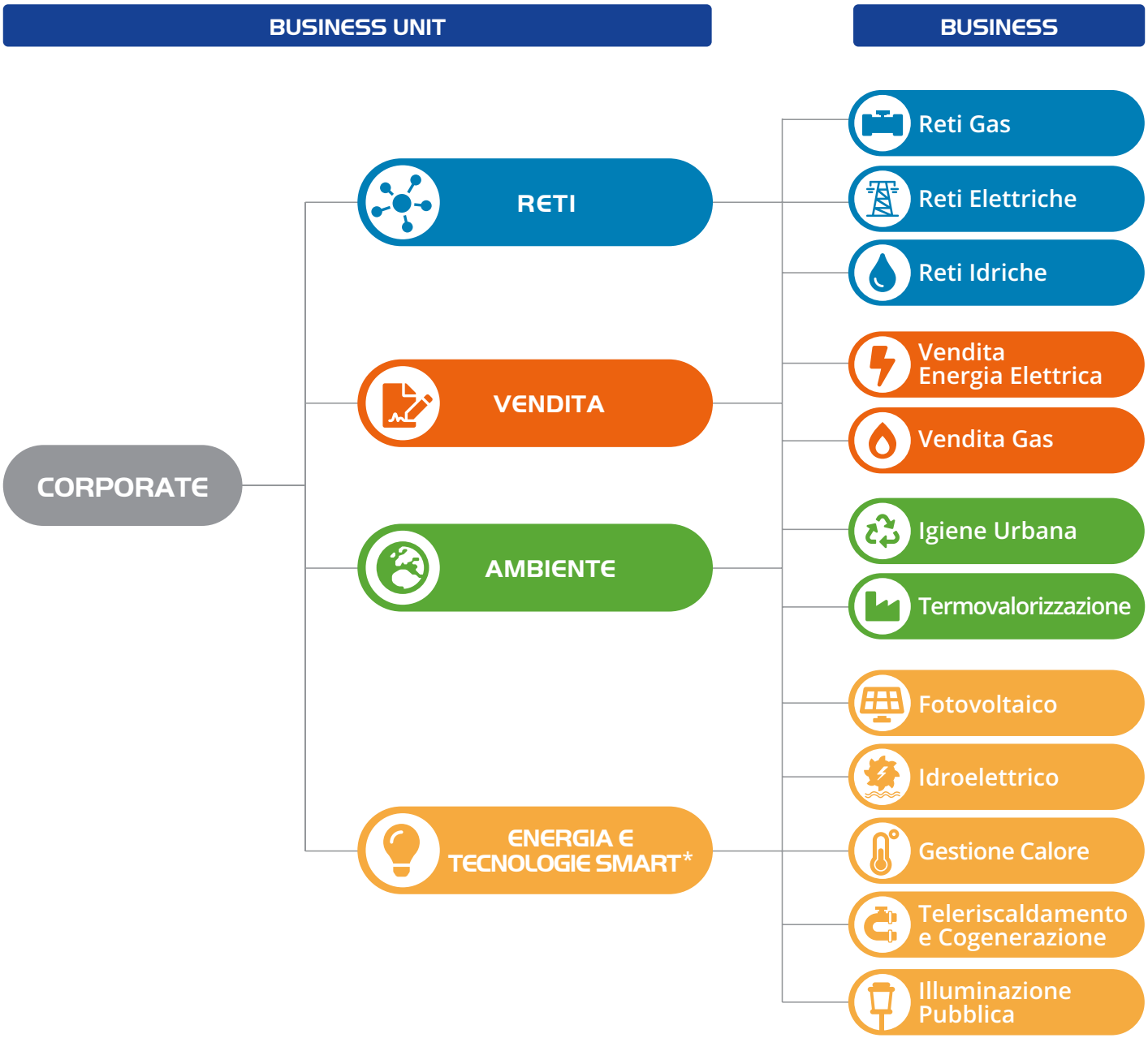
[2] La quota di consolidamento è pari al 99,27% ed include anche la quote del 1,64% detenuta da Serenissima Gas.

CORPORATE HIGHLIGHTS

PRESENZA SUL TERRITORIO DEL GRUPPO ACSM AGAM



PRINCIPALI ATTIVITÀ GESTITE DAL GRUPPO



* Altre attività: parcheggi, mobilità elettrica, microcogenerazione.

PRINCIPALI DATI GESTIONALI PER BUSINESS UNIT	2019	2018
Gas venduto (mln m³)	466,3	352,8
N° clienti gas	254.200	266.300
Energia elettrica venduta (GWh)	378,6	243,7
N° clienti energia elettrica	71.400	62.100
Gas distribuito (mln m³)	607,4	461,9
N° utenti (PDR)	314.200	314.100
Km di rete	3.260	3.248
Energia elettrica distribuita (GWh)	161,5	165,9
N° utenti (POD)	25.800	25.800
Km di rete	560	557
Volumi acqua (mln m³)	28,4	20,9
N° clienti	83.600	83.200
Km di rete	1.694	1.677

PRINCIPALI DATI GESTIONALI PER BUSINESS UNIT	2019	2018
Energia termica venduta (GWht)	218,8	165,7
Energia elettrica prodotta (GWhe)	30,0	35,4
Impianti gestiti Gestione Calore (n°)	231	243
Fotovoltaico: energia prodotta (GWhe)	1,0	0,4
Idroelettrico: energia prodotta (GWhe)	85,2	28,4
Illuminazione pubblica: punti luce (n°)	29.700	32.500
Volumi smaltiti termovalorizzatore (K ton)	65,6	89,3
Energia elettrica venduta (GWhe)	11,5	23,7
Energia termica venduta (GWht)	27,0	39,8
Abitanti serviti (n°)	185.140	154.700
Volumi raccolti (K ton)	89,6	48,3

ORGANI SOCIALI ACSM-AGAM S.P.A.

CONSIGLIO DI AMMINISTRAZIONE	In carica sino all'approvazione del bilancio al 31 dicembre 2020
Presidente	Paolo Giuseppe 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[3]	In carica sino all'approvazione del bilancio al 31 dicembre 2021
Presidente	Lucia Milani
Sindaco	Roberta Ricco
Sindaco	Annalisa Donesana[4]

SOCIETÀ DI REVISIONE[3]	In carica sino all'approvazione del bilancio al 31 dicembre 2027
	E&Y S.p.A.

[3] Organi nominati dall'Assemblea dei soci in data 10 maggio 2019.

[4] In data 26 novembre il dott. Lanzara, Sindaco della Società, ha rassegnato le proprie dimissioni. In data 2 dicembre 2019 il Sindaco Supplente dott. Cristian Zanin ha declinato l'invito a ricoprire il ruolo di sindaco effettivo, pertanto è subentrata nel ruolo di Sindaco Effettivo la dott.ssa Annalisa Donesana con decorrenza 3 dicembre 2019. Vedi anche paragrafo Eventi di rilievo esercizio 2019.

DATI SIGNIFICATIVI

SINTESI DEI DATI ECONOMICI

I risultati 2019 comprendono i risultati dell'Aggregazione per l'intero esercizio, mentre quelli 2018 includono gli effetti dell'operazione per il solo secondo semestre, il confronto pertanto risulta non omogeneo.

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

	2019	% sui ricavi	2018	% sui ricavi	Delta % 2019-2018
Ricavi delle vendite e delle prestazioni e altri ricavi e proventi [5]	415.913	100,0%	284.945	100,0%	46,0%
Margine Operativo Lordo [6] *ante partite non ricorrenti* [7]	66.236	15,9%	51.477	18,1%	28,7%
Margine Operativo Lordo [8] *post partite non ricorrenti*	71.571	17,2%	47.960	16,9%	49,2%
Margine Operativo Netto [9]	28.033	6,7%	13.782	4,8%	n.s.
Risultato ante imposte	28.001	6,7%	16.865	5,9%	66%
Utile netto complessivo	18.790	4,5%	11.802	4,1%	59,2%
Utile netto del Gruppo	18.566	4,5%	10.740	3,8%	72,9%
Risultato per azione [10]	0,0941		0,0781		

Si segnala che a partire dalla Relazione Finanziaria Infrannuale al 30 settembre 2019 è variata l'esposizione di alcune voci di conto economico. Le principali modifiche sul 2018 hanno comportato: con riferimento ai compensi amministratori e oneri accessori al personale una riclassifica da "costi operativi" ai "costi del personale" per 6,6 milioni di Euro, per quanto concerne i lavori in corso per conto terzi una riclassifica da "variazione rimanenze" (tra i costi operativi) alla voce "altri ricavi" per 0,4 milioni di Euro.

[5] Ricavi complessivi prima delle partite non ricorrenti.

[6] Margine Operativo Lordo (MOL) o EBITDA = Indicatore alternativo di *performance* operativa, definito come Utile Operativo Lordo, calcolato come la somma del "Risultato operativo netto" (MON o EBIT), determinato come differenza tra i ricavi delle vendite e il totale dei costi operativi, a cui si sommano gli ammortamenti, le svalutazioni e anche gli accantonamenti a fondi rischi, prima delle poste non ricorrenti.

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

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

[9] 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.

[10] Al fine del calcolo dell'utile base per azione diluito 2018, per effetto della citata operazione il numero delle azioni ordinarie considerato è stato calcolato come 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)

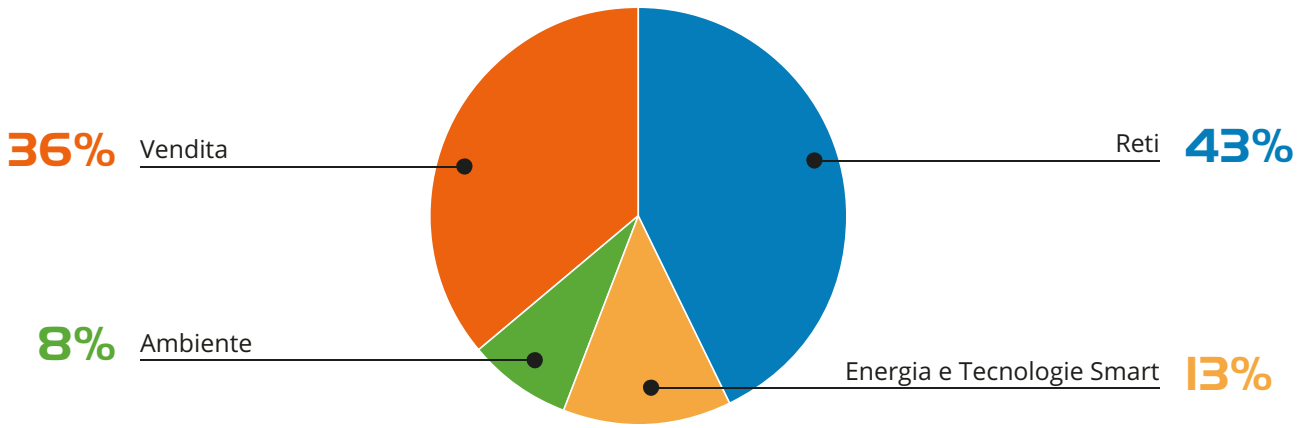
	31.12.2019	31.12.2018
Capitale Investito Netto [11]	608.743	562.317
Patrimonio Netto del Gruppo e di Terzi	487.442	489.504
Posizione Finanziaria Netta [12]	(121.301)	(72.813)
Flusso di cassa del periodo	(44.464)	6.202

MARGINE OPERATIVO LORDO - SINTESI PER BUSINESS UNIT

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

	2019	2018
Vendita	32.676	27.209
Reti	38.946	28.879
Energia e Tecnologie Smart	12.282	9.183
Ambiente	7.013	6.658
Totale BU operative	**90.917**	**71.929**
Servizi Corporate	(24.681)	(20.452)
MOL Consolidato ante partite non ricorrenti	**66.236**	**51.477**

GRAFICO N° 01 | MARGINE OPERATIVO LORDO: BREAKDOWN PERCENTUALE PER BUSINESS UNIT



[11] 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).

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

SINTESI DELLA GESTIONE 2019

I risultati 2019 si riferiscono al gruppo post Aggregazione realizzata in data 1° luglio 2018, mentre quelli 2018 includono gli effetti dell'operazione per il solo secondo semestre, il confronto pertanto risulta non omogeneo.

L'ammontare complessivo dei **ricavi delle vendite** consolidate nel 2019 risulta pari a 415,9 milioni di Euro, in incremento rispetto all'esercizio precedente (284,9 milioni di Euro [13]) grazie principalmente all'ampliamento di perimetro delle attività gestite. Sul fronte costi, quelli riferiti al personale, al netto delle poste capitalizzate per investimenti, risultano pari a 46,9 milioni di Euro, in sensibile incremento rispetto al 2018 (36,8 milioni di Euro) per effetto dell'aumento della struttura organizzativa post operazione di aggregazione. Gli altri costi operativi riferiti al 2019 risultano pari a 302,7 milioni di Euro, in aumento rispetto al 2018 (196,7 milioni di Euro nel 2018) in conseguenza prevalentemente del nuovo perimetro.

La **gestione operativa consolidata** del 2019 evidenzia un **Margine Operativo Lordo**, prima delle partite non ricorrenti, pari a 66,2 milioni di Euro, in crescita rispetto al 2018 (51,5 milioni di Euro).

Nel 2019 si sono registrate poste non ricorrenti di diversa natura, complessivamente positive per 5,3 milioni di Euro, riguardanti principalmente la BU Vendita grazie a conguagli relativi ad anni precedenti conseguenti a delibera ARERA 737/2017/R/gas (cosiddetto "fattore k", delibera illustrata nel Quadro normativo riferito alla Business Unit Vendita), parzialmente compensati da costi relativi all'integrazione post Aggregazione e contenziosi. Nel medesimo periodo 2018 si sono rilevate poste non ricorrenti di varia natura - complessivamente negative - pari a 3,5 milioni di Euro, conseguenti principalmente ai costi connessi all'operazione di Aggregazione.

Gli **ammortamenti** relativi a immobilizzazioni materiali e immateriali risultano complessivamente pari a 39 milioni di Euro (27,1 milioni di Euro nel 2018), in incremento principalmente per effetto della citata variazione di perimetro di consolidamento e degli effetti dell'allocazione del disavanzo di fusione generatosi in sede di operazione di aggregazione attraverso la *Purchase Price Allocation*. Nel periodo è stato effettuato un **accantonamento al fondo svalutazione crediti** pari a 4,0 milioni di Euro (3,6 milioni di Euro nel 2018) e **accantonamenti a fondi rischi** per 0,5 milioni di Euro.

Il **Margine Operativo Netto** si attesta, pertanto, a 28,0 milioni di Euro, in incremento rispetto ai 13,8 milioni di Euro del 2018, per effetto principalmente della variazione di perimetro e degli impatti delle partite non ricorrenti.

La **gestione finanziaria ordinaria** ammonta a -0,4 milioni di Euro, in flessione rispetto al 2018 (-0,6 milioni di Euro). La gestione finanziaria 2019 include anche il provento non ricorrente di 0,6 milioni di Euro riferito alla plusvalenza realizzata sulla cessione a terzi della partecipazione in Commerciale Gas & Luce S.r.l. che al 31 dicembre 2018 era stata riclassificata tra le "attività destinate alla vendita" per 2,9 milioni di Euro (v. par. "Eventi rilevanti del 2019 ed Eventi successivi") e la valutazione a patrimonio netto, negativa e pari a 0,2 milioni di Euro, di due società partecipate. La gestione finanziaria del 2018 comprendeva, invece, il provento non ricorrente di 3,7 milioni di Euro riferito alla plusvalenza realizzata sulla cessione a terzi della partecipazione nella società slovena Mestni Plinovodi d.o.o..

Il 2019 registra, pertanto, una **gestione finanziaria complessiva** lievemente negativa e pari a 32 migliaia di Euro (positiva e pari a 3,1 milioni di Euro nel 2018).

Il **Risultato Ante Imposte** risulta pari a 28,0 milioni di Euro (16,9 milioni di Euro nel 2018). Le **imposte** dell'esercizio 2019 sono pari a 9,2 milioni di Euro. L'incidenza del carico fiscale effettivo risulta pari al 32,9%, in incremento rispetto al 2018 che presentava un tax ratio pari al 30,0% che aveva beneficiato in particolare dal positivo effetto della citata cessione della partecipazione slovena effettuata in regime "pex". L'aliquota effettiva IRAP è pari al 6,3% (9,2% nel 2018), l'aliquota effettiva IRES risulta pari a 26,5% (20,8% nel 2018), mentre gli effetti dell'adeguamento dell'aliquota IRAP sulle differite sono pari 3,2%.[14]

Il **Risultato Netto** ammonta a 18,8 milioni di Euro in sensibile incremento rispetto al 2018 (11,8 milioni di Euro) per i motivi sopraesposti. Il **Risultato Netto del Gruppo** riferito all'esercizio 2019, al netto della quota di utile degli azionisti di minoranza, risulta positivo e pari a 18,6 milioni di Euro, anch'esso in netto incremento rispetto al 2018 (10,7 milioni di Euro) per quanto sopra evidenziato.

[13] Si segnala che a partire dalla Relazione Finanziaria Infrannuale al 30 settembre 2019 è variata l'esposizione di alcune voci di conto economico. Le principali modifiche sul 2018 hanno comportato con riferimento ai compensi amministratori e oneri accessori al personale una riclassifica da "costi operativi" ai "costi del personale" per 6,6 milioni di Euro, per quanto concerne i lavori in corso per conto terzi una riclassifica da "variazione rimanenze" (tra i costi operativi) alla voce "altri ricavi" per 0,4 milioni di Euro.

[14] A partire dal 1 gennaio 2019 Acsm-Agam S.p.A., in seguito all'approvazione del bilancio al 31 dicembre 2018 e con le novità apportate dal D.Lgs. 142/2018 è stata classificata come Holding Industriale: come conseguenza l'aliquota Irap è passata dal 4,2% a 4,65% fino ad arrivare al 5,57% per effetto della maggiorazione introdotta dalla Regione Lombardia.

QUADRO NORMATIVO E REGOLAMENTARE DI RIFERIMENTO 2019

GREEN DEAL UE

Il *Green Deal* (GD) è una Comunicazione con le priorità della Commissione Von der Leyen, incentrate sulla rifondazione dell'impegno europeo per lo sviluppo sostenibile e la lotta ai cambiamenti climatici con l'obiettivo di rafforzare la leadership UE in qualità di principale mercato globale con la capacità di influenzare le politiche internazionali in condivisione con le comunità locali.

Il GD prevede che tutte le politiche UE siano coerenti con gli obiettivi ambientali e costituisce una parte integrante della strategia ONU per l'Agenda al 2030 con riferimento ai *sustainable development goals*, prevedendo un lavoro di affiancamento agli Stati membri nel quadro della nuova *governance*, con specifici focus sui settori energia, trasporti, ed economia circolare.

Tra le misure che indirizzeranno le politiche in ottica trasversale, previa analisi dei trade-off socio-economici e ambientali, è prevista la promozione di: regolazione e standardizzazione, investimenti per l'innovazione, riforme nazionali (politica industriale e fiscale), dialogo sociale e con partner internazionali.

TARGET E STRUMENTI

La Commissione lancerà entro marzo 2020 un Patto per il Clima con la prima "*Climate Law*" che perseguirà l'obiettivo della neutralità climatica entro il 2050: per quella data l'obiettivo è azzerare le emissioni nette di CO_2 ed arrivare al decoupling tra PIL e CO_2.

Poiché con le politiche attuali le emissioni di CO_2 al 2050 verrebbero ridotte solo del 60%, è necessario rinforzare l'impegno: a tal fine nell'estate 2020 la Commissione presenterà un piano per accelerare il percorso di taglio delle emissioni con un obiettivo del 50%-55% al 2030 rispetto al 1990. Nel settore dei trasporti il target è del -90% di emissioni al 2050.

