Acsm Agam
L'ENERGIA CHE UNISCE

2020 | 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

AZIONARIATO 11

ANDAMENTO DEL TITOLO 12

PRINCIPALI INDICATORI ALTERNATIVI DI PERFORMANCE 13

DATI SIGNIFICATIVI 14

- Sintesi dei dati economici 14
- Margine Operativo Lordo - Sintesi per Business Unit 15
- Sintesi dei dati patrimoniali 16

ANDAMENTO DELLA GESTIONE 2020 17

INVESTIMENTI DEL GRUPPO 19

SINTESI DELLA SITUAZIONE ECONOMICA PATRIMONIALE E FINANZIARIA CONSOLIDATA 20

ANALISI DEI RISULTATI PER BUSINESS UNIT 23

- Business Unit Vendita 23
- Business Unit Reti 24
- Business Unit Energia e Tecnologie Smart 26
- Business Unit Ambiente 29
- Corporate e altro 30

SINTESI ECONOMICO-PATRIMONIALE E FINANZIARIA DELLA CAPOGRUPPO ACSM-AGAM S.P.A. 31

EVENTI DI RILIEVO DEL 2020 36

EVENTI SUCCESSIVI AL 31 DICEMBRE 2020 39

QUADRO NORMATIVO E REGOLAMENTARE DI RIFERIMENTO 2020 40

- Green Deal UE 40
- Tassonomia per gli Investimenti Sostenibili 41
- Business Unit Energia e Tecnologie Smart 41
- Business Unit Vendita 44
- Business Unit Ambiente 47
- Business Unit Reti 51

INFORMAZIONI DI RISCHIO QUALITATIVE 61

ALTRE INFORMAZIONI 67

- Impegno Sostenibile 67
- Assenza di attività di direzione e coordinamento 68
- Rapporti con Parti Correlate 68
- Continuità Aziendale 68
- Azioni Proprie 69
- Attività di Ricerca e Sviluppo 69
- Relazione sul Governo Societario 69
- Semplificazione normativa adottata dalla Consob: adesione al regime Opt-Out 69

EVOLUZIONE PREVEDIBILE DELLA GESTIONE 70

PROPOSTA IN MERITO ALLE DELIBERAZIONI SUL BILANCIO AL 31 DICEMBRE 2020 71

LETTERA DEL PRESIDENTE

Gentili Soci,

Anche quest'anno abbiamo avuto una sola convinzione: ***essere protagonisti sempre***, nonostante le avversità, con atteggiamento propositivo e la capacità di iniziativa di un Gruppo che fonda la propria mission su due pilastri: la crescita sostenibile e lo sviluppo a fianco e a beneficio dei territori.

Il 2021 si è aperto con le stesse condizioni di emergenza dello scorso anno, legate alla pandemia e alle doverose restrizioni introdotte al fine di contenerla. *La policy* di Acsm Agam è stata guidata dalla responsabilità sociale di impresa: il Gruppo non si è limitato alla resilienza ma ha invece messo in campo intraprendenza, attenzione, risorse, perseguendo l'ambizioso obiettivo di fungere da volano al fine di tutelare i propri dipendenti e contribuire alla ripresa del tessuto socio-economico e delle comunità locali.

Meritano di essere subito sottolineati due fatti importanti, non meramente simbolici, che testimoniano la proattività del Gruppo: nelle scorse settimane abbiamo varato un Piano Industriale che libera 437 milioni di investimenti in cinque anni e abbiamo siglato un accordo strategico con fondazione Cariplo con cui abbiamo partecipato alla costituzione di un fondo da 2 milioni di euro, destinato a sostenere, nei singoli territori, le iniziative volte a contrastare le diverse forme di povertà': economica, alimentare e cognitiva.

Due segnali forti che si accompagnano alla scelta di proporre con il bilancio 2020 un dividendo importante - in linea con quello antecedente la pandemia stessa - contribuendo a supportare la ripresa ad ogni livello e a rafforzare il nostro ruolo di *partner* delle province in cui operiamo, all'insegna della tradizionale vicinanza ai bisogni e alle aspettative delle comunità locali.

Il nostro Gruppo cresce in maniera costante, sia nel perimetro geografico, sia nella massa critica delle attività, grazie anche al decisivo supporto del nostro partner industriale A2A.

Nell'assemblea odierna variamo anche il nuovo Bilancio di sostenibilità che è il documento che raffigura la nostra capacità di coniugare sviluppo e sostenibilità.

Gli esempi sono concreti. Pensiamo alle infrastrutture per la mobilità elettrica, all'efficientamento delle reti di distribuzione; alla valorizzazione dei rifiuti; alla diffusione dell'energia pulita del riscaldamento; agli interventi per la riqualificazione energetica dei condomini e degli impianti pubblici (il mese scorso è stato avviato il cantiere del Palaghiaccio di Varese). Il Gruppo Acsm Agam promuove un *business* improntato all'economia circolare, in cui l'uso oculato delle risorse e la valorizzazione dei consumi costituiscono le linee guida di una politica societaria che mantiene stabilmente al centro i clienti, le famiglie, le amministrazioni locali, le imprese.

È questa l'occasione per ringraziare i soci, che sempre hanno dato fiducia alle nostre politiche di sviluppo, e sostenuto l'anima green di un Gruppo intraprendente che ha conseguito risultati importanti e non smette di perseguire nuovi obiettivi.

Questo bilancio completa il primo mandato della nuova Acsm Agam, frutto dell'aggregazione di numerose *utilities* dei territori del nord Lombardia con il proposito di generare valore.

La gestione operativa dello scorso anno - rispetto al 2019 - presenta un forte incremento del margine operativo lordo prima delle partite non ricorrenti, che si attesta a

75,5 milioni di euro (era di 66,2 milioni di euro nell'esercizio precedente). Un risultato compensato dalla ripresa del termovalorizzatore di Como dopo il *revamping* della seconda linea di combustione e dagli effetti delle azioni di contenimento dei costi attuate proprio al fine di mitigare gli effetti della pandemia.

Al 31 dicembre 2020 l'indebitamento finanziario netto è superiore ai 148 milioni di euro, in incremento rispetto al 31 dicembre 2019, in conseguenza principalmente dell'incremento del capitale immobilizzato per effetto proprio dei maggiori investimenti.

In correlato incremento anche il rapporto tra indebitamento finanziario netto e patrimonio netto (il cosiddetto *leverage*) che al 31 dicembre 2020, è di 0,30 (0,25 nel 2019). Rispetto all'indebitamento a medio-lungo termine, all'inizio dello scorso anno è stata erogata la prima tranche da 50 milioni del finanziamento Acsm Agam *Energy Efficiency and Climate Action*, sottoscritto con la Banca Europea. Lo scorso febbraio 2021 è stata erogata una seconda *tranche* per 25 milioni.