Entro l'estate 2021 verranno riviste le principali politiche legate ai temi energetico-climatici, incluso l'*Emission Trading System* (ETS), con l'obiettivo di assicurare un effettivo *carbon pricing* per l'economia ed aumentare l'impegno di tutti i settori produttivi e non (ad esempio il residenziale), nonché promuovendo la creazione di un *carbon market* a livello globale. Al tempo stesso è riconosciuta le necessità di preservare la sicurezza degli approvvigionamenti e la competitività del tessuto industriale europeo.

Tra gli impegni della Commissione c'è la revisione di alcune misure legislative al fine di assicurare un'aderenza con gli obiettivi del GD, tra cui la *Energy Taxation Directive*, gli *State Aid Guidelines* (nel 2021), la revisione della strategia per la finanza sostenibile (3Q 2020), il rafforzamento degli impegni su rinnovabili ed efficienza energetica, la *renovation* di edifici, trasporti (SPL, elettrico e biocarburanti) ed economia circolare (in coerenza con la gerarchia dei rifiuti e lo sviluppo di mercati per le materie recuperate).

FINANZIAMENTI ED OPPORTUNITÀ

Uno dei pilastri costituenti il GD è il *Sustainable Europe Investment Plan*. Realizzare gli obiettivi di sostenibilità che la UE si è posta richiederà un ingente sforzo in termini finanziari, in tutti i settori dell'economia. In particolare, i nuovi impegni sul clima ed energia da traguardare entro il 2030 richiederanno investimenti aggiuntivi nell'ordine dei 260 miliardi di euro l'anno entro tale data. Pertanto, l'Unione Europea destinerà il 25% del proprio budget a sostegno dell'ambiente e del clima.

Complessivamente, saranno mobilitati circa 1.000 miliardi di euro nei prossimi 10 anni. A garanzia che nessun Paese sia lasciato indietro, una parte del *Sustainable Europe Investment Plan* è rappresentata dal *Just Transition Mechanism*, che mobiliterà circa 100 miliardi di euro in 7 anni (143 miliardi in 10 anni) per una transizione "giusta", nel rispetto delle diverse condizioni di partenza e prestando attenzione alle regioni più impattate.

PIANO NAZIONALE INTEGRATO PER L'ENERGIA E IL CLIMA (PNIEC)

A inizio gennaio 2020 il MiSE ha trasmesso alla Commissione Europea il Piano Nazionale Integrato per l'Energia e il Clima (PNIEC) recante le politiche e misure nazionali finalizzate al raggiungimento degli obiettivi europei al 2030 in relazione a decarbonizzazione, efficienza, sicurezza energetica, mercato interno dell'energia, ricerca, innovazione e competitività. Il PNIEC, obbligatorio ai sensi della Direttiva RED (Direttiva 2009/28/CE) e valido per il periodo 2021-2030 prevede, tra l'altro, che il 30% del consumo finale lordo di energia sia coperto da fonti rinnovabili, la riduzione dei consumi di energia primaria del 43% e la riduzione dei gas serra per i settori non ETS del 34,6%.

L'8 gennaio 2020 è stato, inoltre, pubblicato il Decreto di parere motivato di Valutazione Ambientale Strategica (VAS) emanato dal MATTM di concerto con il MIBACT che rappresenta uno dei passaggi della consultazione istituzionale sul PNIEC che condurranno alla definitiva approvazione del Piano, previo via libera dell'Esecutivo UE.

Il PNIEC guiderà le politiche italiane nel settore dell'energia e clima al raggiungimento dei target europei al 2030 in ottica *road map* 2050.

QUADRO STRATEGICO 2019-2021 DELL'AUTORITÀ DI REGOLAZIONE PER ENERGIA RETI E AMBIENTE (ARERA)

Con Delibera 242/2019/A ARERA ha approvato il "Quadro strategico 2019-2021" dove sono individuati gli Obiettivi e le Linee di Intervento nei diversi settori regolati con le relative tempistiche di implementazione. Gli elementi principali su cui si concentrerà l'azione del Regolatore, individuati anche a valle di un ciclo di audizioni con gli stakeholder, sono:

- **la "rinnovata" necessità di investimenti**: sviluppo sostenibile ed economia circolare richiedono nuovi investimenti sia nei segmenti regolati (es. approvvigionamenti idrici e depurazione, reti DSO-TSO per la gestione delle rinnovabili non programmabili) sia in quelli contendibili (oltre alla generazione anche le attività di trattamento/smaltimento dei rifiuti). La regolazione dovrà incentivare l'innovazione tecnologica, anche attraverso sperimentazioni (progetti pilota di Terna) ed apposite *sandboxes* regolatorie sul modello anglo sassone;
- **garantire segnali di lungo periodo e certezza delle regole**: in un contesto di profondo mutamento è difficile individuare scenari su cui effettuare analisi costi/benefici, mentre le scelte di investimento (tipicamente *capital intensive*) richiedono un quadro stabile. La regolazione dovrà essere flessibile per cogliere le opportunità tecnologiche (digitalizzazione, sviluppo *storage*, *sector coupling*, ecc.) ma evitare situazioni di *lock* in tecnologico e *stranded cost*;
- **la concorrenza e i consumatori**: nei settori energetici l'obiettivo è accompagnare il processo di liberalizzazione dei mercati retail rendendo i consumatori sempre più consapevoli ed assicurando loro adeguati strumenti di tutela. I *driver* principali saranno l'evoluzione dello *smart metering* e del Sistema Informativo Integrato per favorire il trasferimento delle informazioni e dei segnali di prezzo ai consumatori, e la definizione di una tutela rafforzata per i consumatori più vulnerabili. Dovrà essere, inoltre, intercettato il crescente ruolo del consumatore che partecipa al mercato dell'energia. ARERA offre il proprio sostegno tecnico per un eventuale "trasferimento parziale" degli oneri di sistema sulla fiscalità generale. Nei settori ambientali dovranno essere definiti adeguati standard di qualità del servizio ed efficienza delle gestioni;
- **lo sviluppo delle infrastrutture**: obiettivo di ARERA è allineare gli interessi dei soggetti regolati con quelli del sistema e dei consumatori, attraverso strumenti di tipo *output based* (superando il differente trattamento di OPEX vs CAPEX nella direzione di sistemi TOTEX). Viene posta enfasi sull'importanza della digitalizzazione per efficientare i processi e gestire attivamente le reti. Infine, la regolazione dovrà integrare nel sistema le nuove configurazioni di produzione e consumo (anche con riferimento alle *energy community* introdotte dal *Clean Energy Package*) e le ricariche dei veicoli elettrici;
- ***waste***: definizione di una regolazione "asimmetrica" coerente con la *governance* multilivello e le caratteristiche tecnico-gestionali dei diversi contesti, che superi la TARI-tributo a favore della tariffa e promuova la capacità del sistema locale di gestire integralmente i rifiuti e l'adeguatezza impiantistica in maniera coerente con gli obiettivi dell'economia circolare. A partire dal 2020 verrà introdotta la regolazione tariffaria dei servizi di raccolta e trasporto, sulla base dei costi efficienti e dei parametri di qualità individuati, mentre la regolazione tariffaria per gli impianti di trattamento è prevista dal 2021;
- **servizio idrico integrato**: dopo gli importanti risultati raggiunti in termini di stabilità delle regole e, quindi, di promozione degli investimenti, ARERA individua gli interventi necessari per migliorare le condizioni di accesso alla risorsa, completare la regolazione lato utente (tariffa pro capite, fascia agevolata, morosità,

ecc..), superare le carenze infrastrutturali (*regional water divide*), migliorare i meccanismi di premi/penalità sulla base delle *performance* tecniche dei gestori, favorire lo sviluppo tecnologico e la digitalizzazione, con particolare riferimento alla misura. È previsto un intervento per incentivare il recupero dei fanghi di depurazione;

- **mercati energetici**: lo spostamento del valore dalla *commodity* alla disponibilità in particolari momenti e con determinate caratteristiche di flessibilità rende necessaria l'operatività del mercato della capacità e la riforma del Mercato dei Servizi di Dispacciamento (MSD) con l'apertura a tutte le risorse (anche sulla base dei progetti pilota di Terna). È in corso di predisposizione il nuovo Testo Integrato Dispacciamento Elettrico (TIDE) e la revisione della disciplina degli sbilanciamenti, nonché l'avvio immediato del mercato infra-giornaliero in negoziazione continua alle frontiere italiane. Anche nel gas viene ravvisata la difficoltà del sistema attuale di produrre segnali di lungo periodo per gli investimenti e tale situazione potrà richiedere strumenti regolatori specifici. Soprattutto nei nuovi segmenti di mercato della flessibilità particolare focus sarà riservato al monitoraggio dei mercati (REMIT) anche con un'attività di affiancamento da parte di ARERA per garantire la *compliance* degli operatori;
- **reti di teleriscaldamento**: considerate *driver* per la decarbonizzazione. La regolazione deve tutelare il consumatore fornendo informazioni chiare e semplici per una partecipazione consapevole al mercato dei servizi di climatizzazione; in quest'ottica è prevista un'attenzione anche ai temi della misura e del *demand side management*. Lo sviluppo delle reti va valutato in maniera sinergica con le gare per la distribuzione gas al fine di favorire gli obiettivi di sostenibilità ambientale. Infine, la regolazione dovrà assicurare condizioni tecnico economiche per l'integrazione di nuovi impianti alle reti, previa valutazione dei costi e dei benefici per il sistema.

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 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:

SETTLEMENT GAS: NUOVA DISCIPLINA DAL 1° GENNAIO 2020

Numerosi sono stati negli anni gli interventi di ARERA volti ad assicurare un'efficiente erogazione dei servizi di bilanciamento del gas naturale, in particolare con riferimento alla determinazione delle partite fisiche ed economiche di competenza di ciascun utente (trasportatori, utenti del bilanciamento, utenti della distribuzione o venditori e clienti finali).

Il disegno prevede due sessioni di *settlement*: sessione di bilanciamento (a livello mensile) e sessione di aggiustamento (successiva ed in concomitanza al consolidarsi dei dati di misura).

Con le Delibere 72/2018/R/gas e 148/2019/R/gas ARERA ha approvato la nuova disciplina del *settlement* gas dal 1° gennaio 2020 e che:

- conferma la struttura basata su sessioni di bilanciamento mensili con successive sessioni di aggiustamento (una per il conguaglio annuale ed una per il conguaglio pluriennale);
- introduce una semplificazione delle procedure per la determinazione delle partite economiche e di bilanciamento;
- introduce il conguaglio dei corrispettivi di scostamento e dei corrispettivi variabili sulla base dell'allocato giornaliero in esito alla sessione di aggiustamento;
- introduce il fattore di termicità (parametro Wkr) per la correzione dei profili di prelievo in base all'andamento climatico, determinato e pubblicato dal RdB;
- semplifica le procedure per la determinazione delle partite fisiche;
- assegna a Snam Rete Gas S.p.A. il compito di approvvigionare la differenza tra i quantitativi prelevati ai *city gate* e la somma dei consumi attesi;
- trasferisce al Servizio Informativo Integrato gestito da Acquirente Unico S.p.A. le attività di profilazione, aggregazione delle misure, calcolo del prelievo annuo e di attribuzione dei profili di prelievo.

Inoltre, la Delibera 147/2019/R/gas ha previsto a partire da ottobre 2020 la riforma dei conferimenti ai punti di riconsegna (PdR) sottesi ai *city gate* che, in sintesi, consiste:

- nella determinazione d'ufficio della capacità di trasporto dei PdR sottesi ai *city gate*;
- nel conferimento da parte dell'impresa di trasporto della capacità a ciascun UdB funzionale alla fornitura dei PdR dallo stesso serviti (sulla base delle relazioni di corrispondenza e relativi aggiornamenti mensili);
- nel superamento delle penali di scostamento per i PdR sottesi ai *city gate*.
- La Delibera 147/2019/R/gas ha previsto a partire da ottobre 2020 la riforma dei conferimenti ai punti di riconsegna (PdR) sottesi ai *city gate*, prevedendo:
- la determinazione d'ufficio della capacità di trasporto dei PdR sottesi ai *city gate*;
- il conferimento da parte dell'impresa di trasporto della capacità a ciascun UdB funzionale alla fornitura dei PdR serviti (sulla base delle relazioni di corrispondenza e relativi aggiornamenti mensili);
- il superamento del sistema di penali di scostamento per i PdR sottesi ai *city gate*.

Infine, con Delibera 538/2019/R/gas l'Autorità ha previsto delle soluzioni transitorie per limitare eventuali impatti negativi per gli operatori derivanti dall'applicazione della nuova metodologia di *settlement* a partire dall'1° gennaio 2020, in presenza di conferimenti di capacità effettuati in un periodo antecedente.

Nello specifico, l'Autorità ha previsto:

- la "depenalizzazione dei superi di capacità": le penali di supero verranno determinate nella misura del valore minimo tra la penale calcolata sulla base dell'allocato secondo la nuova metodologia e la penale calcolata sulla base dell'allocato riproporzionato sull'immesso giornaliero;
- l'introduzione di sessioni di conferimento per la revisione al rialzo delle capacità fino al 31 maggio. Tali incrementi di capacità si applicano retroattivamente fino a ottobre 2019.

CHIUSURA DEL CONTENZIOSO RELATIVO ALLA DELIBERA ARG/GAS 89/10 E LIQUIDAZIONE DEGLI IMPORTI

Con Delibera ARG/gas 89/10, in presenza di una fase congiunturale caratterizzata da una riduzione dei consumi gas, da un eccesso di offerta e da una diffusa attività di rinegoziazione al ribasso dei contratti *take or pay*, l'Autorità aveva ritenuto di trasferire immediatamente ai clienti i potenziali benefici determinati da tale situazione introducendo, per l'anno termico 2010-2011, un coefficiente riduttivo k pari a 0,925 applicato alla componente indicizzata della QE (corrispettivo variabile della tariffa finale a copertura dei costi di approvvigionamento gas). Tale revisione era stata confermata dalla successiva Delibera ARG/gas 77/11 che disponeva la proroga fino al 30 settembre 2012 di tale meccanismo, rivedendo leggermente al rialzo il valore del coefficiente k (da 0,925 a 0,935).

Alcune società avevano presentato ricorso avverso entrambe le delibere contestando l'arbitrarietà del valore del k. Al termine di un lungo contenzioso il Consiglio di Stato, con sentenza n. 4825 del 18 novembre 2016, ha confermato le ragioni dei ricorrenti.

Con Delibera 737/2017/R/gas l'Autorità ha rideterminato il coefficiente k, ponendolo pari a 0,952 per entrambi gli anni termici 2010-2012 mentre con Delibera 32/2019/R/gas ha introdotto un meccanismo di riconoscimento degli importi spettanti ai venditori tramite l'istituzione di una componente di socializzazione sulla tariffa di distribuzione e misura gas corrisposta dai clienti con consumi fino a 200.000 Smc/anno (sotto-componente della UG_2 denominata UG_{2k}). La raccolta del gettito avverrà nell'arco di 3 anni a partire dal 1° aprile 2019.

Il 31 maggio le società ACEL Energie S.p.A. ed Enerxenia S.p.A. hanno presentato istanza a CSEA per il riconoscimento di complessivi 4,8 milioni di euro che saranno liquidati in tre sessioni comprese tra il 1° aprile 2020 e il 31 dicembre 2021.

Si segnala che, a seguito del ricorso presentato lo scorso marzo dalla Confederazione generale dell'artigianato e delle imprese (Confartigianato) nei confronti della Delibera 32/2019/R/gas, il TAR Lombardia con sentenza n. 38/2020 ha parzialmente annullato il provvedimento relativamente al perimetro di applicazione della componente di socializzazione (che secondo i giudici dovrebbe essere ampliato), fermo restando il diritto delle imprese di vendita all'incasso degli importi.

LEGGE CONCORRENZA 2017 E CESSAZIONE DELLE TUTELE DI PREZZO PER ENERGIA ELETTRICA E GAS

La Legge 4 agosto 2017, n. 124 (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° gennaio 2022 ai sensi del Decreto Legge n. 162/2019 c.d. Milleproroghe);
- 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 (cd Elenco Venditori);
- 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 Offerte 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;
- con Delibera 59/2019/R/com ha approvato le Linee Guida volontarie per la promozione delle offerte di energia elettrica e di gas naturale a favore di gruppi di acquisto rivolti ai clienti finali domestici e alle piccole imprese.

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, di cui all'articolo 1, commi 59, 81 e 82 della Legge così come integrata dal citato Decreto Milleproroghe.

Infine, con Delibera 270/2019/R/com, ARERA ha affidato ad Acquirente Unico S.p.A., una volta acquisito il parere favorevole del Garante per la protezione dei dati personali come indicato dalla Legge di Bilancio 2018, la realizzazione del Portale Consumi per accrescere la consapevolezza dei consumatori: in questa prima fase il cliente potrà visualizzare i dati storici dei propri consumi elettrici e del gas, le letture e le autoletture degli ultimi 12 mesi.

La granularità dei dati disponibili dipenderà dalla tipologia di contatore installato e dalla frequenza di messa a disposizione delle letture al Sistema Informativo Integrato.

BUSINESS UNIT RETI

Il Gruppo Acsm Agam opera nella Distribuzione Gas, Acqua e Energia elettrica attraverso le controllate AARGA S.p..A. e Lario Reti Gas S.r.l., Serenissima Gas S.pA. e Reti Valtellina Valchiavenna S.r.l..

TARIFFE DI RIFERIMENTO PER IL SERVIZIO DI DISTRIBUZIONE E MISURA DEL GAS NATURALE PROVVISORIE 2019

La Delibera 128/2019/R/gas ha approvato le tariffe di riferimento provvisorie 2019 per l'attività di distribuzione e misura del gas naturale (sulla base degli investimenti a pre-consuntivo 2018).

È stata azzerata la componente DCVER a copertura dei costi operativi relativi alle verifiche metrologiche, in quanto tali costi saranno riconosciuti in base ad una metodologia che considererà i costi effettivamente sostenuti dagli operatori (cfr. paragrafo successivo).

Allo stesso modo, come stabilito dalla Delibera 904/2017/R/gas, continueranno ad essere riconosciuti a consuntivo, fino al 2020, i costi operativi e di capitale relativi alla telegestione/telelettura dei misuratori elettronici.

Le tariffe provvisorie 2019 sottendono un WACC del 6,3% per l'attività di distribuzione e del 6,8% per la misura (Delibera 639/2018/R/com di aggiornamento del WACC con decorrenza 2019).

TABELLA N° 04 | VALORE DELLA RAB GAS SOTTESA ALLE TARIFFE PROVVISORIE 2019 (€/MILIONI)

	Gruppo Acsm Agam
Capitale Centralizzato	12
RAB Distribuzione	181
Rab Misura	24
Totale	**217**

Infine, le Delibere 711/2018/R/eel e 571/2019/R/gas hanno determinato le tariffe obbligatorie per i clienti finali dei servizi di distribuzione e misura del gas, rispettivamente, per il 2019 e il 2020.

NUOVO PERIODO REGOLATORIO IN MATERIA TARIFFARIA RELATIVO AL SERVIZIO DI DISTRIBUZIONE E MISURA DEL GAS PER IL V PERIODO DI REGOLAZIONE (2020-2025)

La Delibera 570/2019/R/gas ha approvato la RTDG 2020-2025 con cui ARERA ha definito il quadro regolatorio applicabile in materia tariffaria per il servizio di distribuzione e misura del gas per gli anni 2020-2025.