Nel 2020, abbiamo investito più del previsto, oltre 73 milioni di euro; mettendo a terra risorse nel potenziamento delle reti e degli impianti (38,5 milioni); nel teleriscaldamento, nell'efficientamento energetico, nella illuminazione pubblica e nella mobilità elettrica (17,0 milioni); nell'ambiente (7 milioni); nella vendita (4,0 milioni) per sostenere le azioni e le campagne finalizzate all'acquisizione di nuovi clienti, oltre a sistemi informativi a supporto della digitalizzazione. Come Corporate sono stati realizzati investimenti per 6,7 milioni, dedicati anche allo sviluppo di sistemi informativi che rispondono all'indirizzo di progressiva dematerializzazione e al tempo stesso ai costanti processi di integrazione di una realtà, la nostra, che ha fatto rete fra *utilities*, *business*, e territori diversi. Nei due anni e mezzo dalla nascita della "nuova Ascm-Agam", sono stati investiti sui nostri territori circa 166 milioni di Euro.

Ho citato spesso gli investimenti, quelli imminenti e già messi in campo, perché determinano il profilo di un Gruppo ambizioso, dinamico, visionario.

Ma l'investimento più importante è sempre quello nelle persone, nei dirigenti, nei dipendenti, nei collaboratori. L'orgoglio e la soddisfazione di lavorare insieme per la nostra Azienda sono difficilmente quantificabili, ma si respirano quotidianamente.

Nel mio saluto di fine mandato come Presidente, voglio ringraziare ciascuno di voi. La consapevolezza e lo slancio di Acsm Agam sono il frutto di ogni singolo apporto quotidiano e del grande senso di partecipazione che anima il nostro Gruppo: credo che un ruolo importante sia da attribuire alla formazione, in cui tanto crediamo e sulla quale abbiamo investito in modo consistente.

Samanta Cristoforetti - prima donna inserita nei programmi dell'Agenzia Spaziale Europea - ha dichiarato che "L'addestramento degli astronauti deve trasformare l'eccezionale in ordinario": noi siamo già andati molto lontano, oltre le aspettative in così poco tempo.

Riconoscerlo è la maniera migliore di non porsi limiti di ulteriore sviluppo e di ulteriore crescita: **generare valore è la nostra energia**.

Il Presidente

Paolo Busnelli

IL GRUPPO E LE ATTIVITÀ GESTITE

Il Gruppo Acsm Agam, anche grazie all'aggregazione del 2018, ha considerevolmente ampliato le proprie attività, sia in termini territoriali che di *business*, avviando in modo significativo l'illuminazione pubblica ed i servizi *smart* (reti radiofrequenza *LoraWan*, *metering*, *parking, security*), la mobilità elettrica, e gli impianti di microcogenerazione.

Le attività del Gruppo Acsm Agam sono organizzate per *business* omogenei:

- **Vendita**: questa Business Unit gestisce la vendita di gas ed energia elettrica tramite la società controllata Acel Energie S.r.l.[1].
- **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. installazione di colonnine elettriche, reti in radiofrequenza), microgenerazione, illuminazione pubblica e teleriscaldamento, tramite le società controllate AEVV Impianti S.r.l., Comocalor S.p.A., Varese Risorse S.p.A. e, da luglio 2019, anche Messina Gas e Luce S.c.a.r.l..
- **Ambiente**: la Business Unit gestisce le attività di igiene urbana e di termovalorizzazione dei rifiuti, tramite la società controllata Acsm Agam Ambiente S.r.l..
- **Reti**: la Business Unit, tramite le società controllate Lereti S.p.A.[2], Serenissima Gas S.p.A. e Reti Valtellina Valchiavenna S.r.l., gestisce servizi di distribuzione gas, energia elettrica e servizio idrico.

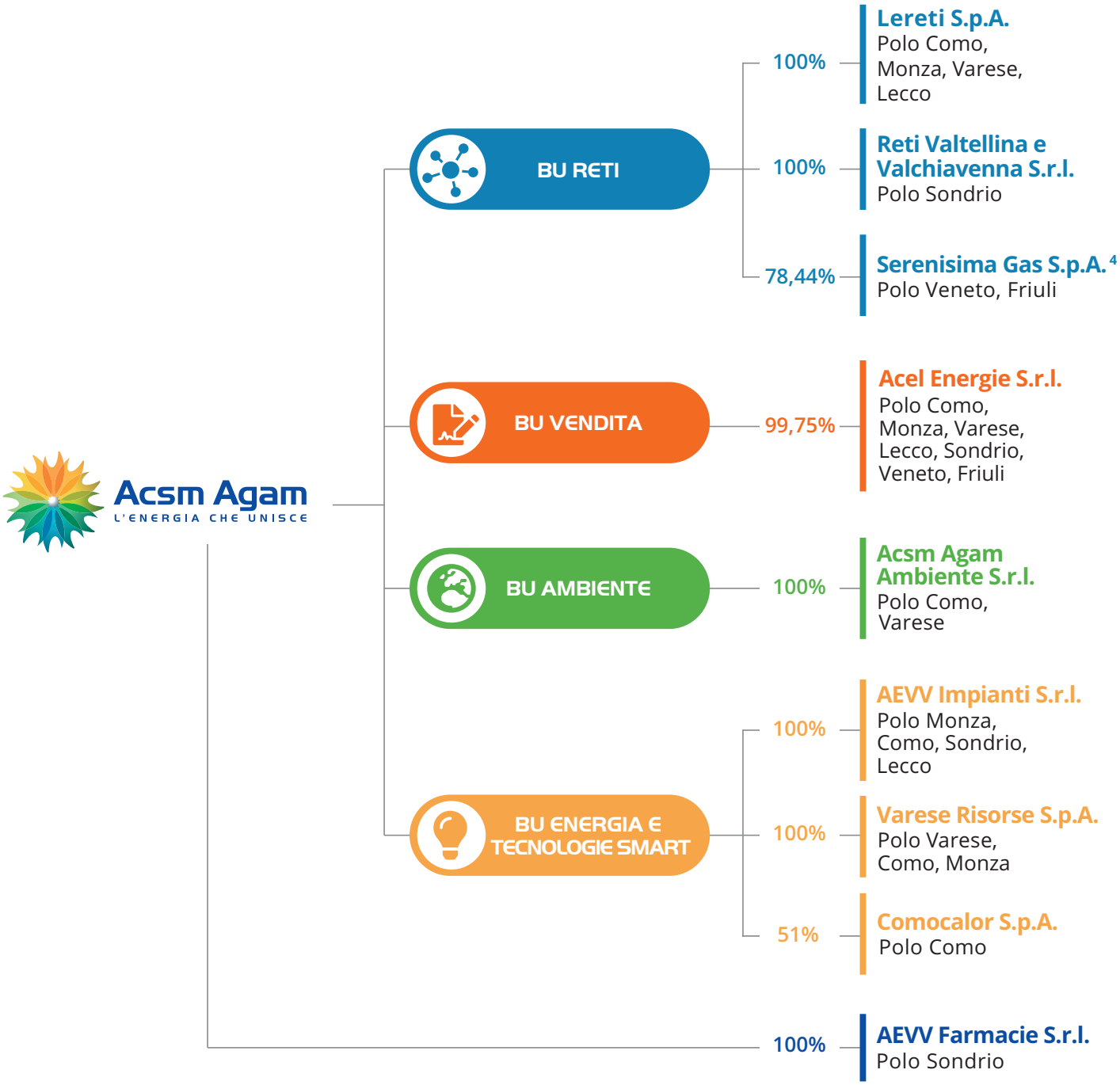
Il Gruppo, nel dettaglio, risulta attivo nei seguenti territori:

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

[1] Dal primo gennaio 2020 sono decorsi gli effetti della fusione per incorporazione di Enerxenia in Acel Energie S.r.l..

[2] Dal primo gennaio 2020 sono decorsi gli effetti della fusione per incorporazione di Lario Reti Gas in AARGA S.p.A. che, in pari data, ha inoltre modificato la propria denominazione sociale in Lereti.

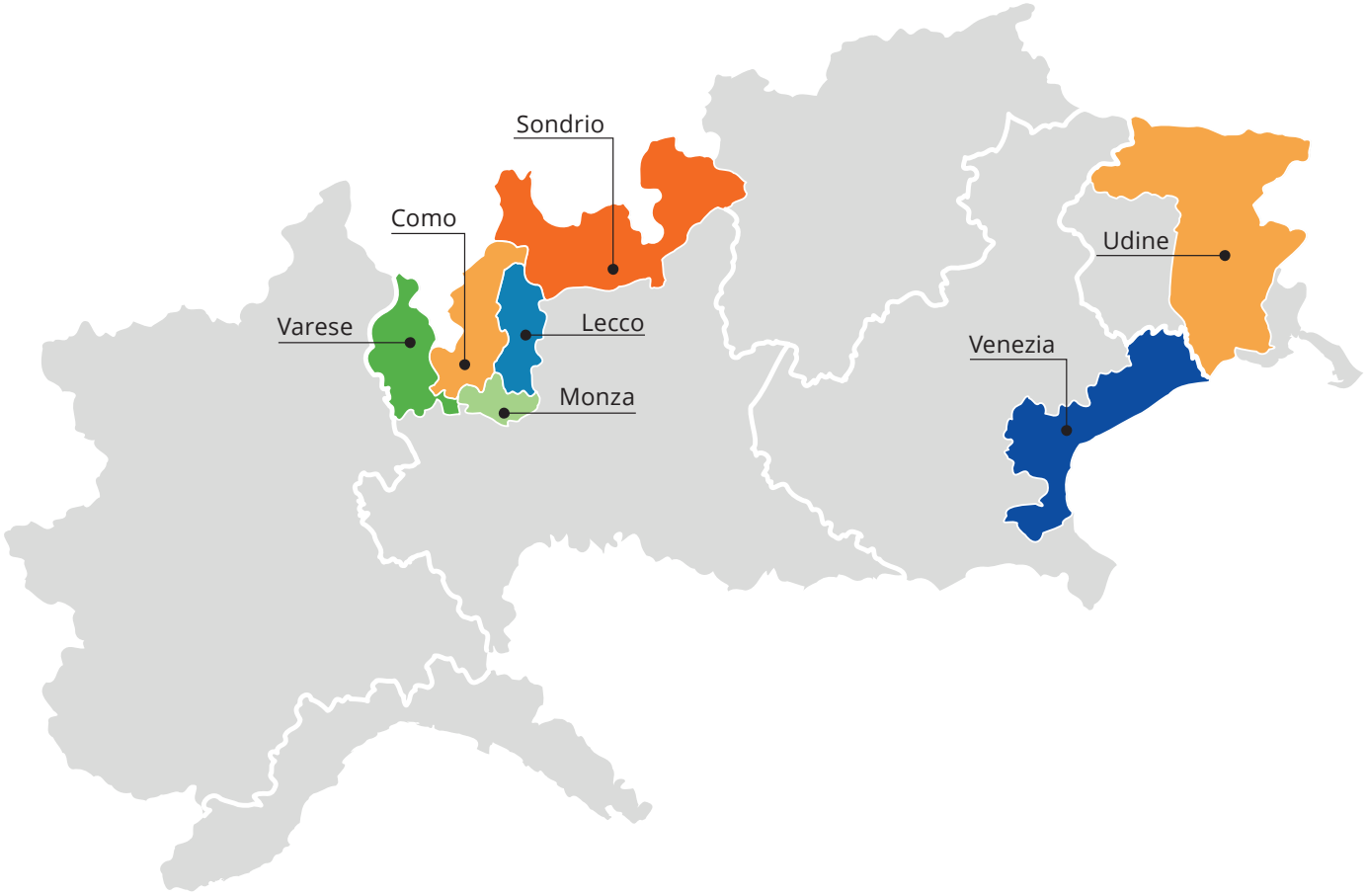
STRUTTURA DEL GRUPPO ACSM AGAM[3]



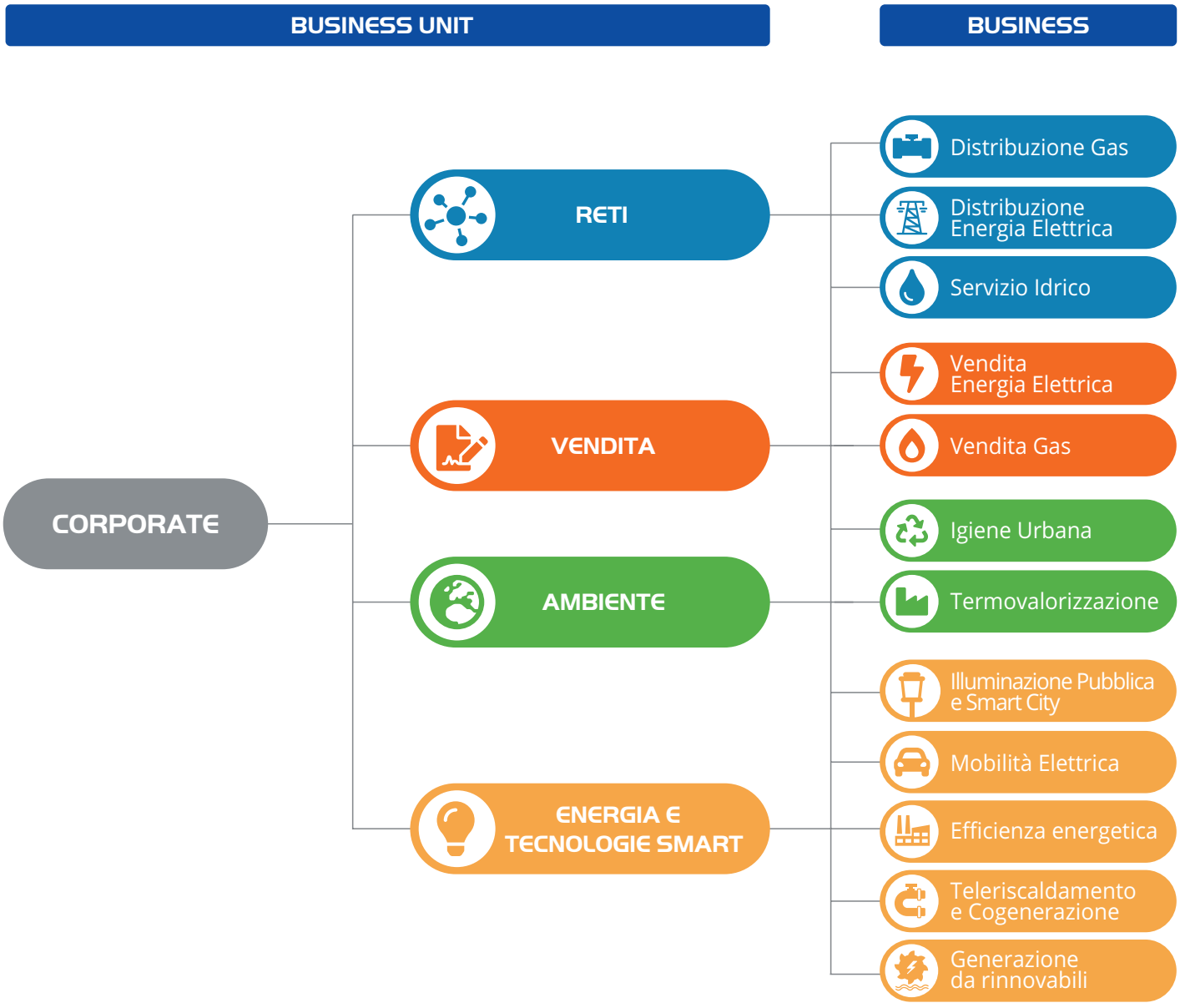
[3] Lo schema rappresentato non espone le partecipazioni non controllate detenute dal Gruppo Acsm Agam (c.d. "Partecipazioni collegate" e "altre partecipazioni").
[4] La quota di consolidamento è pari a 79,37% ed include anche la quota del 1,17% di azioni proprie di Serenissima Gas.