Pur se confermate le caratteristiche della regolazione vigente, le principali novità sono così sintetizzabili:

- **costi operativi riconosciuti**: aggiornamento dei costi operativi riconosciuti a partire dal 2020 utilizzando, come base di calcolo, la media (50:50) tra i costi effettivi registrati nel 2018 e i costi riconosciuti nello stesso anno. L'aggiornamento è stato effettuato tramite il metodo del *price-cap* considerando, oltre all'inflazione rilevata nel periodo, anche un *X-Factor* differenziato per attività (distribuzione, commercializzazione e misura) e, limitatamente alla distribuzione, dimensione dell'operatore (grande, medio, piccolo). Rispetto al periodo regolatorio precedente, si evidenzia

una diminuzione considerevole dei costi operativi riconosciuti per ogni cluster operatore/densità territorio servito ed un aumento degli *X-Factor* relativi alla distribuzione e alla commercializzazione, mentre per la misura viene confermato il livello attuale (nel caso di AARGA S.p.A., ora ridenominata Lereti) si passa da 32,79 €/PDR riconosciuto nel 2019 a 26,55 €/PDR del 2020).

- **costi di capitale**: revisione del parametro beta ai fini del calcolo del WACC nell'attività di misura che scende al 6,3%, ossia ad un livello pari a quello vigente per l'attività di distribuzione. Ai fini del calcolo del capitale investito oggetto di remunerazione, nonché delle relative quote di ammortamento, viene definito uno specifico meccanismo per il rilascio graduale, in un orizzonte di lungo periodo che travalica il singolo periodo regolatorio, dell'ammontare di contributi esistenti al 31.12.2011 attualmente non considerato nel calcolo delle tariffe.

Ulteriori interventi di interesse hanno contemplato:

- l'adozione di meccanismi di riconoscimento degli investimenti relativi a turboespansori basati su costi standard che riflettano il costo evitato dell'installazione di espansori tradizionali. Verrà, inoltre, approfondita la compatibilità dell'attività di produzione di energia elettrica da parte di distributori gas con le previsioni normative in tema di *unbundling* funzionale;
- il riconoscimento dei costi relativi alle letture di *switch* che eccedono, a livello di numero, quelle effettuate nel 2018. La valorizzazione della singola lettura che eccede il livello del 2018 è pari a € 5/lettura *switch*, in linea con quanto previsto dalla regolazione previgente;
- la conferma degli attuali costi standard validi ai fini della determinazione degli investimenti relativi agli *smart meter gas* e modifica dei pesi per la ponderazione di tali costi con quelli effettivamente sostenuti dagli operatori (dall'attuale 40 (standard): 60 (effettivi) a 30:70);
- la conferma del riconoscimento a consuntivo, entro i limiti di un cap decrescente nel tempo, dei costi operativi non già coperti dalle tariffe relativi alla telelettura/telegestione degli smart meter gas e previsione, nelle more della definizione degli importi da riconoscere ai singoli operatori, di un sistema di acconti calibrati sulla base degli ultimi dati disponibili (attualmente il 2016);
- il riconoscimento a piè di lista dei costi relativi alle verifiche metrologiche previste dalla normativa vigente per il triennio 2020-2022. Nelle more della definizione degli importi puntuali da riconoscere ai singoli operatori, viene istituito un sistema di acconti.

L'Autorità con la medesima delibera di approvazione della nuova RTDG ha dato avvio anche ad:

- un procedimento finalizzato all'introduzione di schemi di regolazione incentivante per i costi di capitale relativi al servizio di distribuzione, fondato su logiche di riconoscimento a costi standard, prevedendo che possa trovare applicazione a partire dagli investimenti realizzati nel 2022;
- un procedimento per la riforma del sistema tariffario (eventualmente con decorrenza 2023), valutando, tra l'altro, la possibilità che quota parte del vincolo sia fissato in funzione dei volumi distribuiti, nonché una possibile revisione degli ambiti tariffari, nell'ottica di ridurre gli ambiti di socializzazione ai limiti della concessione per ATEM.

NUOVO PERIODO REGOLATORIO IN MATERIA DI QUALITÀ DEL SERVIZIO DI DISTRIBUZIONE E MISURA DEL GAS PER IL V PERIODO DI REGOLAZIONE (2020-2025)

La Delibera 569/2019/R/gas ha approvato la RQDG 2020-2025 con cui ARERA ha definito il quadro regolatorio applicabile in materia di qualità, tecnica e commerciale, del servizio di distribuzione e misura del gas per gli anni 2020-2025.

Pur se confermate le caratteristiche della regolazione vigente, le principali novità riguardano la qualità tecnica e sono così sintetizzabili:

- **qualità tecnica**: vengono introdotti due nuovi indicatori di sicurezza relativi alla vita residua media della rete gestita e un nuovo obbligo di servizio relativo all'eliminazione delle dispersioni rilevate nei tempi previsti dalle norme tecniche vigenti pro tempore. Vengono, inoltre, introdotti specifici obblighi in materia di monitoraggio della pressione di esercizio della rete esercita in bassa pressione, in materia di messa in protezione catodica efficace della rete in acciaio in bassa pressione e in materia di sostituzione o risanamento della rete in materiali non ammessi dalle norme tecniche vigenti in materia. È previsto l'aggiornamento di alcuni parametri rilevanti dei meccanismi di premio-penalità già esistenti ed incentivanti il numero di misure del grado di odorizzazione del gas e la diminuzione delle dispersioni. Infine, viene modificata la gradualità nella diminuzione di eventuali premi in caso di accadimento di incidenti da gas.

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* dell'attività di misura del gas naturale:

- con decorrenza luglio 2017 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 (in aggiunta agli obblighi 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 annua a carico del distributore pari a 4 € per ogni misuratore non sostituito, fino alla sostituzione del misuratore.

Con medesima decorrenza è stato introdotto uno specifico monitoraggio della *performance* del servizio di misura allo scopo di una possibile pubblicazione comparativa di tali indicatori.

Con l'approvazione della nuova RQDG 2020–2025 (cfr. paragrafo precedente), l'Autorità ha modificato il quadro regolatorio appena descritto con decorrenza 1° gennaio 2020 nell'ottica di una complessiva revisione della regolazione applicabile al processo di misura del gas.

Sono confermate transitoriamente le regole previgenti in materia di obblighi di raccolta del dato di misura da misuratori parzialmente o non accessibili e le relative penalità – come descritte in precedenza - mentre vengono eliminati gli obblighi di monitoraggio e comunicazione relativi ai misuratori accessibili.

Alla luce di tali modifiche, viene adeguato anche l'ambito di applicazione di tale regolazione, escludendone le imprese distributrici del gas naturale con meno di 50.000 clienti finali al 31 dicembre 2019.

AFFIDAMENTO E SVOLGIMENTO DEL SERVIZIO DI DISTRIBUZIONE DEL GAS NATURALE

A seguito della riforma delle modalità di affidamento del servizio di distribuzione di gas naturale sono stati definiti 177 "Ambiti Territoriali Minimi - ATEM" (DM 19 gennaio 2011 e DM 18 ottobre 2011) dove saranno indette le gare per l'affidamento del servizio secondo quanto previsto dal cd. Regolamento gare (DM 12 novembre 2011, n. 226). Sono state, altresì, adottate norme a tutela dell'occupazione dei dipendenti degli operatori coinvolti nel riassetto del settore (DM 21 aprile 2011).

Nel corso degli ultimi anni diverse disposizioni sono intervenute modificando il D.Lgs. n. 164/2000 e il DM 226/2011 con particolare riferimento alle modalità di determinazione del valore di rimborso da riconoscere al gestore uscente (VIR) e alle tempistiche per l'indizione delle gare. Il DM 22 maggio 2014 ha approvato le Linee Guida relative ai criteri ed alle modalità applicative ai fini della determinazione del VIR mentre il DM 20 maggio 2015, n. 106, ha modificato il DM 226/2011 in modo da recepire le novità succedutesi in materia di calcolo del VIR (soprattutto per il trattamento dei contributi), l'applicazione delle linee guida, la percentuale massima del canone, il riconoscimento dei costi sottesi ai progetti di efficienza energetica da realizzarsi nell'ATEM ed offerti in sede di gara.

Il D.L. 210/2015 (c.d. Milleproroghe 2016) ha concesso un'ulteriore proroga delle scadenze per la pubblicazione dei bandi di gara da parte delle Stazioni Appaltanti e sono state eliminate le penalizzazioni a carico di quelle inadempienti precedentemente previste.

Il DM 11 gennaio 2017 ha, inoltre, solo parzialmente risolto l'incertezza sulla copertura, in termini di contributo tariffario, dei titoli generati dai progetti di efficienza energetica (CB) proposti in sede di gara. In particolare, il DM ha previsto che i CB eventualmente emessi a fronte di tali progetti e annullati dal GSE nell'anno di riferimento riducano in egual misura gli obblighi di risparmio complessivi dell'anno successivo. Restano, tuttavia, alcune residue incertezze, tra cui il vincolo di territorialità sull'ATEM degli interventi offerti in sede di gara.

Si segnala, infine, che la norma sulle gare di distribuzione gas introdotta nel correttivo del Codice degli Appalti

conferma la validità dell'attività svolta finora dalle Stazioni Appaltanti nella produzione della documentazione di gara e resta invariata anche la durata massima di 12 anni degli affidamenti.

Nell'ambito dei compiti affidati dal legislatore al regolatore, l'Autorità, con Delibera 514/2012/R/gas ha predisposto lo schema di contratto di servizio tipo per la regolazione dei rapporti tra enti locali concedenti e gestori del servizio di distribuzione del gas naturale, contratto poi approvato dal MiSE con DM 5 febbraio 2013. Successivamente, la Delibera 571/2014/R/gas ha proposto una modifica in materia di riconoscimento delle quote di ammortamento a favore degli enti concedenti ma tale proposta non è stata recepita dal MiSE.

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 contenenti le regole, rispettivamente, per la valutazione del rimborso e per la valutazione del bando di gara.

TARIFFE DI RIFERIMENTO PER IL SERVIZIO DI DISTRIBUZIONE E MISURA DELL'ENERGIA ELETTRICA PROVVISORIE 2019

La Delibera 117/2019/R/eel ha approvato le tariffe di riferimento provvisorie 2019 per il servizio di distribuzione e misura dell'energia elettrica (sulla base degli investimenti a pre-consuntivo 2018).

Le tariffe provvisorie 2019 sottendono un WACC del 5,9% (come aggiornato dalla Delibera 639/2018/R/com con decorrenza 2019) e sulla base della regolazione tariffaria di cui alla Delibera 654/2015/R/eel (TIT 2016 – 2019).

TABELLA N° 05 | VALORE DELLA RAB ELETTRICA SOTTESA ALLE TARIFFE PROVVISORIE 2019 (€/MILIONI)

	Reti Valtellina Valchiavenna
RAB Distribuzione	12
RAB Misura	2
Totale	**14**

Per quanto riguarda gli operatori fino a 25.000 POD, la Delibera 237/2018/R/eel ha definito i criteri di riconoscimento dei costi operativi e di capitale in tariffa. In particolare, le tariffe per l'attività di distribuzione saranno calcolate tramite un metodo parametrico in base al quale *opex* e *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, si è in attesa delle delibere di approvazione delle tariffe. 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.

Le Delibere 671/2018/R/eel e 673/2018/R/eel hanno definito le tariffe obbligatorie 2019, rispettivamente, per i clienti finali non domestici e domestici mentre la Delibera 568/2019/R/eel ha fissato le medesime per l'anno 2020.

TITOLI DI EFFICIENZA ENERGETICA E CONTRIBUTO TARIFFARIO RICONOSCIUTO AI DISTRIBUTORI PER L'ADEMPIMENTO ALL'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 dai 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 TEE/CB equivale ad 1 tep.

I distributori di energia elettrica e gas possono assolvere all'obbligo realizzando direttamente progetti di efficienza energetica che diano diritto al rilascio di CB 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 ed il gettito viene raccolto tramite corrispettivi applicati alle bollette elettriche e del gas.

TABELLA N° 06 | TARGET DI RISPARMIO ENERGETICO

		Target nazionali di risparmio energetico	Target per i distributori di energia elettrica [15]	Target per i distributori di gas [15]	Target minimo [16]	Periodo per compensare la quota d'obbligo residua [16]
		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	9,71	2,77	3,43	60%	1
	2020	11,19	3,17	3,92	60%	1

Il DM 10 maggio 2018 ha modificato il DM MiSE 11 gennaio 2017 prevedendo, dal 1° giugno 2018, la fissazione di un valore massimo (cap) al contributo tariffario pari a 250 €/CB. In aggiunta, dal 15 maggio al 31 maggio il GSE emette CB allo "scoperto" ai distributori 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 una differenza massima di 15 €.

I soggetti obbligati possono fare richiesta dei CB "allo scoperto" 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 distributori possono in seguito riscattare tutta o parte della somma corrisposta per l'acquisto dei CB dal GSE a fronte della consegna di 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 re-introduce la possibilità di compensare la quota d'obbligo residua nei due anni d'obbligo successivi.

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.

I soggetti obbligati del Gruppo Acsm Agam (Acsm-Agam Reti Gas Acqua S.p.A. e Lario Reti Gas S.p.A.) hanno correttamente adempiuto all'obbligo, ivi inclusa la compensazione dell'anno 2016.

Con la Determina del 10 luglio 2019, n. 4/2019/DMRT/EFC, l'Autorità ha fissato il contributo tariffario per l'anno d'obbligo 2018 pari a 248,89 €/TEE a fronte di un prezzo di mercato che si è attestato stabilmente intorno ai 259 €/TEE.

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

[16] 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.

Per via del *cap* al contributo tariffario su un livello inferiore alla media dei prezzi di mercato (o dei contratti bilaterali), il meccanismo regolatorio non permette la copertura dei costi generando una perdita economica in capo ai distributori pari ad oltre 11 €/TEE sia per i CB acquistati sul mercato sia per quelli ritirati "allo scoperto" dal GSE.

La Determina 1/2019 ha definito i quantitativi di CB da annullare per l'anno d'obbligo 2019:

TABELLA N° 07 | QUANTITATIVI DI CB DA ANNULLARE PER L'ANNO D'OBBLIGO 2019

Soggetto obbligato	Obbligo TEE 2019
Acsm Agam Reti Gas Acqua S.p.A.	33.022
Lario Reti Gas S.r.l.	20.649
Totale	**53.671**

Lo scorso 2 maggio il MiSE ha pubblicato il Decreto Direttoriale recante la Guida operativa prevista all'articolo 15 del DM 11 gennaio 2017, così come modificato dal DM 10 maggio 2018. La Guida si compone di tre sezioni: a) chiarimenti per la presentazione dei progetti; b) guide settoriali; c) elenco degli interventi non ammissibili. Parallelamente, è stata aggiornata la lista delle tipologie progettuali che accedono al meccanismo.

Il 13 maggio il MiSE ha, inoltre, pubblicato la Guida operativa per l'emissione dei CB "allo scoperto" in cui si prevede che la richiesta che il soggetto obbligato può effettuare al GSE dal 15 al 31 maggio riguarda l'anno d'obbligo in corso (sono, quindi, escluse le compensazioni per gli anni d'obbligo passati), previa verifica del raggiungimento di una quota pari al 30% dell'obbligo minimo (60%).

La Delibera 209/2019/R/efr è intervenuta sul metodo di calcolo del contributo tariffario, con validità dal 1° giugno 2019. In particolare, nel calcolo verranno inclusi i quantitativi di TEE oggetto di scambi bilaterali limitatamente a quelli avvenuti ad un prezzo inferiore a 250 €/TEE. Tale modifica è necessaria per l'andamento dei bilaterali il cui livello si è assestato frequentemente sopra i 250 €/TEE, rischiando in tal senso di disallineare le grandezze del rapporto tra quantità (che con il sistema attuale comprende anche gli scambi sopra i 250 €/TEE) e prezzi (che non considerano gli scambi sopra i 250 €/TEE) all'interno della formula di calcolo. Per effetto di tale intervento e, quindi, della riduzione del peso dei contratti bilaterali (sotto la soglia del *cap* di 250 €/TEE), si stima un effetto positivo nella formula del calcolo del contributo tariffario pari a circa 1 €/TEE (alle attuali condizioni di mercato, il contributo tariffario dovrebbe avvicinarsi al *cap*).

Il 28 novembre 2019, il TAR Lombardia con sentenza n. 2538, in relazione al ricorso presentato da Acea S.p.A. in qualità di mandataria di Areti S.p.A., ha accolto i profili di illegittimità nella fissazione del *cap* di 250 €/Tep al prezzo dei CB scambiati su mercato e considerabili ai fini del calcolo del contributo tariffario in recepimento del DM MISE 10 maggio 2018 (cfr. paragrafi precedenti). Per effetto di questa sentenza, viene annullato il succitato *cap* in quanto il MISE non ha potestà tariffarie specifiche sul tema e l'Autorità avrebbe abdicato all'esercizio della propria potestà regolatoria.

La sentenza comporta, inoltre, l'annullamento delle Deliberazioni 487/2018/R/efr e 209/2019/R/efr (limitatamente alle modifiche apportate alla 487/2018), nonché della Determina 4/2019/DMRT/EFC che ha fissato il contributo tariffario per l'anno d'obbligo 2018.

Con Delibera 529/2019/R/efr ARERA ha avviato un procedimento per la riforma del contributo tariffario in esecuzione della sentenza del TAR Lombardia n. 2538, confermando il metodo vigente per il contributo tariffario in acconto relativo alla sessione di novembre 2019 oltre alle "Regole di funzionamento del mercato dei titoli di efficienza energetica" e al "Regolamento per la registrazione delle transazioni bilaterali dei titoli di efficienza energetica".

Nell'avvio di procedimento viene indicato un percorso volto a ripristinare un quadro regolatorio certo che porterà alla fissazione di un valore del contributo tariffario 2018 che potrà prevedere eventuali conguagli per i soggetti obbligati, oltre a considerare quale "*driver più corretto per la definizione del costo complessivo del meccanismo [...] il costo sostenuto dai distributori che sfruttano la possibilità di acquisto dei TEE non corrispondenti a progetti*" in virtù del fatto che l'indisponibilità di TEE sta indirizzando il mercato verso tali segnali di prezzo pari alla differenza tra 260 €/TEE e il valore del contributo – fino ad un massimo di 15 €/TEE (situazione già verificatasi nello scorso anno d'obbligo).

AGGIORNAMENTI TARIFFARI 2018-2019 E VINCOLI AI RICAVI DEI GESTORI (VRG)

La Delibera 918/2017/R/idr ha definito le procedure per l'aggiornamento delle tariffe per il biennio 2018-2019 a partire dai dati contabili desumibili dai bilanci 2016 e 2017. Con medesima Delibera sono stati aggiornati i parametri del *Water Risk Premium* (da 1,5% a 1,74%), i tassi di inflazione per l'aggiornamento dei costi operativi, i deflatori degli investimenti fissi lordi e l'aliquota tc per il calcolo degli oneri finanziari e fiscali. La componente a copertura degli oneri finanziari e fiscali si attesta, pertanto, al 5,33%.

Per quanto concerne il Gruppo Acsm Agam:

- dopo l'approvazione delle tariffe 2012-2019 della ex-Aspem S.p.A. da parte dell'EGA di Varese, dell'Assemblea dei Comuni e della Provincia, si attende la chiusura dell'iter da parte di ARERA (sono stati riconosciuti anche 7,9 milioni di euro di partite pregresse);
- in data 16 ottobre 2019 Acsm Agam Reti Gas Acqua S.p.A. ha inoltrato all'EGA di Como le proposte tariffarie rideterminate per il periodo 2012-2019 ed è in attesa della loro validazione;
- in data 16 dicembre 2019 l'EGA di Varese ha approvato l'aggiornamento del termine di affidamento per il servizio acquedotto svolto da Acsm Agam Reti Gas Acqua S.p.A. nei comuni di Casciago e Luvinate per il periodo 1° gennaio 2020 - 31 dicembre 2023.

TABELLA N° 08 | AGGIORNAMENTI TARIFFARI 2018-2019 E VINCOLI AI RICAVI DEI GESTORI (€/MILIONI)

	VRG 2018	VRG 2019	RAB 2016 (sottesa a tariffe 2018)	RAB 2017 (sottesa a tariffe 2019)
Acsm Agam Reti Gas Acqua S.p.A. (non incluso Como)	21	23,6	32,2	39

APPROVAZIONE DEL METODO TARIFFARIO IDRICO PER IL TERZO PERIODO REGOLATORIO MTI-3

La Delibera 580/2019/R/idr ha approvato il Metodo Tariffario del SII (MTI-3) per il terzo periodo regolatorio (2020–2023), definendo le regole per il computo dei costi ammessi al riconoscimento tariffario, nonché i limiti agli incrementi tariffari applicabili (ridotti rispetto ai livelli massimi previsti nel precedente periodo regolatorio).

Nella medesima delibera sono stati aggiornati i parametri del *Water Risk Premium* (1,7%), del beta (rischiosità relativa del SII pari a 0,79), i tassi di inflazione per l'aggiornamento dei costi operativi, i deflatori degli investimenti fissi lordi e l'aliquota tc per il calcolo degli oneri finanziari e fiscali. La componente a copertura degli oneri finanziari e fiscali si attesta, pertanto, al 5,2%.

La disciplina, in continuità con la precedente, ha confermato la durata quadriennale del periodo regolatorio nonché le tempistiche per le predisposizioni tariffarie da parte degli EGA (30 aprile), con un aggiornamento a cadenza biennale.

Le novità principali riguardano:

- la modifica del riconoscimento degli oneri finanziari sui Lavori in Corso (LIC):
  - esclusi dal riconoscimento in tariffa i LIC con saldi che risultino invariati da più di 4 anni;
  - applicazione ai LIC di un tasso più basso rispetto alle immobilizzazioni entrate in esercizio e decrescente nel tempo;
- la redazione, in aggiunta al Piano degli Interventi, di un Piano per le Opere Strategiche (POS) 2020-2027 contente la previsione degli interventi infrastrutturali dedicati ad opere complesse con vita utile maggiore/uguale a 20 anni prioritarie per la qualità del servizio. I LIC delle opere contenute nel POS beneficiano di un riconoscimento tariffario completo (e non decrescente);
- la modifica delle vite utili regolatorie, per i cespiti entrati in esercizio dal 2020, suddividendo i cespiti tra acquedotto, fognatura, depurazione ed attività comuni ed associandoli al relativo macroindicatore della qualità tecnica e commerciale;
- l'introduzione di un incentivo per le misure messe in atto dal Gestore tese a rendere gli utenti maggiormente consapevoli dei propri consumi e a favorire le procedure di limitazione in caso di morosità e di disalimentazione selettiva della fornitura;
- nel calcolo dei conguagli delle altre attività idriche sono state scorporate le attività legate ad obbiettivi di sostenibilità energetica ed ambientale, alle quali è riconosciuto al Gestore uno *sharing* pari al 75% della differenza tra i ricavi e i costi sostenuti. I benefici di questo "incentivo" troveranno applicazione nelle tariffe 2022 (a+2).

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) in vigore dal 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 (2018-2021), 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 dei dati forniti dai gestori ed avrebbe dovuto essere trasmessa all'Autorità entro il 30 giugno 2018. In caso di ritardo nell'approvazione da parte degli EGA, le annualità relative al 2018 e 2019 dovranno essere riconguagliate con le articolazioni tariffarie successivamente approvate.

Nelle aree in cui opera la società del Gruppo Acsm Agam, l'ambito di Varese è l'unico in cui è stato concluso l'iter di approvazione dell'articolazione tariffaria ai sensi del TICSI, mediante l'approvazione della Provincia in data 30 luglio 2019.

L'Autorità, a valle del procedimento avviato con Delibera 636/2018/R/idr, nel mese di maggio 2019 ha svolto una specifica attività di ricognizione presso gli EGA volta ad evidenziare l'applicazione tariffaria in conformità del TICSI da parte degli EGA stessi.

BONUS SOCIALE IDRICO

La Delibera 897/2017/R/idr dà attuazione al sistema di compensazione della spesa sostenuta per la fornitura idrica dagli utenti domestici residenti in condizioni di disagio economico (bonus sociale idrico), come disposto dal DPCM 13 ottobre 2016.

A partire dal 1° gennaio 2020 potranno accedere all'agevolazione i nuclei familiari residenti con ISEE inferiore a 8.265 euro [17], limite che sale a 20.000 euro per una famiglia con almeno 4 figli fiscalmente a carico, oltre ai titolari di reddito e pensione di cittadinanza.

Inoltre, sempre dal 1° gennaio 2020, il decreto fiscale DL 124/2019 ha esteso le riduzioni previste per il bonus sociale idrico oltre ai consumi di acqua (come previsto finora) anche ai costi relativi ai servizi di fognatura e depurazione.

ESTENSIONE DELLA RISOLUZIONE ALTERNATIVA DELLE CONTROVERSIE AL SII

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).

Dal 1° luglio 2019, seppure la conciliazione non rappresenti ancora condizione di procedibilità per l'accesso alla giustizia ordinaria, è stato disposto un obbligo partecipativo dinnanzi al Servizio di Conciliazione presso lo Sportello del Consumatore per tutti i Gestori che servono almeno 300.000 abitanti residenti.

[17] La Delibera 499/2019 ha innalzato il tetto del valore ISEE per poter beneficiare del bonus sulle bollette di elettricità, gas e acqua: il nuovo valore passa da 8.107,5 euro a 8.265 euro.

INTEGRAZIONE DELLA DISCIPLINA DELLA QUALITÀ CONTRATTUALE DEL SII (RQSII)

La Delibera 547/2019/R/idr ha integrato la regolazione della qualità contrattuale del SII al fine di rafforzare la tutela degli interessi dell'utenza e la garanzia di adeguati livelli di *performance* dei Gestori, introducendo un nuovo meccanismo di premi e penalità nel rispetto degli standard minimi previsti dalla Delibera 655/2015/R/idr (RQSII).

REGOLAZIONE DELLA MOROSITÀ NEL SII

Il DPCM 29 agosto 2016 demanda all'Autorità la definizione di forme di contenimento della morosità, l'accesso al quantitativo minimo vitale di acqua (pari a 50 litri/gg per abitante) per 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.

BUSINESS UNIT ENERGIA E TECNOLOGIA SMART

Il Gruppo Acsm Agam opera in queste attività attraverso le controllate Varese Risorse, Aevv Impianti, Comocalor, e società consortile Messina in Luce S.c.a.r.l..

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 seppure solo su aspetti specifici non trattandosi di una regolazione del tipo *RAB based* come quella 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.

La Delibera 661/2018/R/tlr ha definito la regolazione della qualità commerciale (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, 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.

Con Delibera 574/2018/R/tlr sono stati approvati 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.

La Delibera 313/2019/R/tlr ha approvato il "*Testo integrato in tema di trasparenza del servizio di teleriscaldamento e teleraffrescamento (TITT)*" per il periodo di regolazione 1° gennaio 2020 - 31 dicembre 2023. Il provvedimento definisce i contenuti minimi dei contratti di fornitura e dei documenti di fatturazione, le modalità di pubblicazione dei prezzi applicati dagli esercenti e di altre informazioni inerenti la qualità del servizio e le prestazioni ambientali. È, inoltre, previsto l'avvio di un sistema di monitoraggio dei prezzi da parte dell'Autorità.

La Delibera 548/2019/R/tlr ha definito, per il periodo 1° luglio 2020 - 31 dicembre 2023 la regolazione della qualità tecnica del servizio di teleriscaldamento e teleraffrescamento (RQTT) con riferimento alla sicurezza e alla continuità del servizio. Gli interventi previsti sono volti a garantire un maggior grado di tutela degli utenti e a favorire la diffusione del servizio attraverso un progressivo incremento delle *performance* del settore e la definizione di standard minimi uniformi a livello nazionale, con un conseguente miglioramento della percezione della qualità del servizio da parte degli utenti.

La Delibera ha introdotto obblighi per l'esercente in tema di pronto intervento, gestione delle interruzioni (con uno specifico standard generale di qualità) e delle dispersioni nonché obblighi di registrazione delle informazioni relative alla sicurezza e alla qualità per la comunicazione annuale all'Autorità.

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 CAR, 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 (ossia 90 giorni dal 4 dicembre 2017).

INCENTIVI ALLA PRODUZIONE DA FONTI RINNOVABILI

Il D.Lgs. 3 marzo 2011, n. 28, in attuazione della Direttiva 2009/28/CE, ha definito il quadro dei regimi incentivanti per la produzione elettrica alimentata da fonte rinnovabile al fine di perseguire la strategia europea di sviluppo del settore. A tale D.Lgs. sono seguiti i DM 6 luglio 2012 e 23 giugno 2016 relativi a nuovi investimenti in impianti da fonti rinnovabili diverse dal fotovoltaico.

Quanto al raccordo con il precedente sistema di incentivazione dei Certificati Verdi (CV), è previsto che dal 1° gennaio 2016 agli impianti da fonti rinnovabili entrati in esercizio entro il 31 dicembre 2012 e rientranti nel precedente schema il GSE riconosce un incentivo sulla produzione netta per tutto il residuo periodo di diritto a ricevere CV e che si somma ai ricavi di vendita sul mercato. Tale incentivo (I) è pari a:

- I = k x (180 – Re) x 0,78;
- k = coefficiente tecnologico pari a 1 per gli impianti entrati in esercizio entro il 31 dicembre 2007 e per quelli successivi assume i valori definiti dalla Legge n. 244/2007;
- Re = è il prezzo di cessione dell'energia elettrica sul mercato registrato nell'anno precedente e comunicato dall'Autorità.

Nel 2019 l'incentivo (I) è stato di 92,11 €/MWh.

Analogo strumento è riconosciuto agli impianti che hanno beneficiato dei CV rilasciati sulla cogenerazione abbinata al teleriscaldamento per i quali l'incentivo (I) è fisso e pari a 84,34 €/MWh (calcolato rispetto al prezzo medio di mercato registrato nel 2010).

Dal 1° gennaio 2016 gli incentivi sono erogati trimestralmente dal GSE entro il secondo trimestre successivo a quello di riferimento e sulla base della sottoscrizione di una convenzione e previa registrazione e validazione degli impianti sul portale del GSE.

Per gli impianti con potenza inferiore a 1 MW gli incentivi sono riconosciuti tramite iscrizione a registri mentre per gli impianti con potenze superiori è prevista un'asta al ribasso (7 bandi fino al 2021, dei quali il primo il 30 settembre 2019), con meccanismi di premialità (es. autoconsumo, FV con rimozione amianto), specifici criteri di priorità per accedere ed una remunerazione fino a 20/30 anni.

Il meccanismo di incentivazione è del tipo "*Contratto per Differenze*": l'operatore si aggiudica una tariffa (*strike*) e il GSE paga, se positiva, la differenza tra lo *strike* e il prezzo orario zonale mentre, se negativa, l'operatore restituisce al GSE. Il tetto di spesa complessiva è sempre pari a 5,8 miliardi di euro per un contingente massimo di 8.000 MW assegnabili ad impianti nuovi/rifatti con entrata in esercizio entro il 2022/2023, in funzione della tecnologia e della taglia.

Il 19 dicembre 2019, il GSE ha avviato una consultazione pubblica sulla definizione del contratto-tipo per l'assegnazione degli incentivi: tale contratto di diritto privato, come previsto all'art. 24 del DM 23 giugno 2016, deve essere stipulato dal soggetto responsabile per ogni singolo impianto a seguito del conseguimento del diritto di accesso agli incentivi e sarà approvato da ARERA.

CONCESSIONI IDROELETTRICHE DI GRANDE DERIVAZIONE

Con la Legge n. 12/2019, di conversione 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 MiSE e MATTM, 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 marzo 2022. La durata delle nuove concessioni sarà compresa tra 20 e 40 anni, con possibile 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 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.

In considerazione di questo nuovo quadro normativo, la Commissione Europea ha inviato in data 7 marzo 2019 una seconda lettera di costituzione in mora complementare [18] in cui lamenta che il Governo italiano avrebbe:

- continuamente prorogato le concessioni scadute, omettendo di indire procedure di selezione trasparenti ed imparziali per l'assegnazione;
- imposto al concessionario subentrante, con particolare riferimento alle opere "asciutte":
  - i. l'obbligo di versare un indennizzo superiore al valore non ammortizzato dei beni, in asimmetria di trattamento con quanto previsto nel caso di subentro da parte delle Regioni,
  - ii. l'onere di rimozione e smaltimento dei beni mobili di cui non sia previsto l'utilizzo nel progetto di concessione.

In data 10 maggio, con riferimento alle criticità sollevate dalla Commissione Europea, il Governo italiano ha inviato specifica lettera di risposta.

ARERA, ai sensi dell'art.12, comma 1-quinquies, della Legge n. 12/2019, con Delibera 490/2019/I/eel ha approvato

[18] Sempre il 7 marzo 2019 la Commissione ha messo in mora anche Austria, Francia, Germania, Polonia, Portogallo, Regno Unito e Svezia al fine di "garantire che gli appalti pubblici nel settore dell'energia idroelettrica siano aggiudicati e rinnovati in conformità del diritto dell'UE".

le Linee Guida propedeutiche al rilascio del parere non vincolante sugli schemi di legge regionali in merito ai canoni demaniali, che dovrà essere emanato entro 20 giorni dalla data di ricevimento del suddetto schema (nel caso in cui siano state rispettate le indicazioni di ARERA) ed entro 40 giorni negli altri casi.

L'Autorità ha espresso la seguente posizione:

i. la parte variabile[19] del canone demaniale dovrebbe essere pari ad una percentuale, comunque definita dalle Regioni, della somma dei prodotti tra la quantità oraria dell'energia elettrica immessa in rete e il corrispondente prezzo zonale orario registrato sul Mercato del Giorno Prima (MGP);
i. con riferimento alla cessione gratuita di energia, dovrebbe essere preferita la sua monetizzazione invece della sua fornitura fisica, basata sul prezzo zonale orario riconosciuto all'impianto, da determinarsi a consuntivo, sull'anno solare, come media dei prezzi zonali orari che si formano sul MGP, ponderata sulla quantità di energia immessa in rete su base oraria.

In ottemperanza a quanto previsto dal quadro legislativo in vigore e in linea con il disposto della suddetta Delibera dell'Autorità, la Regione Lombardia, con l'art. 31 della L.R. 23/2019 di Assestamento al Bilancio 2020-22, ha definito, a decorrere dal 2020, l'obbligo di fornitura alla Regione di energia gratuita da parte di tutti i titolari di concessioni di grande derivazione, siano esse esercite prima o dopo la scadenza, prevedendone sia la consegna fisica sia una sua monetizzazione (anche integrale) da calcolarsi in base ad un prezzo zonale orario medio ponderato sulla quantità di energia elettrica immessa in rete dalla centrale.

Per il gruppo Acsm Agam rileva la concessione di Gravedona di Acsm-Agam S.p.A con scadenza al 2029.

BUSINESS UNIT AMBIENTE

Il Gruppo Acsm Agam opera in questa BU attraverso la controllata Acsm Agam Ambiente S.r.l..

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

L'art. 1, comma 527, della Legge n. 205 del 2017 (Legge di Bilancio 2018) ha assegnato ad ARERA poteri di regolazione e controllo sul ciclo integrato dei rifiuti, anche differenziati, urbani e assimilati. Nel 2019 ARERA ha pubblicato i primi provvedimenti in tema di regolazione tariffaria e trasparenza verso gli utenti, facendo seguito alla convocazione di riunioni tecniche con gli *stakeholder*, alla pubblicazione di documenti di consultazione (DCO) e di ricognizione che, stante la *governance* complessa del settore, sono stati trasmessi al MATTM, al MEF, alla Presidenza del Consiglio dei Ministri, alle Regioni e all'ANCI.

ANAGRAFICA OPERATORI: APERTURA AI GESTORI DEL SERVIZIO INTEGRATO

L'Anagrafica operatori è l'unico punto di accesso ai servizi online e alle raccolte dati istituito da ARERA, creato allo scopo di dematerializzare i flussi informativi, così da renderli sempre più sicuri e riservati sotto l'aspetto informatico. Tutti i soggetti che svolgono attività nei settori elettrico, gas, idrico, teleriscaldamento e teleraffrescamento e rifiuti, anche differenziati, urbani e assimilati, devono accreditarsi presso l'Anagrafica operatori per potere accedere alle singole raccolte dati dell'Autorità.

Dal 3 luglio 2019 ARERA, in applicazione della Delibera 715/2018/R/Rif, ha esteso l'obbligo di iscrizione all'Anagrafica anche ai gestori, ivi compresi i Comuni, che gestiscono in economia i servizi connessi al ciclo dei rifiuti, anche differenziati, urbani e assimilati, e che svolgono le attività di raccolta e trasporto, spazzamento delle strade, spedizione transfrontaliera, recupero e smaltimento oltre che agli Enti di Governo degli Ambiti Territoriali Ottimali (EGATO).

[19] La componente fissa del canone dovrebbe derivare da valutazioni di tipo ambientale e/o correlate all'utilizzo della risorsa idrica che esulano dalle competenze dell'Autorità.

RACCOLTE DATI

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

La Delibera 714/2018/R/rif ha avviato una richiesta di informazioni ai soggetti esercenti il servizio di trattamento dei rifiuti urbani e assimilati (impianti TMB, di incenerimento e discariche – in un secondo momento dovrebbe essere avviata una richiesta anche per gli impianti di trattamento delle frazioni differenziate) tramite apposita modulistica successivamente adottata con Determina n. 1/2019.

L'indagine è finalizzata ad acquisire gli elementi funzionali sia alla 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.

Richiesta di informazioni in merito alla qualità del servizio di gestione dei rifiuti urbani per i soggetti che svolgono le attività di raccolta e trasporto e/o spazzamento e lavaggio

Facendo seguito alla Delibera 226/2018/R/rif, la Determina n. 3/2019 ha avviato una richiesta di informazioni agli operatori che al 31 dicembre 2018 svolgevano le attività di raccolta e trasporto e/o spazzamento (inclusi i Comuni in economia), in relazione agli indicatori e standard di qualità garantiti e relative modalità applicative (prevedendo tra le informazioni richieste anche quelle sulla qualità del servizio di gestione tariffe e rapporti con gli utenti qualora svolte dai soggetti destinatari della raccolta), con l'obiettivo di verificare la diffusione delle Carte della qualità del servizio, individuare eventuali relazioni tra modello di organizzazione del servizio e la qualità erogata ed identificare standard qualitativi obbligatori ed omogenei su tutto il territorio nazionale.

Richiesta di informazioni in merito alla qualità del servizio di gestione dei rifiuti urbani per i soggetti che svolgono unicamente l'attività di gestione tariffe e rapporti con gli utenti

A seguito di una disamina effettuata sul settore, la quale ha evidenziato che nella maggior parte dei casi l'attività di gestione tariffe e rapporti con gli utenti viene svolta dai Comuni, l'Autorità ha ritenuto opportuno completare l'acquisizione dei dati in materia di qualità del servizio disponendo con Determina 4/2019 la compilazione della suddetta raccolta anche per i soggetti che al 31 dicembre 2018 svolgevano unicamente il servizio di gestione tariffe e rapporti con gli utenti.