CORPORATE HIGHLIGHTS

PRESENZA SUL TERRITORIO DEL GRUPPO ACSM AGAM



PRINCIPALI ATTIVITÀ GESTITE DAL GRUPPO



PRINCIPALI DATI GESTIONALI PER BUSINESS UNIT	31.12.2020	31.12.2019
Gas venduto (mln m³)	431,5	466,3
N° clienti gas (PDR migliaia)	246,7	254,2
Energia elettrica venduta (GWh)	369,1	378,6
N° clienti energia elettrica (PDR migliaia)	84,8	71,4
Gas distribuito (mln m³)	568,9	607,4
N° utenti (PDR migliaia)	313,3	314,2
Km di rete	3.276	3.260
Energia elettrica distribuita (GWh)	153,0	161,5
N° utenti (POD migliaia)	25,8	25,8
Km di rete	570	560
Volumi acqua (mln m³)	27,2	28,4
N° clienti (migliaia)	85,2	83,6
Km di rete	1.695	1.694

PRINCIPALI DATI GESTIONALI PER BUSINESS UNIT	31.12.2020	31.12.2019
Teleriscaldamento: en. termica venduta (GWht)	217	219
Teleriscaldamento: en. elettrica prodotta (GWhe)	30	30
Impianti gestiti Gestione Calore (n°)	205	231
Generazione: energia prodotta (GWhe)	21,4 [5]	85,2
Illuminazione pubblica: punti luce (n° proquota)	41.418	29.667
Mobilità elettrica (N° di colonnine)	65	0
Volumi smaltiti termovalorizzatore (K ton)	90,2	65,6
Energia elettrica venduta (GWhe)	26,6	11,5
Energia termica venduta (GWht)	27,5	27,0
Abitanti serviti (migliaia)	196,5	185,1
Volumi raccolti (K ton)	105	90

[5] Dal primo aprile 2020 per due delle quattro centrali idroelettriche è attivo il contratto di affitto con A2A (vedi Eventi di rilevo), che ha comportato la naturale e conseguente flessione della produzione dei quantitativi di energia prodotta 2020 vs. 2019.

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

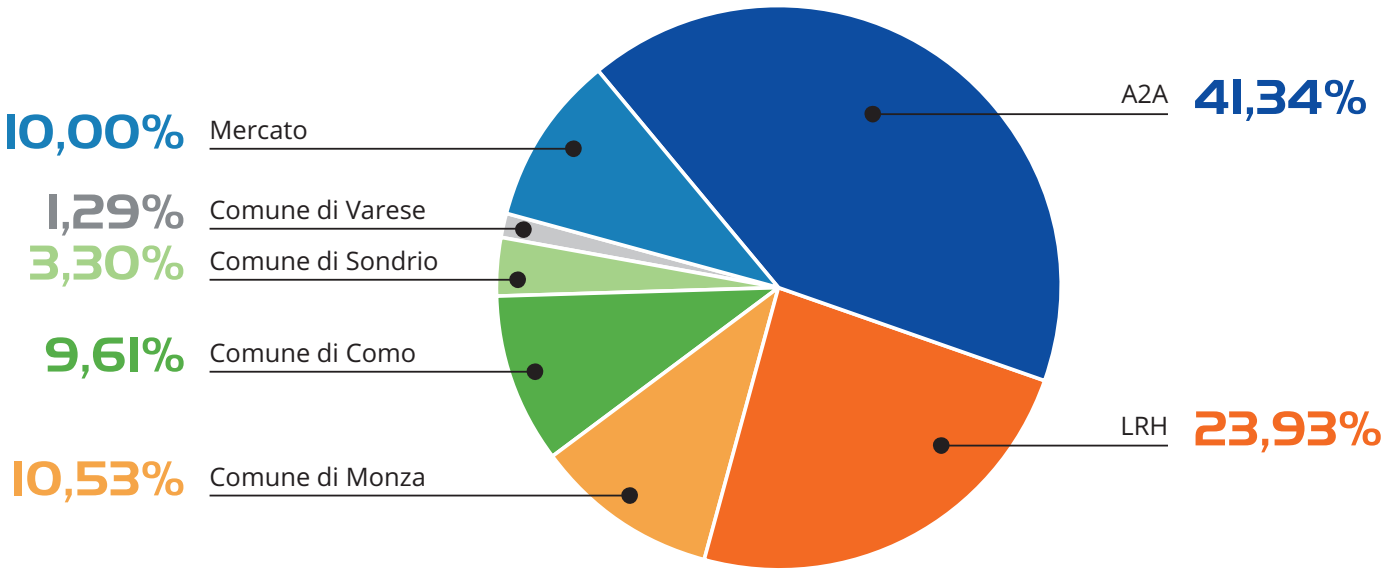
COLLEGIO SINDACALE	In carica sino all'approvazione del bilancio al 31 dicembre 2021
Presidente	Lucia Milani
Sindaco	Roberta Ricco
Sindaco	Giovanni Casartelli [6]

SOCIETÀ DI REVISIONE	In carica sino all'approvazione del bilancio al 31 dicembre 2027
	EY S.p.A.

[6] L'Assemblea degli Azionisti, in data 11 maggio 2020, ha provveduto a integrare il Collegio Sindacale della Società nominando il dottor Giovanni Casartelli come sindaco effettivo, in sostituzione della dottoressa Annalisa Donesana, e un sindaco supplente. Sul punto si rinvia anche al paragrafo "Eventi di rilievo del 2020".

AZIONARIATO

GRAFICO N° 01 | PRINCIPALI AZIONISTI AL 31 DICEMBRE 2020

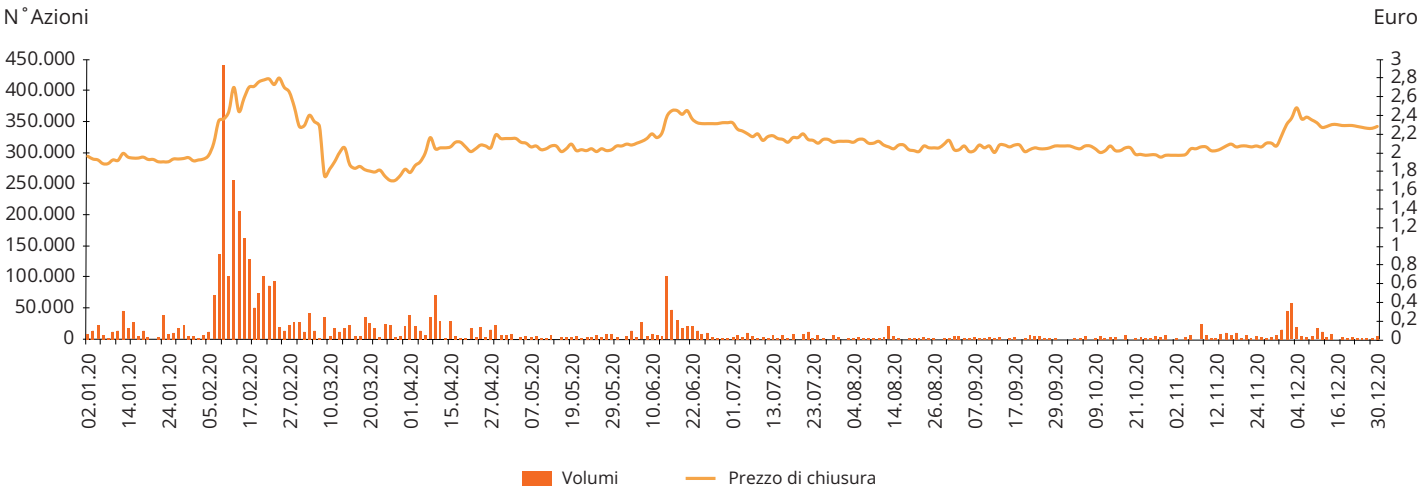


Si segnala che il patto parasociale stipulato in data 30 marzo 2018 tra A2A, Lario Reti Holding, il Comune di Monza, il Comune di Como, il Comune di Sondrio e il Comune di Varese (i "Soci Pattisti") è stato tacitamente rinnovato per un periodo di ulteriori 3 anni con efficacia a partire dalla data di scadenza del 30 giugno 2021. Le azioni ordinarie complessivamente interessate dal patto parasociale e le percentuali dei soci paciscenti rimangono invariate[7]. Per una più ampia descrizione del patto parasociale, si rinvia alle informazioni essenziali resi disponibili sul sito internet di Acsm Agam **www.acsm-agam.it**, nella sezione *Governance* - Patto parasociale.

[7] N° azioni interessate dal patto e soci paciscenti: A2A S.p.A. n. 81.582.368 azioni ordinarie di Acsm-Agam S.p.A. (la "Società"), pari al 41,34% del capitale sociale, Lario Reti Holding S.p.A. n. 47.226.608 azioni ordinarie della Società, pari al 23,93%, Comune di Monza, n. 20.781.952 azioni ordinarie della Società, pari al 10,53% del capitale sociale, Comune di Como, n. 18.972.000 azioni ordinarie della Società, pari al 9,61% del capitale sociale, Comune di Sondrio n. 6.507.343 azioni ordinarie della Società, pari al 3,30%, Comune di Varese n. 2.539.144 azioni ordinarie della Società, pari al 1,29%.

ANDAMENTO DEL TITOLO

GRAFICO N° 02 | ANDAMENTO DEL TITOLO



Lo scenario nazionale ed internazionale è impattato significativamente dagli effetti del Covid-19, che ha determinato un drastico peggioramento delle prospettive di crescita a livello globale. Anche i mercati finanziari hanno risentito del contesto che si è tradotto in un significativo aumento della volatilità (severa caduta degli indici di borsa dall'inizio della pandemia, con successiva ripresa).

L'andamento del valore dell'azione ha fatto registrare un incremento pari al 16%, in netta controtendenza rispetto ai principali indici del MTA (Mercato Telematico Azionario) evidenziando il valore difensivo del comparto delle *Utilities*.

La media semplice del valore del titolo riferita al periodo in esame si attesta a 2,11 Euro per azione, di poco superiore la media ponderata pari a 2,32 Euro. La capitalizzazione di borsa, vale a dire il valore complessivo delle azioni quotate sulla base del prezzo ufficiale rilevato al 31 dicembre, ammonta a circa 450 milioni di Euro.

I volumi medi si sono attestati a circa 15 mila unità scambiate giornalmente.

Si segnala nel corso del primo semestre anche l'acquisizione del 4,99% del capitale di Acsm-Agam S.p.A. effettuato da Ascopiave S.p.A. come comunicato al mercato dalla stessa società.

PRINCIPALI INDICATORI ALTERNATIVI DI PERFORMANCE

Il Gruppo utilizza gli Indicatori Alternativi di Performance (IAP) al fine di trasmettere nel modo più efficace le informazioni sull'andamento della redditività dei *business* in cui opera, nonché sulla propria situazione patrimoniale e finanziaria.

In accordo con gli orientamenti pubblicati dall'*European securities and markets* (Esma/2015/1415) ed in coerenza con quanto previsto dalla comunicazione Consob 92543 del 3 dicembre 2015, di seguito vengono esplicitati il contenuto e il criterio di determinazione degli IAP utilizzati nel presente bilancio:

- Partite (o Poste) non ricorrenti: Transazioni che hanno caratteristica di non ripetibilità negli esercizi futuri.
- 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.
- 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), considerando anche le partite non ricorrenti.
- Capitale Investito Netto: 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).
- Posizione Finanziaria Netta: calcolata in base allo schema contenuto nella comunicazione CONSOB n. DEM/6064293 del 28 luglio 2006 ed in conformità con la Raccomandazione ESMA/2013/319.

Si segnala inoltre che il Gruppo, a partire dall'Informativa finanziaria 2020, espone i risultati delle BU operative includendo l'allocazione dei costi per servizi *corporate*. Di conseguenza, i risultati della BU Corporate che garantisce i servizi a supporto del *business* e delle funzioni operative, vengono esposti al netto di quanto allocato alle singole Business Units in base ai servizi resi. Per consentire una vista omogenea, anche il 2019, posto a confronto, è stato riesposto allocando i costi corporate alle singole Business Units operative.

DATI SIGNIFICATIVI

SINTESI DEI DATI ECONOMICI

Con riferimento all'emergenza sanitaria conseguente al COVID-19, ancora in corso, il Gruppo Acsm Agam nel 2020 ha subito impatti complessivamente contenuti, dimostrando importante resilienza agli effetti della pandemia. Questo grazie sia alla diversificazione delle proprie attività, costituite in gran parte da servizi essenziali per la popolazione, sia al fatto che alcune di esse siano regolate e quindi potenzialmente non soggette a volatilità o quantomeno a volatilità molto contenuta e sia, infine, alle varie azioni attivate dal Gruppo, anche riportate nelle relazioni infrannuali, al fine di contenere gli impatti dell'emergenza.

Sul punto si rinvia al paragrafo "Informazioni di rischio qualitative - Rischi e incertezze derivanti dall'emergenza sanitaria determinata dal COVID-19".