METODO TARIFFARIO RIFIUTI PER IL PERIODO 2018-2021 (MTR)

La Delibera 443/2019/R/rif ha definito il Metodo Tariffario per il servizio integrato di gestione dei rifiuti (MTR), definendo "*i criteri di riconoscimento dei costi efficienti di esercizio e di investimento per il periodo 2018-2021*". Il provvedimento, frutto del procedimento avviato con Delibera 225/2018/R/rif e definito a valle dei DCO 713/2018/R/rif e 351/2019/R/rif, si applica alle entrate tariffarie 2020, compatibilmente con le tempistiche previste dalla normativa per l'approvazione della TARI da parte dei Consigli Comunali la cui scadenza è stata prorogata al 30 aprile 2020 a seguito della legge di conversione del DL Fiscale n. 124/2019.

Nel seguito le principali caratteristiche del nuovo metodo:

- *rab-based* con riconoscimento di costi operativi, quota ammortamenti e remunerazione del capitale investito (WACC al 6,3%, cui va sommato un 1% per investimenti successivi al 31 dicembre 2017 legato al lag regolatorio);
- Costi Incentivanti (COI) basati su logica previsionale che consentono di inserire nella tariffa costi previsionali non ancora consuntivati, fermi restando meccanismi di successive verifiche;
- *sharing* dei ricavi da vendita di materiale ed energia in un *range* tra 40%-70% che consente ai Gestori di trattenere una parte dei proventi, anche in funzione della qualità di differenziata conferita. La percentuale di *sharing* deve essere stabilita dall'Ente territorialmente compente;
- conguagli sugli anni 2018 e 2019, calcolati sulla base della differenza tra i costi previsti dai PEF 2018 e 2019 e i costi consuntivati nel 2017 inflazionati, da applicare secondo meccanismi di gradualità sulla base di indicatori di efficienza della gestione tenuto conto delle valutazioni dell'Ente territorialmente competente.

La procedura di approvazione prevede la trasmissione del PEF da parte del Gestore all'Ente territorialmente competente il quale – dopo le verifiche di correttezza, completezza e congruità dei dati – lo invia, unitamente ai corrispettivi tariffari, ad ARERA per l'approvazione.

Risultano pendenti avanti al TAR Lombardia alcune impugnazioni avverso la Delibera 443/2019/R/rif..

TESTO INTEGRATO IN TEMA DI TRASPARENZA VERSO GLI UTENTI NEL SERVIZIO DI GESTIONE DEI RIFIUTI (TITR)

La Delibera 444/2019/R/rif disciplina gli obblighi di trasparenza verso gli utenti tramite l'istituzione del *Testo integrato in tema di trasparenza nel servizio di gestione dei rifiuti (TITR)* per il periodo di regolazione 1° aprile 2020 - 31 dicembre 2023 (in via sperimentale fino al 31 dicembre 2020). Gli obblighi si applicano al Gestore del servizio integrato dei rifiuti (inclusi i Comuni in economia) e al Gestore che svolge la gestione delle tariffe e dei rapporti con gli utenti, qualora tali attività siano gestite da soggetti distinti (inclusi i Comuni che spesso sono titolari di tale attività).

I Gestori dovranno attivare tutti gli strumenti necessari per rendere accessibili e comprensibili i documenti e le informazioni agli utenti, tramite la pubblicazione di contenuti informativi minimi obbligatori da rendere disponibili (i.e. inerenti gli aspetti generali di gestione dei servizi operativi, la Carta della qualità del servizio, la modalità di calcolo della TARI, le *performance* ambientali della gestione ecc.) attraverso siti web, documenti di riscossione e comunicazioni agli utenti per variazioni di rilievo nello svolgimento delle attività. Vengono, inoltre, regolate le tempistiche di scambio delle informazioni nel caso di operatori diversi per le singole attività del servizio di gestione rifiuti.

CONTRIBUTO ALL'ONERE PER IL FUNZIONAMENTO DI ARERA

Con Delibera 355/2019/A recante "*Disposizioni sul contributo per il funzionamento dell'Autorità di regolazione per energia reti e ambiente dovuto per l'anno 2019 dai soggetti operanti nei settori di competenza*", ARERA ha stabilito per la prima volta l'aliquota del contributo per gli oneri di funzionamento dell'Autorità anche a carico dai soggetti esercenti il ciclo dei rifiuti pari allo 0,30‰ dei ricavi risultanti dai bilanci relativi agli esercizi 2017 e 2018 per il calcolo dei contributi relativi alle annualità 2018 e 2019. Tali importi saranno coperti dalle entrate tariffarie.

BUSINESS UNIT: PRINCIPALI INDICATORI ALTERNATIVI DI PERFORMANCE[20]

Per chiarezza espositiva[21] 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 o MON o EBIT), a cui si sommano gli ammortamenti, le svalutazioni e gli accantonamenti a fondi rischi, prima delle partite non ricorrenti.
- Il Margine Operativo Netto (MON o EBIT) = Indicatore alternativo di *performance* definito come Risultato Operativo netto (differenza tra il totale dei ricavi delle vendite e il totale dei costi operativi), dopo le partite non ricorrenti.

[20] No GAAP Measures.

[21] 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 opera nel settore della vendita di gas ed energia elettrica a consumatori finali sia *retail* che *business*, mediante le controllate Enerxenia – che post Aggregazione, include anche circa 37.000 clienti riferiti al ramo scisso clienti energia della provincia di Varese di A2A Energia - ed Acel Energie, che, dal medesimo momento, incorpora i clienti sia dell'ex Acel Service che 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 2019 risultano pari a 466,9 milioni di metri cubi (352,8 milioni di metri cubi nel 2018), grazie al consolidamento della base clienti a circa 254.000 unità di cui circa 117.000 a partire dal 1° luglio 2018. Al 31 dicembre 2019 i clienti Energia Elettrica sono pari ad oltre 71.000 unità, in forte crescita (+ 9.000 unità) per sviluppo con canali diretti. In sensibile crescita anche i volumi di energia elettrica venduti a clienti finali che ammontano a 378,6 GWhe (243,7 GWhe nel 2018).

TABELLA N° 09 | SINTESI RISULTATI ECONOMICI AGGREGATI VENDITA GAS E VENDITA ENERGIA ELETTRICA (€/MIGLIAIA)

	2019	2018
Totale ricavi (al lordo dei rapporti *inter/intracompany*)	293.160	206.786
- di cui inter/intracompany	*17.815*	*10.548*
MOL ante partite non ricorrenti	32.676	27.209
MON post partite non ricorrenti	30.304	18.964

Il margine operativo netto 2019 include partite non ricorrenti positive pari a 5,3 milioni di Euro riferite a conguagli esercizi precedenti (rideterminazione coefficiente fattore k effettuata in ottemperanza alla sentenza CdS 4825/16).

Nel 2018 il margine risentiva 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).

TABELLA N° 10 | DATI GESTIONALI VENDITA GAS (AL LORDO DEI RAPPORTI INTERCOMPANY)

	31.12.2019	31.12.2018
Gas venduto Grandi clienti (mln Mc)	148,8	107,7
Gas venduto Clienti retail (mln Mc)	317,5	245,0
Totale Gas venduto (mln Mc)	**466,3**	**352,8**
N. Clienti business	1.158	1.569
N. Clienti retail	253.056	264.700
Totale N. clienti	**254.214**	**266.269**

TABELLA N° 11 | DATI GESTIONALI VENDITA E ENERGIA ELETTRICA (AL LORDO DEI RAPPORTI INTERCOMPANY)

	31.12.2019	31.12.2018
Energia Elettrica venduta ai clienti finali (GWhe)	378,6	243,7
N. clienti	71.366	62.142

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.

Si ricorda che 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 e oltre 1.200 km di rete.

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

Il Gruppo, mediante la controllata, gestisce il servizio di distribuzione energia elettrica nei territori dei Comuni di Sondrio, Tirano, Sernio e Valdisotto.

Tale attività viene effettuata sulla base di concessioni aventi scadenza 2030. Per lo svolgimento del servizio distribuzione di energia elettrica la controllata è proprietaria di una rete composta da complessivi 560 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 424 Km. L'energia elettrica, distribuita nel 2019, è pari a 161,5 Gwh, con circa 25.800 PdR serviti.

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

Il Gruppo, 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 continuerà a svolgere tale attività sino a scadenza naturale delle concessioni, rispettivamente fino al 2026 per il Comune di Como, a tutto il 2019 per il Comune di Cernobbio e al 2028 per il Comune di Brunate;
- circa n. 67.000 clienti siti nel Comune di Varese e in altri 33 comuni della provincia di Varese, con una rete di 1.344 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). Anche in questo caso, secondo quanto stabilito da detta Convenzione e secondo quanto disposto dal vigente quadro normativo, il Gruppo continuerà a svolgere tale attività fino alle loro scadenze naturali.

I volumi di acqua erogati nel 2019 risultano pari a 28,4 milioni di metri cubi, in incremento rispetto al 2018 (20,9 milioni di metri cubi) per la variazione di perimetro.

TABELLA N° 12 | SINTESI RISULTATI ECONOMICI AGGREGATI RETI (€/MIGLIAIA)

	2019	2018
Totale ricavi (al lordo dei rapporti *inter/intracompany*)	98.533	61.546
- di cui inter/intracompany	*30.653*	*22.349*
MOL ante partite non ricorrenti	38.946	28.879
MON post partite non ricorrenti	21.549	24.782

Si segnala che dal 2019 è variata l'esposizione dei lavori in corso per conto terzi con contestuale riclassifica da "variazione rimanenze" (tra i costi operativi) alla voce "altri ricavi" che riferita al 2018 riesposto è pari a 0,1 milioni di Euro. Nel 2018 erano presenti partite non ricorrenti positive riferite a conguagli su tariffe idriche relativi a esercizi precedenti (7,8 milioni di Euro). Il margine operativo netto 2018 include, inoltre, la voce accantonamenti non ricorrenti complessivamente positiva e pari a 2,0 milioni di Euro riconducibile principalmente al rilascio del fondo per esubero riferito alle Reti Idriche, pari a 2,9 milioni di Euro.

TABELLA N° 13 | DATI GESTIONALI RETI GAS (AL LORDO DEI RAPPORTI INTERCOMPANY)

	31.12.2019	31.12.2018
Totale Gas vettoriato (mln Mc)	607,4	461,9
N. PdR	314.210	314.066
Km rete	3.260	3.248

TABELLA N° 14 | DATI GESTIONALI DISTRIBUZIONE ELETTRICA (AL LORDO DEI RAPPORTI INTERCOMPANY)

	31.12.2019	31.12.2018
Energia elettrica distribuita (GWhe)	161,5	165,9
N. clienti	25.809	25.757
Km rete	560	557

TABELLA N° 15 | DATI GESTIONALI RETI IDRICHE (AL LORDO DEI RAPPORTI INTERCOMPANY)

	31.12.2019	31.12.2018
Metri cubi complessivi venduti (mln)	28,4	20,9
N. clienti	83.613	83.174
Km rete	1.694	1.677

BUSINESS UNIT ENERGIA E TECNOLOGIE SMART

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

Il Gruppo presta servizi di teleriscaldamento urbano a favore:

- della città di Como, utilizzando principalmente l'energia termica prodotta dal termovalorizzatore di proprietà di Acsm Agam Ambiente, tramite la controllata ComoCalor e sulla base di 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, tramite la controllata Varese Risorse che utilizza l'energia termica prodotta principalmente da tre impianti di cogenerazione di proprietà e 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 concessione che, ai sensi del quadro normativo e regolamentare vigente, ha scadenza al 2031 (*business* in essere anche pre Aggregazione);
- della città di Varese, sempre tramite 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 nel 2025 (*business* incrementale grazie all'Aggregazione).

L'attività di **Teleriscaldamento e Cogenerazione**, nel 2019, vede in aumento i quantitativi di energia termica venduta che risultano pari a 218,8 GWht (165,7 GWht nel 2018), anche grazie al consolidamento del nuovo perimetro per effetto dell'Aggregazione. Si segnala il positivo apporto del progetto di estensione delle reti in nuovi quartieri della città di Monza, avviato nel 2017, che consente, oltre allo sviluppo commerciale, anche l'interconnessione delle reti alimentate dagli impianti di Monza Nord, Monza Sud e Monza Centro, con importanti sinergie ed efficientamenti.

I km di rete di teleriscaldamento gestiti sono pari a 70, in incremento rispetto al 2018 grazie allo sviluppo di rete a Monza. Le utenze al 31 dicembre 2019 risultano pari a 630 unità, di cui 145 dal ramo Varese.

In aumento anche i quantitativi di energia elettrica venduta dalla parte cogenerativa che beneficiano dell'incremento della produzione di Varese. Oltre all'operazione effettuata con il Gruppo Rovagnati, dal quale viene acquisita l'energia termica generata dall'impianto di cogenerazione che è stato collegato alla rete di teleriscaldamento del Gruppo Acsm Agam, a partire dalla stagione termica 2019/2020 si è inserito l'apporto derivante dall'accordo con Brianzacque S.r.l., firmato nel 2017 e inaugurato pochi giorni fa analogo a quello con Rovagnati. Tali progetti consentono importanti efficienze a livello operativo in termini di minori costi di produzione.

Nel corso del mese di dicembre è stata predisposta l'offerta per la gara riferita al Teleriscaldamento nei comuni di Lecco, Malgrate e Valmadrera. Inoltre nel corso del mese di gennaio 2020 è stato presentato il project riferito al rinnovamento rete e impianti di Como.

Il Gruppo, mediante la controllata Varese Risorse, svolge attività di manutenzione, gestione ed efficientamento degli impianti di **illuminazione pubblica** (anche mediante ammodernamento tecnologico e *relamping*) dei Comuni di Garbagnate Milanese, Nova Milanese, Messina (sul punto v. anche successivo paragrafo "Eventi rilevanti 2019 ed Eventi successivi", costituzione S.c.a.r.l. Messina in Luce), Cornaredo, Melzo, Pero, Cantello e Cesate in *partnership* con A2A per un pro quota di circa 24.500 punti luce 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, confluiti post Aggregazione dalla ex Aevv S.p.A.. L'attività nel settore dell'illuminazione pubblica è stata avviata dal Gruppo nel 2017, sia in collaborazione con il partner industriale A2A, sia direttamente, partecipando a gare pubbliche oppure proponendo 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 2019, Varese Risorse, in Associazione Temporanea di Impresa (ATI) con il partner industriale A2A, ha ottenuto l'aggiudicazione dal comune di Bovisio Masciago, Cologno Monzese, Zibido San Giacomo mentre è stata individuata, tramite manifestazione di interesse pubblico, come soggetto promotore dai comuni di Costa Masnaga, Cassano Magnago, Trezzano sul Naviglio e l'insieme di 13 comuni della provincia di Lecco con capofila Verderio per complessivi circa 13.000 punti luce pro-quota.

Sempre nel corso del 2019, Varese Risorse in qualità di soggetto promotore ha partecipato alle gare indette dai comuni di Cermenate e Morazzone risultando il miglior offerente con la conseguente aggiudicazione.

A partire dall'ottobre 2019 è partita la fornitura di energia elettrica per la pubblica illuminazione nel comune di Cermenate.

Per il comune di Gazzada Schianno si è in attesa della pubblicazione del bando gara.

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.

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 IN LIQUIDAZIONE)

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

- di Como, Monza Brianza per complessivi n. 152 impianti,
- di Lecco e Sondrio, (post Aggregazione), per complessivi n. 79 impianti.

Con riferimento all'attività di gestione calore e riqualificazione energetica, la controllata AEVV Impianti si è aggiudicata una gara relativa a quattro Comuni in provincia di Varese, ed è stata avviata la gestione degli impianti a Cinisello Balsamo.

Inoltre, prosegue lo sviluppo di impianti di **microcogenerazione** presso utenze commerciali, piccole industrie e case di cura, per beneficiare del minor costo energia ottenuto dalla produzione combinata di calore e energia.

Il Gruppo è inoltre titolare di n. 5 concessioni per l'esercizio di n. 4 **impianti idroelettrici**, aventi scadenza 2029, confluiti dal Gruppo A2A nell'ambito dell'Aggregazione.

L'attività è gestita grazie ad alcuni contratti con A2A S.p.A., finalizzati a consentirne il funzionamento operativo rimasti in vigore post aggregazione, che si qualificano come conclusi con parti correlate.

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

La produzione di energia elettrica del 2019 è pari complessivamente a 85,2 GWh, di cui 1,0 GWh da fotovoltaico.

Il Gruppo, mediante la controllata Aevv Impianti, gestisce altresì n. 3 **parcheggi**, siti nel Comune di Sondrio.

TABELLA N° 16 | SINTESI RISULTATI ECONOMICI ENERGIA E TECNOLOGIE SMART (€/MIGLIAIA)

	2019	2018
Totale ricavi (al lordo dei rapporti *inter/intracompany*)	39.072	28.277
- di cui inter/intracompany	*2.506*	*2.172*
MOL ante partite non ricorrenti	12.282	9.183
MON post partite non ricorrenti	4.083	2.964

Si segnala che a partire dalla Relazione Finanziaria Infrannuale al 30 settembre 2019 è variata l'esposizione dei lavori in corso per conto terzi riclassifica da "variazione rimanenze" (tra i costi operativi) alla voce "altri ricavi", il 2018 è stato riesposto con per riflettere tale riclassifica maggiori ricavi per 0,3 milioni di Euro.

TABELLA N° 17 | DATI GESTIONALI TELERISCALDAMENTO E COGENERAZIONE (AL LORDO DEI RAPPORTI INTERCOMPANY)

	31.12.2019	31.12.2018
Energia termica (GWht)	218,8	165,7
N. clienti teleriscaldamento, vapore	630	623
Energia Elettrica prodotta (GWhe)	30,0	35,4
Km rete	70	70

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

	31.12.2019	31.12.2018
N. impianti gestiti	231	243

TABELLA N° 19 | DATI GESTIONALI GENERAZIONE E FOTOVOLTAICO (AL LORDO DEI RAPPORTI INTERCOMPANY)

	31.12.2019	31.12.2018
Energia Elettrica prodotta da impianti Fotovoltaici (GWhe)	1,0	0,4
Energia Elettrica prodotta da impianti Idroelettrici (GWhe)	85,2	28,4

Inoltre, si segnala che la società AEVV è stata individuata quale soggetto promotore per lo sviluppo del Project per la riqualificazione funzionale e statica del Palazzo del Ghiaccio a Varese in collaborazione con partner specializzato nella gestione di impianti sportivi nei territori di riferimento. L'intervento comprende, oltre al rifacimento della struttura esistente anche interventi di efficientamento termico, illuminazione a led, impianto fotovoltaico e colonnine di ricarica elettrica. L'investimento previsto è di 7,2 milioni di Euro negli anni 2021 e 2022 in modo da poter essere utilizzato anche come impianto nelle Olimpiadi Invernali 2026.

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

Il Gruppo, mediante la controllata, svolge il **servizio di Igiene ambientale**, confluito post aggregazione, e l'attività di **termovalorizzazione**.

Il servizio di Igiene ambientale serve circa 185 mila abitanti siti nel Comune di Varese ed in altri comuni delle province di Varese e di Como, in incremento di circa 35 mila unità rispetto alla data di efficacia dell'Aggregazione per effetto delle gare vinte a Olgiate Olona, Menaggio, Lozza e Gorla e dell'acquisizione del ramo d'azienda di un operatore in provincia di Como (sul punto v. anche successivo paragrafo "Eventi rilevanti 2019 ed Eventi successivi").