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

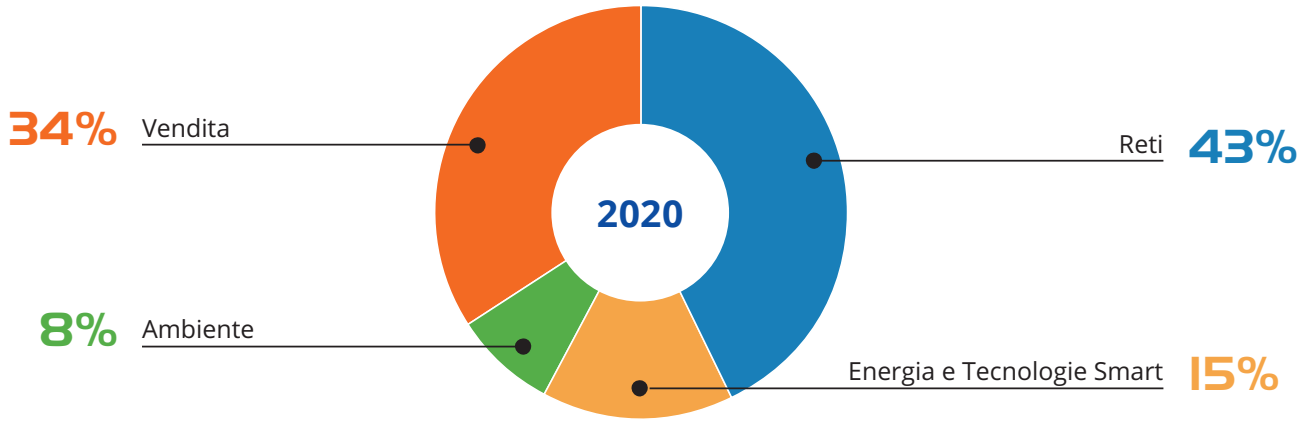
	2020	% sui ricavi	2019	% sui ricavi	Delta % 2020-2019
Ricavi delle vendite e delle prestazioni e altri ricavi e proventi	387.516	100,0%	415.913	100,0%	(6,8%)
Margine Operativo Lordo *ante partite non ricorrenti*	75.502	19,5%	66.236	15,9%	14,0%
Margine Operativo Lordo *post partite non ricorrenti*	75.561	19,5%	71.571	17,2%	5,6%
Margine Operativo Netto	24.700	6,4%	28.033	6,7%	(11,9%)
Risultato ante imposte	24.359	6,3%	28.001	6,7%	(13,0%)
Utile netto complessivo	18.284	4,7%	18.790	4,5%	(2,7%)
Utile netto del Gruppo	17.948	4,6%	18.566	4,5%	(3,3%)
Risultato per azione	0,0909	-	0,0941	-	-

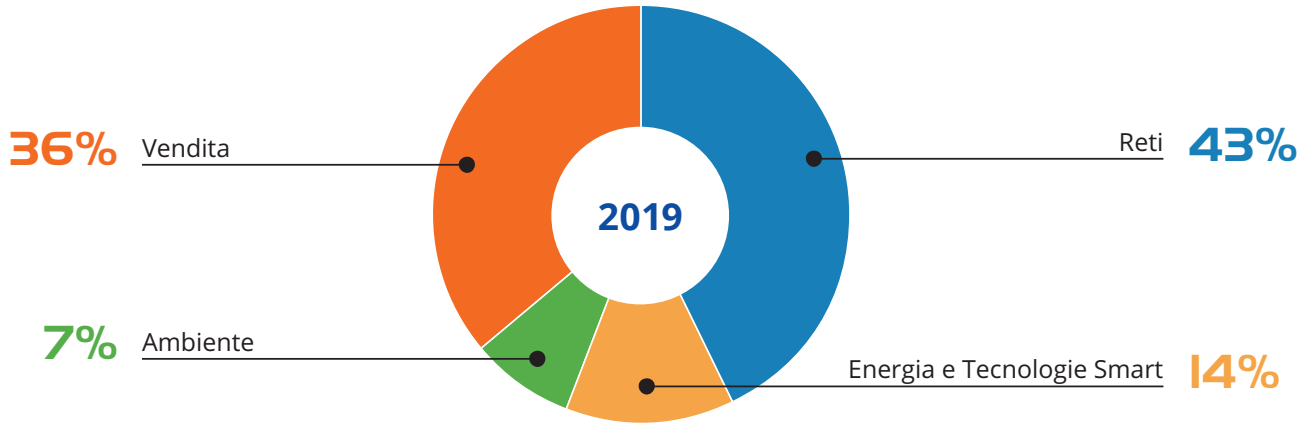
MARGINE OPERATIVO LORDO - SINTESI PER BUSINESS UNIT

TABELLA N° 02 | MARGINE OPERATIVO LORDO ANTE PARTITE NON RICORRENTI (€/MILIONI)

	2020	2019
Vendita	27,0	25,7
Reti	33,5	30,3
Energia e Tecnologie Smart	11,6	10,2
Ambiente	6,4	4,7
Totale BU operative	**78,5**	**70,9**
Servizi Corporate	(3,0)	(4,7)
MOL Consolidato ante partite non ricorrenti	**75,5**	**66,2**