L'attività consiste nella 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 è in essere un contenzioso con il Comune per il quale si rinvia al relativo paragrafo inserito nelle Note Illustrative al presente bilancio consolidato (sul punto v. anche successivo paragrafo "Eventi rilevanti 2019 ed Eventi successivi").

Nel 2019 i rifiuti raccolti sono pari a circa 65,6 mila tonnellate.

Con riferimento all'**attività di termovalorizzazione** dei rifiuti, svolta tramite l'impianto di Como, prosegue l'attività nello smaltimento dei rifiuti prevalentemente nel territorio comasco (Comune di Como e altri Comuni della provincia di Como, Varese e Milano e comunità montane), con circa 90.000 tonnellate annue di rifiuti smaltiti a pieno regime. 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.

Per effetto del fermo impianto straordinario necessario al *revamping* della seconda linea, previsto anche in sede di *Business Plan*, risultano in decremento le quantità smaltite (65,6 migliaia di tonnellate rispetto a 89,3 migliaia di tonnellate nel 2018), l'energia elettrica venduta (11,5 GWhe nel 2019 rispetto i 23,7 GWhe del 2018) e l'energia termica ceduta a Comocalor (27,0 GWht nel 2019 verso i 39,8 GWht del 2018). Anche la produzione di energia elettrica per autoconsumo risulta in flessione rispetto al 2018 e pari a 7,5 GWhe (10,3 GWhe nel 2018).

TABELLA N° 20 | SINTESI RISULTATI ECONOMICI AMBIENTE (€/MIGLIAIA)

	2019	2018
Totale ricavi (al lordo dei rapporti *inter/intracompany*)	31.497	21.498
- di cui inter/intracompany	*1.613*	*1.517*
MOL ante partite non ricorrenti	7.013	6.658
MON post partite non ricorrenti	1.772	(262)

Il margine operativo netto 2018 risentiva di partite non ricorrenti negative pari a 2,3 milioni di Euro riconducibili per 1,7 milioni di Euro all'accantonamento relativo 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° 21 | DATI GESTIONALI IGIENE AMBIENTALE (AL LORDO DEI RAPPORTI INTERCOMPANY)

	31.12.2019	31.12.2018
Tonnellate servizio raccolta	89.557	48.270
Residenti serviti	185.140	154.666

TABELLA N° 22 | DATI GESTIONALI TERMOVALORIZZAZIONE (AL LORDO DEI RAPPORTI INTERCOMPANY)

	31.12.2019	31.12.2018
Tonnellate smaltite [22]	65.592	89.332
Energia elettrica ceduta (GWhe)	11,5	23,7
Energia termica ceduta (GWht)	27,0	39,8

CORPORATE E ALTRO (GRUPPO ACSM AGAM)

Include i 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° 23 | SINTESI RISULTATI ECONOMICI AGGREGATI SERVIZI CORPORATE (€/MIGLIAIA)

	2019	2018
Totale ricavi (al lordo dei rapporti *inter/intracompany*)	23.462	14.155
- di cui inter/intracompany	*17.231*	*11.141*
MOL ante partite non ricorrenti	(24.681)	(20.452)
MON post partite non ricorrenti	(29.674)	(32.665)

Il margine operativo netto 2019 risente di partite non ricorrenti negative pari a 0,3 milioni di Euro (negative per 7,0 milioni di Euro nel 2018 riconducibili principalmente ai costi del progetto di Aggregazione), il 2018 presentava inoltre accantonamenti non ricorrenti per 2,5 milioni di Euro.

[22] Il dato include i quantitativi smaltiti presso altri impianti che ammontano a 6.894 ton. nel 2019 (3.308 ton. nel 2018).

SINTESI DELLA SITUAZIONE ECONOMICA PATRIMONIALE E FINANZIARIA CONSOLIDATA

TABELLA N° 24 | CONTO ECONOMICO CONSOLIDATO (€/MIGLIAIA)

Conto Economico Consolidato	2019	% sui ricavi	2018	% sui ricavi
Ricavi delle vendite e delle prestazioni	400.871	96,4%	273.779	96,2%
Altri ricavi e proventi operativi	15.042	3,6%	11.166	3,8%
Totale ricavi	**415.913**	**100,0%**	**284.945**	**100,0%**
Costo del personale	(46.929)	(11,3%)	(36.799)	(10,6%)
Altri costi operativi	(302.748)	(72,8%)	(196.669)	(71,3%)
Costi operativi	**(349.677)**	**(84,1%)**	**(233.468)**	**(81,9%)**
Margine Operativo Lordo (MOL) ante partite non ricorrenti	**66.236**	**15,9%**	**51.477**	**18,1%**
Partite non ricorrenti	5.335	1,3%	(3.517)	(1,2%)
Margine Operativo Lordo (MOL) post partite non ricorrenti	**71.571**	**17,2%**	**47.960**	**16,9%**
Ammortamenti, svalutazioni e accantonamenti	(43.538)	(10,5%)	(34.178)	(12,0%)
- di cui non ricorrenti	*(299)*	*(0,07%)*	*(3.625)*	*(1,3%)*
Margine Operativo Netto (MON)	**28.033**	**6,7%**	**13.782**	**4,8%**
Risultato gestione finanziaria	(32)	0,0%	3.083	1,1%
- di cui non ricorrenti	*665*	*0,2%*	*3.724*	*1,3%*
Risultato ante imposte	**28.001**	**6,7%**	**16.865**	**5,9%**
Imposte	(9.211)	(2,2%)	(5.063)	(1,8%)
Risultato Netto	**18.790**	**4,5%**	**11.802**	**4,1%**
Risultato di pertinenza dei terzi	224	0,1%	1.062	0,4%
RISULTATO DI GRUPPO	**18.566**	**4,5%**	**10.740**	**3,8%**

La **situazione patrimoniale-finanziaria consolidata** al 31 dicembre 2019, riclassificata ai fini della determinazione delle principali componenti del capitale investito e delle fonti di copertura finanziaria, confrontata con il 2018, è riepilogata nel successivo prospetto.

TABELLA N° 25 | SITUAZIONE PATRIMONIALE-FINANZIARIA CONSOLIDATA RICLASSIFICATA (€/MIGLIAIA)

Capitale Investito Netto	31.12.2019	31.12.2018
Immobilizzazioni materiali	136.787	119.060
Avviamento	82.504	82.324
Immobilizzazioni immateriali	413.811	402.488
Partecipazioni e altre attività finanziarie	1.575	1.575
Attività / (Passività) per imposte differite	(39.021)	(40.282)
Fondi rischi e oneri	(8.532)	(11.496)
Fondi relativi al personale	(11.206)	(11.474)
Altre passività non correnti	(35.418)	(36.337)
Capitale Immobilizzato	**540.500**	**505.858**
Rimanenze	8.045	7.395
Crediti commerciali	170.599	150.872
Altri Crediti	28.739	17.208
Altre attività operative	916	3.173
Attività non correnti destinate alla vendita	369	3.511
Debiti Commerciali	(93.027)	(89.377)
Altri debiti	(45.792)	(36.323)
Altre passività	(1.606)	-
Capitale Circolante Netto	**68.243**	**56.459**
TOTALE CAPITALE INVESTITO NETTO	**608.743**	**562.317**
Fonti di Copertura		
Patrimonio Netto	**487.442**	**489.504**
Debiti finanziari Medio-Lungo termine	25.079	41.168
Saldo netto indebitamento a breve	106.389	56.722
Disponibilità liquide	(10.167)	(25.077)
Indebitamento Finanziario Netto	**121.301**	**72.813**
TOTALE FONTI DI COPERTURA	**608.743**	**562.317**

Il **capitale immobilizzato** al 31 dicembre 2019 ammonta a 540,5 milioni di Euro, in aumento grazie agli investimenti effettuati nell'esercizio. Gli incrementi per investimenti materiali e immateriali realizzati nel periodo, al lordo delle quote di ammortamento, risultano complessivamente pari a circa 60,9 milioni di Euro. Gli ammortamenti complessivi risultano 39 milioni di Euro. Si rinvia al successivo paragrafo riferito agli Investimenti per l'analisi di quanto realizzato nel 2019. 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).

Il **capitale circolante netto** è pari a 68,2 milioni di Euro in incremento rispetto al saldo del 31 dicembre 2018 per effetto della normale dinamica della stagionalità dei principali *business* in cui opera il Gruppo e soprattutto per un credito verso il Comune di Varese per 13,7 milioni di Euro connesso al contratto di igiene ambientale, parzialmente incassato nei primi mesi del 2020 (sul punto si rinvia a quanto commentato anche nelle Note Esplicative alla presente Relazione finanziaria annuale consolidata).

Al 31 dicembre 2019 l'**indebitamento finanziario netto** risulta pari a 121,3 milioni di Euro in aumento rispetto al 31 dicembre 2018 in conseguenza dell'incremento del capitale immobilizzato e del *cash out* per dividendi e del credito sopraccitato.

Nel 2019 la voce include, per 6,5 milioni di Euro, i debiti finanziari relativi all'applicazione dello IAS 16 per contratti di noleggio operativo a lungo termine e locazione immobiliare e *rent to buy*.

Il rapporto tra indebitamento finanziario netto e patrimonio netto (*leverage*) al 31 dicembre 2019, risulta pari a 0,25 (0,15 al 31 dicembre 2018), mentre il rapporto PFN/EBITDA risulta pari a 1,83 (1,41 al 31 dicembre 2018).

TABELLA N° 26 | POSIZIONE FINANZIARIA NETTA CONSOLIDATA (€/MIGLIAIA)

		31.12.2019	31.12.2018
A.	Cassa	55	51
B.	Disponibilità liquide	10.112	25.026
C.	Titoli detenuti per la negoziazione	-	-
D.	**LIQUIDITÀ (A+B+C)**	**10.167**	**25.077**
E.	**Crediti finanziari correnti**	**2.973**	**929**
F.	Debiti bancari correnti	(11.189)	(1.096)
G.	Parte corrente dell'indebitamento non corrente	(21.282)	(22.054)
H.	Altri debiti finanziari correnti	(76.891)	(34.500)
I.	**POSIZIONE FINANZIARIA CORRENTE (F+G+H)**	**(109.362)**	**(57.650)**
J.	**POSIZIONE FINANZIARIA CORRENTE NETTA (D+E+I)**	**(96.222)**	**(31.644)**
K.	Debiti bancari non correnti	(19.726)	(41.029)
L.	Obbligazioni emesse	-	-
M.	Altri debiti non correnti	(5.353)	(140)
N.	**POSIZIONE FINANZIARIA NON CORRENTE (K+L+M)**	**(25.079)**	**(41.169)**
O.	**POSIZIONE FINANZIARIA NETTA (J+N)**	**(121.301)**	**(72.813)**

Il saldo "Disponibilità liquide" è pari a 10,2 milioni di Euro, ed include, la liquidità necessaria al pagamento delle fatture in scadenza nei primi giorni del 2020 di tutto il Gruppo che adotta un sistema di *cash pooling*.

La voce "Crediti finanziari correnti" (voce E) rappresenta il credito finanziario vantato nei confronti di tre società partecipate non consolidate (Como energia s.c.a.r.l. In liquidazione e consorzio So.e.ra. Energy calor in liquidazione, società consortile Messina in Luce S.c.a.r.l..) principalmente per *cash pooling*.

Il totale relativo alla posizione finanziaria corrente (voce I del prospetto) include oltre ai debiti bancari correnti, che ammontano a Euro 11,2 milioni (voce F) e al saldo riferito ad altri debiti finanziari correnti per Euro 76,9 milioni (voce H), anche la quota a breve dei finanziamenti a medio-lungo termine per complessivi Euro 21,3 milioni (voce G).

Gli "Altri debiti finanziari correnti" (voce H) espongono la sottoscrizione di finanziamenti "*hot money*" per 75,5 milioni di Euro, oltre alla quota riferita alla passività corrente sottostante i contratti di noleggio lungo termine operativo e locazione immobiliare per 1,4 milioni di Euro dovuta all'introduzione dello IFRS 16. L'incremento di denaro caldo è correlato alla riduzione linee a MLT che non sono state rinnovate in seguito alla sottoscrizione di un finanziamento BEI da 100 milioni di Euro avvenuto a fine anno e la cui erogazione è stata avviata nei primi mesi del 2020.

La voce "Altri debiti non correnti" (voce M) esprime, oltre al *mark to market* dei due contratti derivati (IRS) a completa copertura delle oscillazioni di tasso di due finanziamenti a medio lungo termine (117 mila Euro), anche la quota riferita alla passività non corrente sottostante i contratti di noleggio lungo termine operativo e locazione immobiliare per 3,5 milioni di Euro, in *compliance* all'introduzione dello

IFRS 16 e la quota di passività a medio lungo termine per 1,7 milioni di Euro riferita al contratto *rent to buy* stipulato per una sede operativa, con effetto dal terzo trimestre 2019.

Il **rendiconto finanziario consolidato** al 31 dicembre 2019 confrontato con quello al 31 dicembre 2018, presenta i seguenti flussi generati ed assorbiti dalle attività (valori espressi in migliaia di Euro):

TABELLA N° 27 | RENDICONTO FINANZIARIO CONSOLIDATO (€/MIGLIAIA)

	31.12.2019	31.12.2018
Risultato netto del periodo	**18.790**	**11.802**
Ammortamenti, svalutazioni e accantonamenti	25.809	34.178
Proventi da partecipazioni	(378)	(3.661)
Variazione Fondi	(3.232)	(3.531)
Variazione delle imposte differite	(1.293)	(3.118)
Autofinanziamento	**39.695**	**35.670**
Variazione capitale circolante netto	(18.657)	(3.424)
Flusso di cassa gestione corrente	**21.038**	**32.246**
Investimenti al netto delle dismissioni	(50.734)	(20.912)
Flusso di cassa della gestione operativa	**(29.697)**	**11.334**
Variazioni Patrimonio netto	(14.767)	(5.132)
Flusso di Cassa del periodo	**(44.464)**	**6.202**
Posizione Finanziaria Netta Iniziale	**(72.813)**	**(96.321)**
Posizione Finanziaria Netta da Aggregazione 1° luglio 2018	-	17.306
Effetto applicazione IFRS 16 1 gennaio 2019	(4.024)	-
POSIZIONE FINANZIARIA NETTA FINALE	**(121.301)**	**(72.813)**

Il flusso di cassa netto riferito al periodo in esame è positivo per 44,5 milioni di Euro. Ai flussi generati dall'autofinanziamento, pari a 39,7 milioni di Euro si contrappone la variazione negativa del capitale circolante per 18,7 milioni di Euro.

I flussi finanziari netti impiegati nell'attività d'investimento riflettono, come già citato a commento delle variazioni della Situazione patrimoniale riclassificata, gli investimenti al netto delle dismissioni e la cessione della citata partecipazione.

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

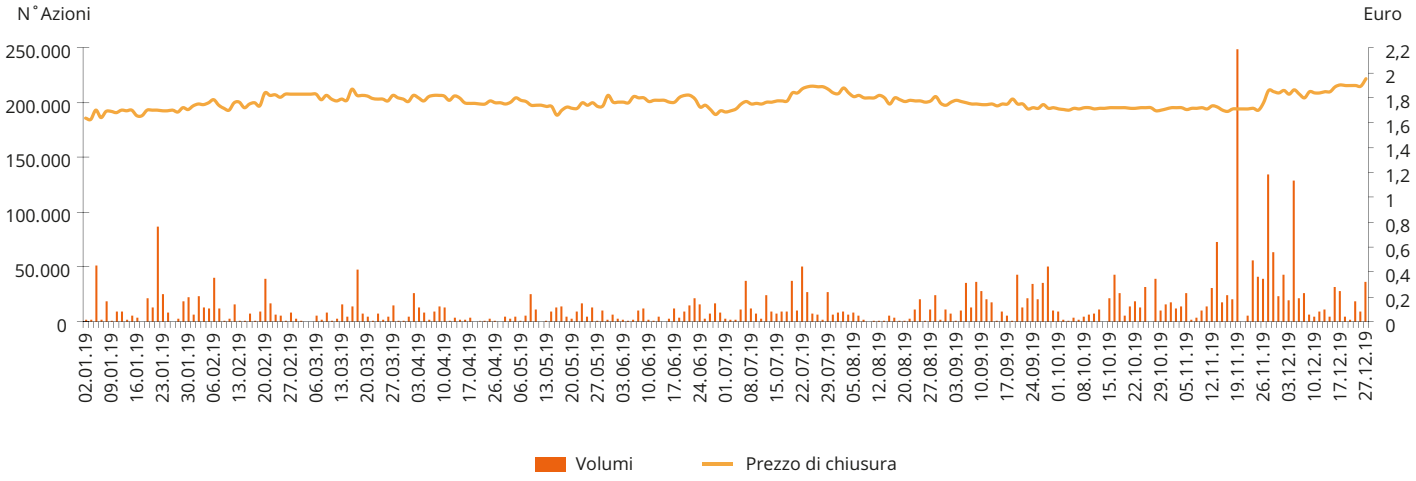
L'effetto dell'applicazione del principio contabile IFRS 16, a decorrere dal 1 gennaio 2019, è negativo e pari a 4 milioni di Euro.

INVESTIMENTI DEL GRUPPO

Nel corso del 2019 il Gruppo ha realizzato investimenti, al lordo delle dismissioni, per Euro 60,9 milioni di Euro, (31,8 milioni di Euro nel corrispondente periodo del 2018). In particolare, gli investimenti sono principalmente così composti: 14,4 milioni di Euro per le reti gas, 10,2 milioni di Euro per attività di potenziamento delle reti idriche e 2,1 milioni di Euro per interventi sulle reti distribuzione elettrica; 9,3 milioni di Euro per le attività di cogenerazione,

teleriscaldamento e illuminazione pubblica; 9,0 milioni di Euro per le attività di termovalorizzazione e raccolta e 7,0 milioni di Euro per investimenti *Corporate* sui sistemi informativi e 6,3 milioni di Euro per investimenti *Facility*, riferiti all'acquisto di sedi operative di alcune Business Unit.

GRAFICO N° 02 | ANDAMENTO DEL TITOLO



L'andamento nel 2019 ha visto il consolidamento del valore dell'azione che ha beneficiato della operazione di Aggregazione. La media semplice del valore del titolo riferita al periodo in esame si attesta a 1,77 Euro per azione, di poco superiore la media ponderata pari a 1,75 Euro.

La capitalizzazione di borsa, vale a dire il valore complessivo delle azioni quotate sulla base del prezzo ufficiale rilevato al 31 dicembre 2019, ammonta a circa 394,7 milioni di Euro. I volumi medi si sono attestati a circa 23 mila unità scambiate giornalmente.

ALTRE INFORMAZIONI

IMPEGNO SOSTENIBILE

Nel contesto di importanti cambiamenti e di grande crescita cha ha caratterizzato il Gruppo Acsm Agam in particolare dallo scorso esercizio, il 2019 ha visto il consolidamento del percorso nella responsabilità sociale d'impresa ed il Gruppo presenta il Bilancio di Sostenibilità 2019, che si configura anche come seconda 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 2020-2024. 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 2019, pubblicato nella sezione *Investor Relations* del sito www.acsm-agam.it.