GRAFICO N° 03 | MARGINE OPERATIVO LORDO: BREAKDOWN PERCENTUALE PER BUSINESS UNIT



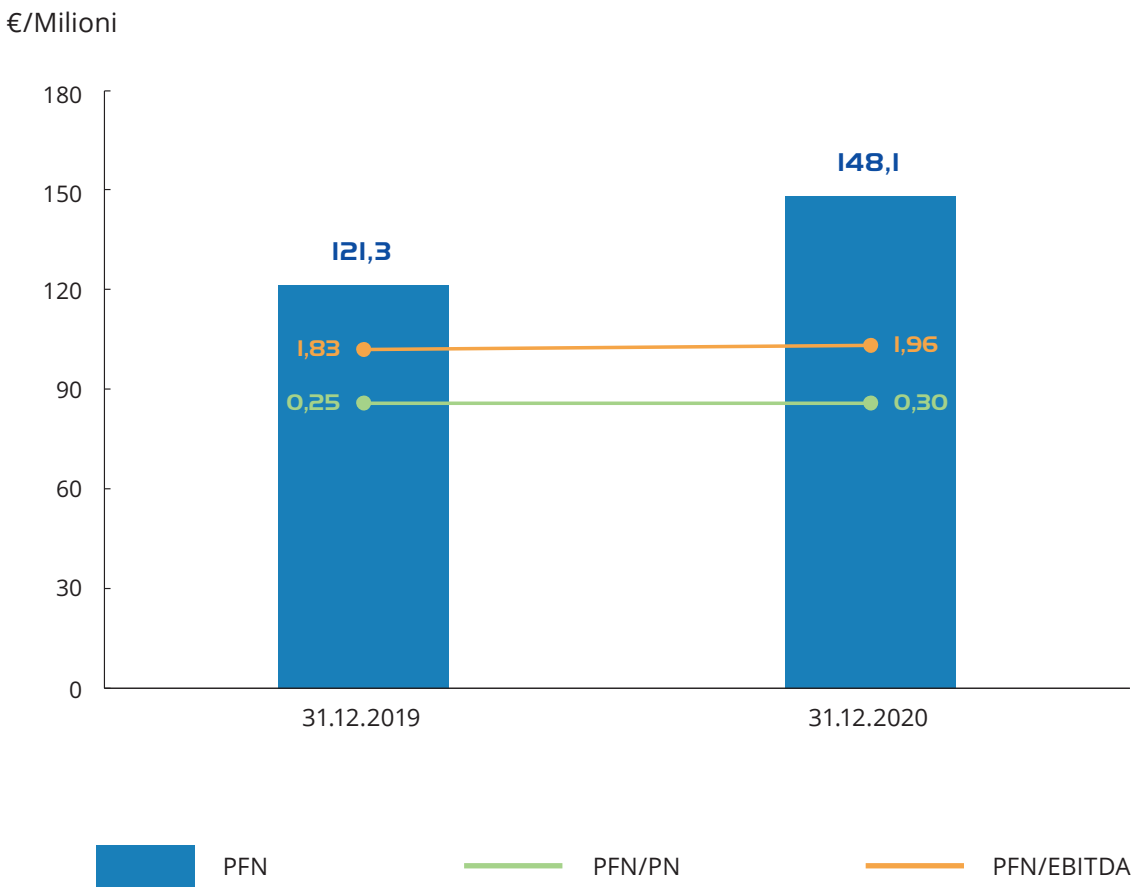


SINTESI DEI DATI PATRIMONIALI

TABELLA N° 03 | SINTESI DEI DATI PATRIMONIALI E FINANZIARI (€/MIGLIAIA)

	31.12.2020	31.12.2019
Capitale Investito Netto	637.814	608.743
Patrimonio Netto del Gruppo e di Terzi	489.690	487.442
Posizione Finanziaria Netta	(148.124)	(121.301)
Flusso di cassa del periodo	(26.823)	(44.464)

GRAFICO N° 04 | PFN



ANDAMENTO DELLA GESTIONE 2020

Il prospetto che segue sintetizza la situazione economica consolidata del Gruppo Acsm Agam riferita all'esercizio 2020, confrontata con il 2019.

TABELLA N° 04 | CONTO ECONOMICO CONSOLIDATO (€/MIGLIAIA)

Conto Economico Consolidato	2020	% sui ricavi	2019	% sui ricavi
Ricavi delle vendite e delle prestazioni	367.641	94,9%	400.871	96,4%
Altri ricavi e proventi operativi	19.875	5,1%	15.042	3,6%
Totale ricavi	**387.516**	**100,0%**	**415.913**	**100,0%**
Costo del personale	(43.774)	(11,3%)	(46.929)	(11,3%)
Altri costi operativi	(268.240)	(69,2%)	(302.748)	(72,8%)
Costi operativi	**(312.014)**	**(80,5%)**	**(349.677)**	**(84,1%)**
Margine Operativo Lordo (MOL) ante partite non ricorrenti	**75.502**	**19,5%**	**66.236**	**15,9%**
Partite non ricorrenti	59	0,0%	5.335	1,3%
Margine Operativo Lordo (MOL) post partite non ricorrenti	**75.561**	**19,5%**	**71.571**	**17,2%**
Ammortamenti, svalutazioni e accantonamenti	(50.861)	(13,1%)	(43.538)	(10,5%)
Margine Operativo Netto (MON)	**24.700**	**6,4%**	**28.033**	**6,7%**
Risultato gestione finanziaria	(341)	(0,1%)	(32)	-
- di cui non ricorrenti	-	-	*665*	*(0,2%)*
Risultato ante imposte	**24.359**	**6,3%**	**28.001**	**6,7%**
Imposte	(6.075)	(1,6%)	(9.211)	(2,2%)
Risultato Netto	**18.284**	**4,7%**	**18.790**	**4,5%**
Risultato di pertinenza dei terzi	336	0,1%	224	0,1%
RISULTATO DI GRUPPO	**17.948**	**4,6%**	**18.566**	**4,5%**

L'ammontare complessivo dei **ricavi delle vendite** consolidate dell'esercizio 2020 risulta pari a 387,5 milioni di Euro, in flessione rispetto al 2019 (415,9 milioni di Euro) principalmente a causa sia della contrazione dei volumi connessa alla climatica mite, in particolare nella prima parte dell'esercizio dove hanno avuto impatto anche gli effetti del *lockdown*, che della riduzione dei prezzi dell'energia.

I **costi riferiti al personale**, espressi al netto delle poste capitalizzate per investimenti pari a 9,5 milioni di Euro, risultano pari a 43,8 milioni di Euro, in flessione rispetto al 2019 (46,9 milioni di Euro, al netto di capitalizzazioni per 8,2 milioni di Euro). La flessione del costo del lavoro complessivo è conseguente, principalmente, a riduzioni di organico, al momento solo parzialmente sostituito

e con un miglioramento a livello di *mix*, a minori spese per spostamento di personale tra le sedi aziendali, allo smaltimento ferie pregresse e al ricorso alla Cassa Integrazione nei mesi di aprile e maggio per il personale operativo in seguito al blocco degli investimenti registrato nella prima parte dell'esercizio durante il *lockdown*.

Gli **altri costi operativi** del 2020 risultano pari a 268,2 milioni di Euro: si presentano anch'essi in sensibile riduzione rispetto al 2019 (302,7 milioni di Euro) principalmente per la flessione dei costi delle materie prime energetiche per le medesime motivazioni illustrate per i ricavi e nonostante il sostenimento dei costi necessari alla gestione dell'emergenza Covid (0,7 milioni di Euro) per garantire la continuità delle attività in sicurezza.

La gestione operativa consolidata del 2020 evidenzia un **Margine Operativo Lordo**, prima delle partite non ricorrenti pari a 75,5 milioni di Euro, in sensibile incremento rispetto al 2019 (66,2 milioni di Euro). Gli impatti negativi sul margine connessi alla pandemia, allo scenario prezzi e alla climatica, sono stati più che compensati dalla ripresa, nel mese di marzo, dell'impianto di termovalorizzazione post *revamping* della seconda linea, e dagli effetti delle azioni di contenimento dei costi attuate dal Gruppo, per mitigare gli impatti degli effetti della pandemia (si rinvia anche a quanto successivamente commentato con riferimento all'andamento delle diverse Business Unit).

Nell'esercizio 2020 si registrano poste non ricorrenti per 60 migliaia di Euro, mentre il 2019 registrava partite non ricorrenti 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", parzialmente compensati da costi relativi all'integrazione post Aggregazione e contenziosi.

Gli **ammortamenti** relativi a immobilizzazioni materiali e immateriali risultano complessivamente pari a 44,9 milioni di Euro in sensibile aumento rispetto il 2019 (39,0 milioni di Euro), in relazione ai maggiori investimenti ed all'aggiornamento della stima dei valori di realizzo di alcune concessioni distribuzione gas e idroelettrico. Nell'esercizio è stato effettuato un accantonamento al fondo svalutazione crediti pari a 4,5 milioni di Euro in aumento rispetto il 2019 (4 milioni di Euro), in considerazione dell'incrementato profilo del rischio credito anche in conseguenza della stima dei potenziali impatti della pandemia in corso. La voce accantonamenti a fondi rischi risulta pari a 1,5 milioni di Euro, in crescita rispetto al 2019 (0,5 milioni di Euro), in seguito principalmente ad accantonamenti sulla Vendita per tematiche *In-Out* e cosiddetto *settlement gas* oltre che ad alcuni contenziosi in essere e/o potenziali.