RAPPORTI CON PARTI CORRELATE

Il Gruppo, con riferimento ai rapporti con parti correlate, adotta una specifica procedura approvata dal Consiglio di Amministrazione (in data 5 marzo 2018) e pubblicata sul sito nella sezione *Governance* del sito www.acsm-agam.it. Per i rapporti con parti correlate, di natura commerciale o finanziaria, 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 illustrative alla presente Relazione finanziaria annuale

In particolare, nel corso dell'esercizio 2019, il Consiglio di Amministrazione, ha esaminato con parere favorevole del Comitato Parti Correlate, motivato e non vincolante sull'interesse della Società al compimento dell'operazione nonché sulla convenienza e sulla correttezza sostanziale delle relative condizioni, le seguenti operazioni:

- la presentazione dell'offerta per il servizio di igiene urbana e servizi connessi al comune di Varese;
- il rinnovo contratto quadro per acquisto TEE da società del Gruppo A2A S.p.A.;
- la cessione di quote TAG alla società A2A S.p.A;
- la presentazione dell'offerta inerente il palazzetto dello Sport di Varese;
- la presentazione del *Project Financing* relativo al Teleriscaldamento nella città di Como.

In data 16 marzo 2020 il Consiglio di Amministrazione di Acsm Agam S.p.A. ha deliberato la sottoscrizione di un contratto di affitto di due centrali idroelettriche con A2A S.p.A. (sul punto si rinvia alla sezione Eventi successivi).

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 Piano Industriale 2020-2024 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 2019.

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 creando una specifica funzione *Enterprise Risk Management* con la finalità di supportare l'Amministratore Delegato anche nella sua funzione di CRO (*Chief Risk Officer*). La specificità e complessità dei *business* del Gruppo rendono infatti necessaria una valutazione integrata dei rischi.

Il Gruppo ha implementato un sistema di *Enterprise Risk Management* (ERM) finalizzato a 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 è stato definito un processo ERM ed un proprio modello dei rischi, definito nella Procedura *Enterprise Risk*, mirato a supportare l'Alta Direzione nell'individuazione dei principali rischi aziendali e delle modalità attraverso cui essi sono gestiti, che considera le caratteristiche del Gruppo, la sua vocazione *multi-business* e del settore di appartenenza. Tale modello non rappresenta un riferimento statico ma è soggetto ad un processo periodico di aggiornamento in relazione all'evoluzione dell'azienda e dal contesto di riferimento. Particolare enfasi viene 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.

Lo sviluppo e la formalizzazione del processo ERM permette una progressiva integrazione dei rischi non finanziari, legati, tra gli altri, alle principali tematiche di sostenibilità all'interno della mappatura dei rischi.

In quest'ambito il Gruppo si è dotato anche di un'*Energy Risk Policy* che definisce le linee guida per l'analisi, il monitoraggio e la gestione dei rischi prezzo, volume e durate contrattuali 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. È attiva anche la procedura *Energy Risk* con lo scopo di rendere operativa l'*Energy Risk Policy*.

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

RISCHIO DI CONTESTO ECONOMICO E SOCIO-AMBIENTALE

Le attività del Gruppo sono sensibili ai cicli congiunturali e alle condizioni economiche generali del paese in cui opera. Un rallentamento dell'economia potrebbe determinare, ad esempio, un calo dei consumi e/o della produzione industriale, avendo di conseguenza un effetto negativo sulla domanda di energia elettrica e degli altri vettori offerti dal Gruppo riducendone i risultati e le prospettive, rallentando o complicando l'attuazione delle strategie di sviluppo programmate. Inoltre, le attività operative di siti ed infrastrutture, la loro redditività, l'attuazione dei programmi di adeguamento o conversione di alcuni impianti piuttosto che di crescita in alcuni ambiti di *business*, pianificati

dal Gruppo, potrebbero essere ostacolati per effetto di possibili azioni promosse da alcuni portatori di interesse non favorevoli alla presenza dei siti a causa di una negativa percezione delle attività del Gruppo sui territori serviti.

Per quanto riguarda la Business Unit Ambiente e la Business Unit Reti e la Business Unit Energia e Tecnologie Smart, si conferma la tematica relativa ai rapporti con alcuni portatori di interesse riferita alla gestione e al mantenimento dell'efficienza degli impianti e all'eventuale 'ampliamento di quelli esistenti. A presidio di queste tematiche il Gruppo attua un'attività di dialogo costante con le comunità locali, con gli Enti e le Autorità di riferimento, anche attraverso la partecipazione a dibattiti pubblici, apposite conferenze stampa e campagne di comunicazione e sensibilizzazione.

Inoltre si evidenzia come le Società del Gruppo, attive nel *business* dell'illuminazione pubblica e nella gestione della raccolta dei rifiuti, della pulizia delle strade e altri servizi essenziali per l'ambiente, l'igiene e il decoro delle città, pongano particolare attenzione alla qualità dei servizi erogati, anche nell'ottica della prosecuzione nell'affidamento delle proprie attività nei territori già serviti e nell'aggiudicazione delle gare bandite per i medesimi servizi in nuovi ambiti territoriali; per mantenere e sviluppare il posizionamento sul mercato di detti servizi e di conseguenza conservare ed espandere il *business* societario sono state definite strutture organizzative dedicate al costante monitoraggio delle opportunità e ad una efficace ed efficiente gestione delle gare.

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 2019.

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. Il valore del *mark to market* al 31 dicembre 2019 è pari a 117 mila Euro, iscritto tra le passività finanziarie.

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 76,5 milioni di Euro, a linee di credito commerciali per circa 52 milioni di Euro e a linee promiscue per 37 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 2019, unitamente alle stime di incassi e pagamenti per l'esercizio 2020 ed al finanziamento BEI da 100 milioni di Euro ottenuto nel mese di dicembre 2019, ed erogato nei primi mesi del 2020, rendono sostenibile il presupposto di continuità aziendale.

RISCHIO FORNITURA GAS NATURALE ED ENERGIA ELETTRICA

I contratti di fornitura sottoscritti assicurano disponibilità di gas per l'anno termico ottobre 2019- settembre 2020; 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 VARIAZIONI CLIMATICHE

I rischi collegati alle variazioni climatiche fanno riferimento alla possibilità che i consumi di prodotti (energia elettrica, gas per riscaldamento) e servizi (teleriscaldamento, gestione calore), piuttosto che produzione di energia da fonte idroelettrica, garantiti dal Gruppo possano essere influenzati negativamente da condizioni sfavorevoli, quali ad esempio la scarsità di precipitazioni ovvero temperature particolarmente miti nella stagione termica, con conseguenti riflessi negativi sulla redditività attesa. Scarse precipitazioni, ad esempio, comporterebbero una minor disponibilità di risorse idriche e quindi minor produzione idroelettrica rispetto a valori attesi (basati su stime di natura statistica). Per quanto riguarda la Business Unit Vendite e la Business Unit Energia e Tecnologie Smart, temperature invernali più miti di quelle attese comporterebbero una minor domanda, da parte dell'utenza finale, di gas e calore destinati al riscaldamento. Il presidio è costituito dalla presenza di unità aziendali dedicate al costante aggiornamento delle previsioni di domanda in relazione all'andamento atteso delle temperature nonché alla conseguente gestione ed ottimizzazione della produzione/fornitura di calore; inoltre si evidenzia come siano state attuate nuove iniziative che consentano di approvvigionare potenza termica, da destinare alle utenze del teleriscaldamento a condizioni maggiormente economiche rispetto all'utilizzo del gas, tramite il recupero di calore da impianti ed infrastrutture di terzi, quali per esempio depuratori. Con riferimento al Servizio Idrico Integrato, sussiste anche il rischio legato alla scarsità della risorsa idrica destinata alla distribuzione di acqua potabile in caso di stagioni particolarmente siccitose, con conseguenti ricadute negative di carattere prevalentemente reputazionale; per garantire l'erogazione del servizio in maniera continuativa, il Gruppo Acsm Agam monitora e mappa le perdite dagli acquedotti per individuare la priorità degli interventi.

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 2019, 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 2025. 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 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.

RISCHI DI INFORMATION TECHNOLOGY

Le attività del Gruppo Acsm Agam sono gestite attraverso sistemi informativi che supportano i principali processi aziendali, sia operativi che amministrativi e commerciali. L'inadeguatezza, la frammentazione delle piattaforme esistenti o il mancato aggiornamento di tali sistemi informativi rispetto alle esigenze di *business*, la loro eventuale indisponibilità, la non adeguata gestione degli aspetti legati all'integrità ed alla riservatezza delle

informazioni, rappresentano potenziali fattori di rischio che il Gruppo mitiga attraverso appositi presidi governati dalla Struttura Organizzativa IDT che si è anche dotata di una specifica procedura di "*Business Continuity*". Sul punto si segnala che sono presenti coperture assicurative specifiche per l'ambito IDT volte alla mitigazione dei potenziali danni derivanti da mancata continuità nell'erogazione di servizi.

Nel corso dell'esercizio 2019 è proseguito il percorso di integrazione e consolidamento dei sistemi informativi all'interno del Gruppo, definito anche sulla base dei cambiamenti degli assetti societari intervenuti ed in corso, con l'obiettivo di convergenza ad un unico ERP per il Gruppo: JDE a partire dal 1 luglio 2019 e avvio del progetto per il nuovo ERP SAP S/4HANA, previsto in *go live* il 1° gennaio 2021.

Il progetto che ha l'obiettivo di supportare i processi aziendali attraverso le best practice SAP dell'applicativo ERP S/4HANA, di migliorare l'efficienza e l'efficacia dei processi in ambito con un particolare focus sulla costruzione di un unico modello di controllo integrato a livello di gruppo, sul processo di *closing* e sul *reporting*, di ottenere una migliore integrazione dei sistemi gestionali presenti nella mappa applicativa del gruppo, attraverso una piattaforma IT moderna. L'implementazione di SAP sarà relativa a tutte le società rientranti nel perimetro di consolidamento del Gruppo e saranno coperti i seguenti principali processi aziendali:

- Amministrazione, Finanza e Controllo;
- Acquisti e Gestione del Magazzino;
- Commesse e Cespiti;
- Fatturazione Atipica;
- *Reporting* Operativo.

La riservatezza e la sicurezza delle informazioni sono oggetto di presidi specifici da parte del Gruppo, attraverso politiche interne, strumenti di segregazione degli accessi alle informazioni, nonché attraverso specifici accordi contrattuali con i soggetti terzi che eventualmente debbano accedere alle informazioni sensibili.

Per migliorare ulteriormente il presidio in essere, è in corso l'allineamento tra il modello dei ruoli organizzativi e il modello dei ruoli tecnici di *Segregation of Duties* implementato nei sistemi; dalla suddetta attività di verifica, si procederà con l'implementazione dei profili finalizzata al rafforzamento degli aspetti di sicurezza per i sistemi informativi più critici.

In fase di implementazione del nuovo ERP SAP S/4HANA è prevista inoltre la definizione della SOD e l'attivazione del modulo relativo SAP GRC.

Il Gruppo ha, inoltre, messo a punto un processo per garantire la continuità operativa, anche in caso di indisponibilità del CED (Centro Elaborazione Dati).

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

In data 1° luglio 2018 post Aggregazione Acsm-Agam S.p.A. si è riorganizzata per tipologia di *business*, 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, incorporando, per contro, la proprietà di quattro centrali idroelettriche.

L'**andamento economico di Acsm-Agam S.p.A.** del 2019 come illustrato nella tabella seguente, si presenta non omogeneo rispetto al 2018, includendo quest'ultimo gli effetti dell'Aggregazione solo limitatamente al secondo semestre.

TABELLA N° 28 | CONTO ECONOMICO RICLASSIFICATO ACSM-AGAM S.P.A. (€/MIGLIAIA)

Conto Economico Riclassificato Acsm-Agam S.p.A.	2019	% sui ricavi	2018	% sui ricavi
Ricavi delle vendite e delle prestazioni	7.294	26,6%	17.642	52,4%
Altri ricavi e proventi operativi	20.158	73,4%	16.022	47,6%
Totale ricavi	**27.452**	**100%**	**33.664**	**100%**
Costo del personale	(15.818)	(57,6%)	(13.744)	(40,8%)
Altri costi operativi	(10.759)	(39,2%)	(16.156)	(48,0%)
Costi operativi	**(26.577)**	**(96,8%)**	**(29.900)**	**(88,8%)**
Margine Operativo Lordo (MOL) ante partite non ricorrenti	**875**	**3,2%**	**3.764**	**11,2%**
Partite non ricorrenti	218	0,8%	(6.992)	(20,8%)
Margine Operativo Lordo (MOL) post partite non ricorrenti	**1.093**	**4,0%**	**(3.228)**	**(9,6%)**
Ammortamenti, svalutazioni e accantonamenti *- di cui non ricorrenti*	(6.292)	(22,9%)	(13.539) *(4.800)*	(40,2%) *(14,3%)*
Margine Operativo Netto (MON)	**(5.199)**	**(18,9%)**	**(16.767)**	**(49,8%)**
Risultato gestione finanziaria *- di cui non ricorrente*	20.114 *665*	73,3% *2,4%*	18.551 *5.973*	55,1% *17,7%*
Risultato ante imposte	**14.915**	**54,3%**	**1.784**	**5,3%**
Imposte	534	1,9%	3.743	11,1%
RISULTATO NETTO	**15.449**	**56,3%**	**5.527**	**16,4%**

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 comparabile con il 2018. Nel 2018 si rilevavano 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, mentre il 2019 registra partite non ricorrenti negative per analoghi costi pari a 0,2 milioni di Euro.

Per quanto sopra analizzato il **Margine Operativo Lordo 2019**, post partite non ricorrenti, risulta in aumento rispetto al 2018, così come il Margine operativo netto, dopo i minori ammortamenti registrati nel 2019 per effetti dei conferimenti citati. Il 2018 includeva inoltre accantonamenti non ricorrenti per 2,5 milioni di Euro relativi alla costituzione di un fondo ristrutturazione e per 1,7 milioni di Euro al fondo rischi connesso al contratto di servizi igiene ambientale tra una società del Gruppo ed il Comune di Varese.

La **gestione finanziaria** è positiva e ammonta complessivamente a 20,1 milioni di Euro, in incremento rispetto al 2018 (18,6 milioni di Euro) ed include principalmente i dividendi percepiti dalle società controllate per complessivi 22 milioni di Euro, il provento non ricorrente di 0,6 milioni di Euro riferito alla plusvalenza realizzata sulla cessione della partecipazione in Commerciale Gas & Luce S.r.l. che al 31 dicembre 2018 era stata riclassificata tra le "attività destinate alla vendita" per 2,9 milioni di Euro (v. par. "Eventi rilevanti del 2019 ed Eventi successivi").

Il saldo 2019 comprende inoltre la svalutazione di una partecipazione in una società controllata per 2,3 milioni di Euro, senza alcun impatto a livello di bilancio consolidato (sul punto si rinvia anche alle Note Esplicative alla presente Relazione finanziaria annuale consolidata), e il risultato della valutazione a patrimonio netto, negativa e pari a 0,2 milioni di Euro, di due società partecipate.

La gestione finanziaria del 2018 comprendeva, invece, il provento non ricorrente di 3,7 milioni di Euro riferito alla plusvalenza realizzata sulla cessione della partecipazione nella società slovena Mestni Plinovodi d.o.o.. Di seguito viene esposta la **Situazione Patrimoniale-Finanziaria riferita ad Acsm-Agam S.p.A.** al 31 dicembre 2019, riclassificata ai fini della determinazione delle principali componenti del capitale investito e delle fonti di copertura finanziaria, confrontata con i dati riferiti all'esercizio 2018 (valori espressi in migliaia di Euro).

TABELLA N° 29 | SITUAZIONE PATRIMONIALE-FINANZIARIA RICLASSIFICATA ACSM-AGAM S.P.A. (€/MIGLIAIA)

Capitale Investito Netto	31.12.2019	31.12.2018
Immobilizzazioni materiali	58.508	53.667
Avviamento	9.233	9.233
Immobilizzazioni immateriali	45.077	77.102
Partecipazioni ed altre attività finanziarie	419.271	380.209
Attività / Passività per imposte differite	(12.469)	(12.069)
Fondi rischi e oneri	(5.440)	(6.042)
Fondi relativi al personale	(2.700)	(2.627)
Altre passività non correnti	(2.741)	(5.461)
Capitale Immobilizzato	**508.739**	**494.012**
Rimanenze	29	43
Crediti commerciali	14.793	15.708
Altri crediti	13.188	15.121
Altre attività operative	859	1.542
Attività destinate alla vendita	369	3.511
Debiti commerciali	(7.672)	(9.562)
Altri debiti	(4.503)	(13.480)
Altre passività	(1.526)	-
Capitale Circolante	**15.537**	**12.883**
TOTALE CAPITALE INVESTITO NETTO	**524.276**	**506.895**
FONTI DI COPERTURA		
Patrimonio Netto	**442.366**	**440.823**
Debiti finanziari Medio-Lungo termine	19.782	31.475
Saldo netto indebitamento a breve	70.386	47.089
Disponibilità liquide	(8.258)	(12.492)
Indebitamento Finanziario Netto	**81.910**	**66.072**
TOTALE FONTI DI COPERTURA	**524.276**	**506.895**

Il **capitale immobilizzato** al 31 dicembre 2019 ammonta a 508,7 milioni di Euro. La movimentazione delle attività immateriali risente del conferimento idrico dalla Capogruppo a favore della Controllata AARGA a far data dal 1 luglio 2019.

La movimentazione delle partecipazioni, riflette l'aumento capitale sociale e riserva di AARGA per detto conferimento, nonché l'incremento di valore della partecipazione di Enerxenia a fronte dell'acquisto quote da Asme, oltre alla svalutazione di partecipazioni già citate.

Gli incrementi per investimenti materiali e immateriali realizzati nel periodo, al lordo delle quote di ammortamento, risultano complessivamente pari a circa 12,8 milioni di Euro, principalmente riferiti a sistemi informativi aziendali e all'acquisto di una sede operativa. 2019. Gli ammortamenti complessivi risultano 6,4 milioni di Euro.

TABELLA N° 30 | POSIZIONE FINANZIARIA NETTA ACSM-AGAM S.P.A. (€/MIGLIAIA)

Posizione Finanziaria Netta Acsm-Agam S.p.A.		31.12.2019	31.12.2018
A.	Cassa	5	10
B.	Altre disponibilità liquide	8.253	12.482
C.	Titoli detenuti per la negoziazione	-	-
D.	**LIQUIDITÀ (A+B+C)**	**8.258**	**12.492**
E.	**Crediti finanziari correnti**	**59.182**	**33.010**
F.	Debiti bancari correnti	(9.350)	(1.073)
G.	Parte corrente dell'indebitamento non corrente	(14.755)	(15.579)
H.	Altri debiti finanziari correnti	(105.463)	(63.447)
I.	**POSIZIONE FINANZIARIA CORRENTE (F+G+H)**	**(129.568)**	**(80.098)**
J.	**POSIZIONE FINANZIARIA CORRENTE NETTO (D+E+I)**	**(62.128)**	**(34.596)**
K.	Debiti bancari non correnti	(16.545)	(31.336)
L.	Obbligazioni emesse	-	-
M.	Altri debiti non correnti	(3.237)	(140)
N.	**POSIZIONE FINANZIARIA NON CORRENTE (K+L+M)**	**(19.782)**	**(31.476)**
O.	**POSIZIONE FINANZIARIA NETTA (J+N)**	**(81.910)**	**(66.072)**

Al 31 dicembre 2019 l'**indebitamento finanziario netto** risulta essere di 81,9 milioni di Euro, in incremento di 15,9 milioni di Euro rispetto al precedente esercizio. Si rinvia a quanto riportato nel seguito come commento al rendiconto finanziario per l'analisi dei movimenti.

Il totale relativo all'indebitamento finanziario corrente (voce indicata dalla lettera I del prospetto) include oltre ai debiti bancari correnti, che ammontano a 9,4 milioni di Euro (voce F) e al saldo riferito ad altri debiti finanziari correnti per Euro 105,5 milioni di Euro (voce H), anche la quota a breve dei finanziamenti a medio-lungo termine per complessivi Euro 14,8 milioni di Euro (voce G). L'incremento della voce "Altri debiti finanziari correnti" rispetto al 31 dicembre 2018 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 75,5

milioni di Euro. L'incremento di denaro caldo è correlato alla riduzione linee a MLT che non sono state rinnovate in seguito alla sottoscrizione del finanziamento BEI da 100 milioni di Euro, in precedenza citato.

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 23 e di 10 milioni di Euro.

La voce "Altri debiti non correnti" (voce M) include il *mark to market* dei due derivati al 31 dicembre 2019 per 117 mila Euro.

TABELLA N° 31 | RENDICONTO FINANZIARIO ACSM-AGAM S.P.A. RICLASSIFICATO (€/MIGLIAIA)

Rendiconto Finanziario Acsm-Agam S.p.A. Riclassificato	31.12.2019	31.12.2018
Risultato netto del periodo	**15.449**	**5.527**
Ammortamenti, svalutazioni e accantonamenti	8.921	13.539
Proventi da partecipazioni	(625)	(5.910)
Variazioni Fondi	(39.996)	(576)
Variazione delle imposte differite	394	(1.292)
Autofinanziamento	**(15.857)**	**11.288**
Variazione capitale circolante netto	(28.045)	(15.892)
Flusso di cassa della gestione corrente	**(43.902)**	**(4.604)**
Investimenti netti	20.906	(1.865)
Dividendi incassati	22.077	12.989
Flusso di cassa gestione operativa	**(919)**	**6.520**
Variazioni Patrimonio netto	(13.906)	(3.900)
Flusso di Cassa del periodo	**(14.825)**	**2.620**
Posizione Finanziaria Netta Iniziale	**(66.072)**	**(76.841)**
Effetto applicazione IFRS 16 al 01.01.2019	(1.013)	-
Posizione Finanziaria Netta da Aggregazione 1° luglio 2018	-	8.149
POSIZIONE FINANZIARIA NETTA FINE PERIODO	**(81.910)**	**(66.072)**

Il flusso di cassa netto riferito al periodo in esame è negativo per Euro 14,8 milioni. L'autofinanziamento risente della variazione fondi pari ad Euro 40 milioni, la variazione del capitale circolante ammonta a 28,0 milioni di Euro, mentre il saldo degli impieghi netti nell'attività di investimento ammonta nel 2018 20,3 milioni di Euro ed è positivo per effetto del conferimento del ramo idrico.

Dall'esercizio 2018 i dividendi incassati sono esposti separatamente ed ammontano a 22,1 milioni di Euro.

La variazione registrata nella voce "patrimonio netto" si riferisce principalmente al pagamento dei dividendi.

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

TABELLA N° 32 | 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 2019	Patrimonio netto al 31.12.2019
Importi risultanti dal bilancio individuale di Acsm-Agam S.p.A.	**15.449**	**442.366**
Eliminazione delle partecipazioni:		
- differenza tra valore di carico e patrimonio netto	2.342	19.976
- differenza di consolidamento	-	8.545
- plusvalore allocato su cespiti Serenissima Gas	(700)	15.632
- PPA AEVV Farmacie	272	(1.435)
- PPA Varese Risorse	(266)	2.371
- risultato del periodo delle società controllate:	23.913	-
- storno dividendi infragruppo	(22.220)	-
Altre	-	(13)
Storno quote di competenza degli azionisti di minoranza	(224)	(8.609)
Importi risultanti dal bilancio consolidato:		
- di spettanza del Gruppo	***18.566***	***478.832***
- di spettanza di Terzi	***224***	***8.609***
TOTALE	**18.790**	**487.441**

EVENTI RILEVANTI DEL 2019

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, sulla scorta di un parere rilasciato allo stesso nel 2018 – relativo al 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 (conferito in Acsm-Ambiente S.r.l. post Fusione) 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, con ricorso al TAR Lombardia, gli atti posti in essere dal Comune di Varese per illegittimità dei provvedimenti assunti dallo stesso. La sentenza del TAR Milano, che ha accolto le ragioni del Comune di Varese, è stata pubblicata in data 16 luglio 2019.

La Società ha impugnato la sentenza avanti il Consiglio di Stato ritenendo che la stessa non abbia adeguatamente ponderato le proprie ragioni, sia sotto il profilo procedurale che di merito. Nel corso del mese di luglio è pervenuta comunicazione della aggiudicazione definitiva della gara ad altro operatore. La Società ha impugnato tale aggiudicazione avanti al TAR, ritenendo che contenga illegittimità tali da escludere l'operatore risultato aggiudicatario. Il Presidente della sezione Tar, nella trattazione del merito della causa alla prima udienza del 5 dicembre 2019, ha rinviato la causa all'udienza del 20 maggio 2020, con possibile differimento nel caso in cui a tale data non fosse giunta la sentenza di Appello sulla scadenza al 2030 della concessione, accogliendo solo ora la richiesta di Acsm Agam Ambiente di discutere dopo la udienza al consiglio di stato stesso.

In data 13 febbraio 2020 la Società ha provveduto a firmare su impulso del Comune di Varese un atto di proroga tecnica dell'originario Contratto di servizio esistente e oggetto di contenzioso quanto alla sua asserita scadenza naturale, al solo fine di assicurare il regolare svolgimento del servizio di igiene ambientale, non suscettibile di interruzione, nelle more dei giudizi pendenti, nonchè al fine di garantire la regolazione delle partite creditorie della Società nei confronti del Comune a fronte del servizio svolto nel corso dell'esercizio 2019 e 2020 che il Comune strumentalmente ne aveva contestato la titolarità contrattuale. La firma del contratto lascia tuttavia impregiudicate le rispettive posizioni così come espresse ed argomentate in sede giudiziale.

Sul punto si rinvia anche alle Note Esplicative alla presente Relazione finanziaria annuale consolidata, paragrafo "Contenziosi e passività potenziali".

PERFEZIONATA LA CESSIONE DELLA PARTECIPAZIONE DETENUTA IN COMMERCIALE GAS & LUCE S.R.L.

Al 31 dicembre 2018 la partecipazione detenuta in Commerciale Gas & Luce S.r.l., pari al 25% del capitale sociale era stata riclassificata tra le "attività destinate alla vendita" per 2,9 milioni di Euro. Tale partecipazione è stata successivamente ceduta nel corso del mese di gennaio 2019, con realizzo di un plusvalore pari al 0,6 milioni di Euro.

INCREMENTO PARTECIPAZIONE DETENUTA IN ENERXENIA S.P.A.

Nel corso del mese di aprile 2019 Acsm-Agam S.p.A. ha finalizzato con Asme S.p.A. l'acquisizione dell'intera partecipazione detenuta dalla stessa in Enerxenia S.p.A., pari al 5,32% del capitale sociale partecipando alla procedura ad evidenza pubblica esperita dalla stessa Asme S.p.A.. Per effetto dell'operazione la quota detenuta da Acsm Agam in Enerxenia passa dal 92,65% al 97,97% del capitale sociale.

ASSEMBLEA ORDINARIA APPROVAZIONE BILANCIO 2018, DIVIDENDI E NOMINA COLLEGIO SINDACALE

L'Assemblea degli Azionisti tenutasi in data 10 maggio 2019, in sede di approvazione del bilancio 2018, ha approvato la distribuzione di un dividendo lordo pari a Euro 0,07, che è stato 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.

L'Assemblea degli Azionisti ha inoltre provveduto a nominare il nuovo Collegio Sindacale della Società, che rimarrà in carica sino all'approvazione del bilancio al 31 dicembre 2021 e precisamente:

- Lucia Milani (Presidente del Collegio Sindacale) - eletta dalla lista n. 1
- Roberta Ricco (Sindaco Effettivo) - eletta dalla lista n. 3
- Paolo Lanzara (Sindaco Effettivo) - eletto dalla lista n. 3
- Annalisa Donesana (Sindaco supplente) - eletta dalla lista n. 3
- Cristian Zanin (Sindaco Supplente) - eletto dalla lista n. 1.

Hanno votato a favore della lista n. 3 - presentata dai soci A2A S.p.A., Lario Reti Holding S.p.A., Comune di Monza, Comune di Como, Comune di Sondrio, titolari di n. 175.070.270 azioni rappresentanti il 88,71% del capitale sociale – gli azionisti portatori in proprio o per delega di n. 175.071.270 azioni pari al 88,71% del capitale sociale.

Hanno votato a favore della lista n. 1 – presentata dai soci Hermes Linder Fund SICAV PLC, Altinum Fund SICAV PLC, Praude Total Return Fund gestiti da Praude Asset Management Limited, titolari di n. 3.679.762 azioni rappresentanti il 1,86% del capitale sociale gli azionisti portatori, in proprio o per delega di n. 6.489.945 azioni pari al 3,28% del capitale sociale.

L'Assemblea ha altresì deliberato i relativi compensi.

Il Collegio Sindacale ha riferito in merito all'esito positivo della verifica dei requisiti di indipendenza ai sensi dell'art. 8 c.1 del Codice di Autodisciplina delle società quotate, con riferimento al Collegio Sindacale nominato dall'Assemblea dei soci del 10 maggio scorso. In data 26 novembre il dott. Lanzara, Sindaco della Società, ha rassegnato le proprie dimissioni. In data 2 dicembre 2019 il Sindaco Supplente dott. Cristian Zanin ha declinato l'invito a ricoprire il ruolo di sindaco effettivo, pertanto è subentrata nel ruolo di Sindaco Effettivo la dott.ssa Annalisa Donesana con decorrenza dal 3 dicembre 2019.

La stessa Assemblea ha inoltre nominato la società EY S.p.A. per la revisione dei Bilanci del Gruppo Acsm Agam per gli esercizi 2019-2027.

ACQUISIZIONE DI RAMI DI AZIENDA DI IGIENE URBANA 2019 E 2020

In data 25 giugno 2019 la controllata Acsm Agam Ambiente S.r.l. ha acquisito da terze parti un ramo d'azienda operante nel settore dell'igiene urbana che serve 10 mila abitanti ed è operativo in 10 Comuni della provincia di Como. L'acquisizione ha avuto efficacia a partire dal 1° luglio 2019.

Nell'esercizio 2020, la Società ha acquisito, con atto del 21 febbraio 2020, il ramo d'azienda dell'impresa familiare Abbate Arnaldo Ernesto, adibito alla raccolta e al trasporto di rifiuti urbani operante nel comune di Griante. L'acquisto di ramo di azienda sarà efficace a partire dal 1° marzo 2020.

CONFERIMENTO DEL RAMO AZIENDA SERVIZIO IDRICO IN AARGA

In data 27 giugno 2019 Acsm Agam S.p.A. ha sottoscritto l'atto di conferimento in Acsm Agam Reti Gas Acqua S.p.A. (AARGA) del ramo d'azienda afferente alla gestione del servizio idrico di Como, Brunate e Cernobbio.

L'atto ha avuto efficacia dal 1° luglio 2019, data a partire dalla quale è venuto meno il contratto di affitto di ramo d'azienda in essere tra AARGA la Capogruppo.

Per quanto riguarda la concessione di Cernobbio, nel corso del 2018 è stata avviata dall'ATO di Como la procedura per la cessione dei cespiti di proprietà Acsm Agam alla Como Acqua, alla scadenza della concessione (31 dicembre 2019).

MESSINA IN LUCE S.C.A.R.L.

In data 30 luglio è stata costituita la società consortile a responsabilità limitata Messina in Luce S.c.a.r.l., con oggetto il coordinamento e lo svolgimento in forma unitaria di tutte le attività delle imprese socie necessarie ai fini dell'esecuzione dell'appalto aggiudicato ai consorziati dal Comune di Messina, concernente il servizio di efficientamento e gestione pluriennale degli impianti di illuminazione pubblica mediante ammodernamento tecnologico e *relamping*. Il capitale sociale è di Euro 20.000, suddiviso in quote e sottoscritto come segue: "Varese Risorse S.p.A." Euro 11.000, "A2A Illuminazione Pubblica S.r.l." Euro 3.000, "DI BELLA COSTRUZIONI S.r.l." Euro 6.000.

LIQUIDAZIONE CONSORZIO SOERA ENERGY CALOR (JOINT VENTURE)

In data 29 ottobre 2019 è stata deliberata la messa in liquidazione del consorzio SOERA ENERGY CALOR.

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

FUSIONE PER INCORPORAZIONE DI ENERXENIA IN ACEL ENERGIE E DI LARIO RETI GAS IN AARGA

Il c.d. Modello organizzativo/territoriale "a tendere", così come approvato dagli organi societari dei soggetti giuridici coinvolti nell'Aggregazione, prevede poli territoriali per *business* presidiati da un'unica società operativa (cd. Societarizzazione delle Business Unit), ovviamente laddove non precluso da normative, ad esempio regolatorie.

Oltre al citato conferimento idrico, già effettuato con effetto 1° luglio 2019, con efficacia 1° gennaio 2020, sono state realizzate le fusioni delle 2 società di Vendita e di 2 società Reti Distribuzione Gas, che porteranno il Gruppo verso il modello a tendere.

In particolare, in data 18 ottobre 2019 le assemblee delle società partecipanti hanno deliberato la fusione per incorporazione di Enerxenia in Acel Energie S.r.l. e di Lario Reti Gas in AARGA S.p.A. che a partire dal 1° gennaio 2020 ha modificato la propria denominazione sociale in LeReti.

EVENTI SUCCESSIVI

CONTRATTO DI AFFITTO CENTRALI IDROELETTRICHE

A seguito dell'Operazione di fusione per incorporazione di A2A Idro4 in Acsm Agam, quest'ultima è subentrato nella titolarità di n. 5 concessioni di derivazione per l'esercizio di n. 4 impianti idroelettrici, aventi scadenza nel 2029. Prima della fusione, A2A Idro4, aveva sottoscritto alcuni contratti con A2A, finalizzati a consentire il funzionamento operativo della stessa. Tali contratti sono rimasti in vigore nei confronti di ACSM-AGAM nel corso del 2019; in particolare, si tratta di a) un contratto avente ad oggetto la fornitura del servizio di teleconduzione degli impianti, avente una durata di due anni dal 1 aprile 2018 e rinnovo automatico per successivi periodi di due anni, salvo disdetta; (b) un contratto avente ad oggetto la cessione di energia elettrica e la fornitura di servizi di *energy management*, avente durata fino al 31 dicembre 2018 e rinnovo automatico per successivi periodi di un anno, salvo disdetta; (c) un contratto avente ad oggetto la fornitura del servizio di gestione operativa di impianti, avente durata fino al 1 aprile 2020 e rinnovo automatico per successivi periodi di due anni, salvo disdetta. Gli impianti gestiti sono 4: Cremia, Rescia, Gravedona e San Pietro Sovera. I primi due impianti beneficiano rispettivamente del cosiddetto ritiro dedicato e tariffa omnicomprensiva con prezzo amministrato dell'energia elettrica prodotta e immessa in rete, mentre Gravedona e San Pietro Sovera vendono l'energia a prezzi di mercato.

In seguito alla dinamica registrata nel 2019 sia in termini di climatica (la quasi totalità delle centrali si configurano come impianti "ad acqua fluente") che di prezzo dell'energia elettrica che insieme hanno prodotto impatti negativi sui risultati del comparto nel Gruppo, stante la limitatezza e la tipologia del portafoglio di centrali idroelettriche del Gruppo, le parti hanno raggiunto un accordo per modificare, limitatamente alle Centrali che vendono a prezzi di mercato, i tre contratti sopracitati confluiti nell'ambito della fusione per incorporazione, sostituendoli con la sottoscrizione di un unico contratto di affitto con durata sino alla scadenza della concessione (2029) con riconoscimento alla Società Acsm Agam a titolo di corrispettivo di un canone annuale pari a 5,6 milioni di Euro, fisso per l'intera durata contrattuale.

Sulla base di tale accordo, la Società vedrà la stabilizzazione delle *performance* economiche connesse all'attività delle due centrali, potendo trasferire ad altro soggetto i rischi e simmetricamente le opportunità, connesse alla dinamica degli agenti atmosferici ed alle oscillazioni dei prezzi di mercato. La Società manterrà per contro la titolarità degli impianti con la responsabilità della manutenzione straordinaria degli stessi.

APPROVAZIONE BUSINESS PLAN 2020-2024

In data 16 marzo 2020 il Consiglio di Amministrazione ha esaminato e approvato il Business Plan 2020-2024 del Gruppo Acsm Agam. Il Business Plan, in continuità con le linee strategiche tracciate con l'Aggregazione, rafforza ulteriormente le solide basi delle attività tradizionali, sviluppando in particolare i progetti green e innovativi, privilegiando la sostenibilità e la valorizzazione dei territori di riferimento. Gli investimenti previsti, pari a 343,5 milioni di Euro in arco piano, garantiscono valore e continuità sviluppando in particolare le tecnologie sostenibili ed innovative.

ASSEMBLEA ORDINARIA DI APPROVAZIONE DEL BILANCIO 2019

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 2019 in data 11 maggio 2020.

EVOLUZIONE PREVEDIBILE DELLA GESTIONE

Con riferimento allo stato di emergenza connesso al COVID-19 al momento non risulta ancora possibile effettuare una stima ragionevole degli impatti sull'esercizio 2020. Il Gruppo Acsm Agam ha tempestivamente messo in atto una serie di iniziative per assicurare la continuità operativa al fine di garantire alla popolazione dei suoi territori i servizi essenziali (raccolta e smaltimento rifiuti, distribuzione gas, elettricità e acqua, teleriscaldamento, gestione calore, farmacie, ecc.) e per proteggere la salute delle persone che lavorano per il Gruppo e con il Gruppo (es. clienti, fornitori, ecc.), nonché per adeguarsi alle dispozioni emanate dagli organismi competenti.

Nonostante le difficoltà e le incertezze causate a livello internazionale dal diffondersi del COVID-19, grazie alla sua solidità finanziaria, appena le condizioni lo permetteranno, intende proseguire le attività di investimento e gestionali nel breve e medio periodo, perseguendo gli obiettivi di consolidamento e sviluppo dei propri *business*, in linea con il piano strategico 2020 - 2024, recentemente approvato, anche grazie al forte radicamento territoriale ed alla importante diversificazione del portafoglio delle attività gestite e potendo beneficiare di un tangibile rafforzamento sotto il profilo finanziario e patrimoniale conseguito con l'Aggregazione.

PROPOSTA IN MERITO ALLE DELIBERAZIONI SUL BILANCIO AL 31 DICEMBRE 2019

Signori Azionisti,

sottoponiamo alla Vostra approvazione il bilancio Acsm-Agam S.p.A. al 31 dicembre 2019 che chiude con un utile d'esercizio pari a Euro 15.449.061,98.

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

- Euro 772.453,10 pari al 5%, a riserva legale;
- Euro 14.676.608,88 a dividendi.

Il Consiglio di Amministrazione propone inoltre di distribuire ulteriori dividendi per Euro 1.110.894,64 attingendo da "riserva utili a nuovo". I dividendi complessivi risultano pertanto pari a Euro 15.787.503,52.

Il dividendo unitario lordo è quindi pari a Euro 0,08 per azione e verrà messo in pagamento il 24 giugno 2020 (data stacco cedola, numero 20, 22 giugno 2020 e *record date* 23 giugno 2020), secondo calendario di borsa.

Per il Consiglio di Amministrazione:

Monza, 16 marzo 2020

Il Presidente

Paolo Giuseppe Busnelli

L'Amministratore Delegato

Paolo Soldani

www.acsm-agam.it