Il **Margine Operativo Netto** si attesta a 24,7 milioni di Euro, in flessione rispetto ai 28,0 milioni di Euro del 2019 causa i citati maggiori ammortamenti e accantonamenti.

La **gestione finanziaria ordinaria** del 2020 ammonta a -0,4 milioni di Euro, in linea rispetto al 2019 (-0,4 milioni di Euro). La gestione finanziaria complessiva del 2019 beneficiava, inoltre, del provento non ricorrente di 0,6 milioni di Euro riferito alla plusvalenza realizzata sulla cessione di una partecipazione, parzialmente assorbita dalla rettifica negativa derivante dalla valutazione con il metodo del patrimonio netto di due società partecipate, risultando pertanto complessivamente negativa e pari a 32 migliaia di Euro.

Il **Risultato Ante Imposte**, per quanto sopra evidenziato, risulta pari a 24,4 milioni di Euro (28,0 milioni di Euro nel 2019).

Gli oneri per **imposte** nel 2020 risultano pari a 6,1 milioni di Euro (9,2 milioni di Euro nel corrispondente periodo del 2019). L'incidenza del carico fiscale effettivo risulta pari al 24,9%, in significativa riduzione rispetto al 2019 (*tax rate* pari al 32,9%). Tale flessione è riconducibile, con particolare riferimento all'Irap, alle misure di mitigazione dell'imposizione fiscale nel contesto dei provvedimenti a sostegno dell'economia connessi all'attuale emergenza COVID-19 (circa 5%), oltre che ad adeguamenti di aliquota riferiti alle imposte differite passive[8].

Il **Risultato Netto del Gruppo** del 2020, al netto della quota di utile degli azionisti di minoranza, risulta quindi positivo e pari a 17,9 milioni di Euro, in lieve flessione rispetto al 2019 (18,6 milioni di Euro).

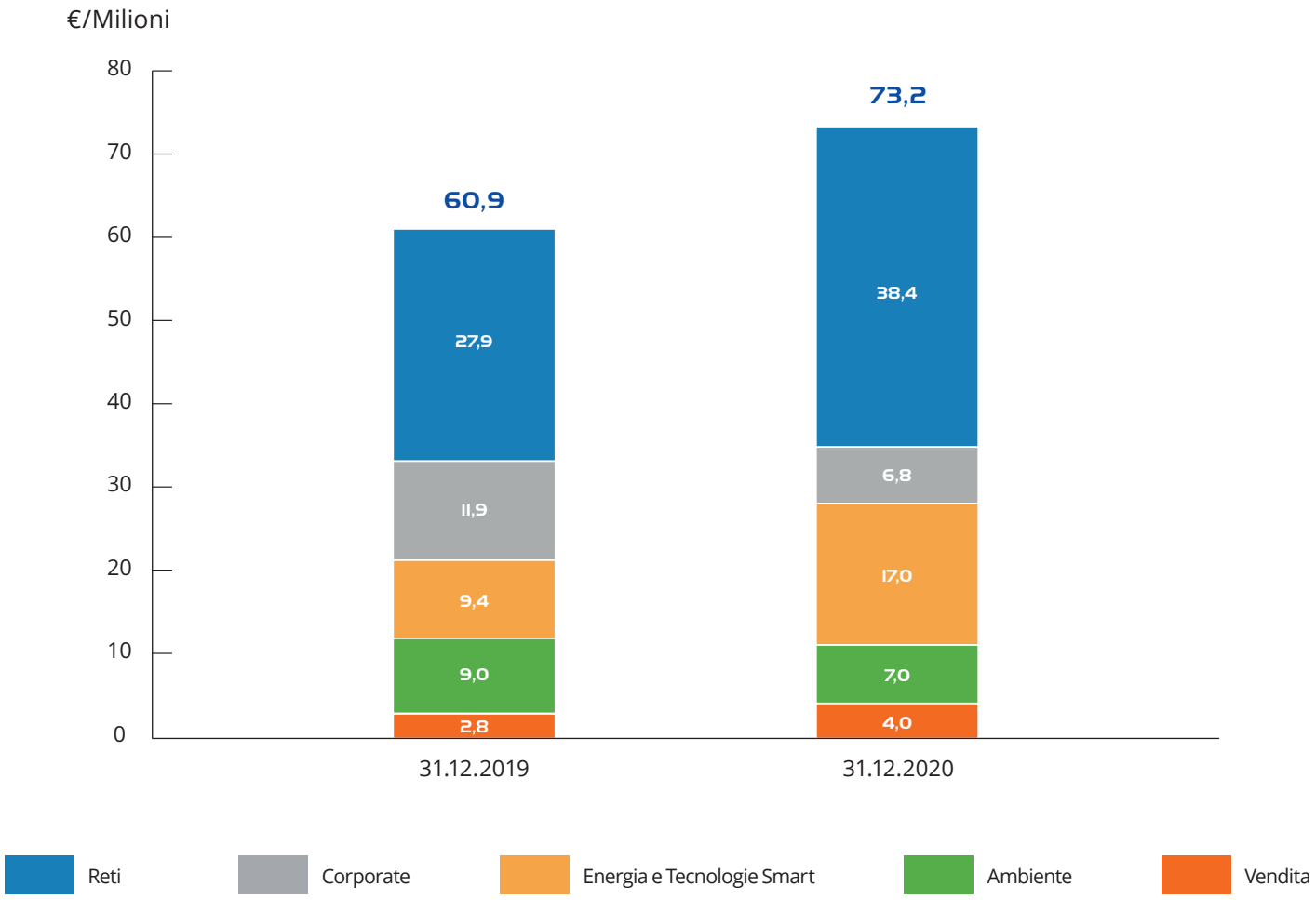
[8] Principalmente per rilascio del differenziale di aliquota sulle differite passive Irap tra Acsm Agam (5,57%) e Aevv Impianti (4,2%) in seguito al conferimento del ramo idroelettrico dalla *holding* alla controllata con effetto 1° ottobre 2020.

INVESTIMENTI DEL GRUPPO

Nonostante il rallentamento delle attività di investimento nella prima parte dell'esercizio, conseguente al *Lockdown*, un'attenta ripianificazione delle stesse ha consentito di recuperare nei mesi successivi, realizzando nel 2020 investimenti complessivi, al lordo delle dismissioni, pari a Euro 73,2 milioni di Euro superiori rispetto sia il 2019 (60,9 milioni di Euro) che alle previsioni di budget. Nel dettaglio gli investimenti riguardano:

- **BU Reti**: complessivi 38,4 milioni di Euro (27,9 milioni di Euro nel 2019), di cui 19,6 milioni di Euro per le reti gas, per 11,7 milioni di Euro per le attività di potenziamento delle reti idriche, 2,0 milioni di Euro per interventi sulle reti distribuzione elettrica, oltre a 5 milioni di Euro per investimenti relativi a servizi generali, tra cui una sede aziendale operativa, e sistemi informativi riferibili alla BU;
- **BU Energia e Tecnologie Smart**: complessivi 17,0 milioni di Euro (9,4 milioni di Euro nel 2019), di cui 7,4 milioni per di Euro le attività di teleriscaldamento, 1,7 milioni di Euro le attività di gestione calore, per 4,1 milioni di Euro riferiti a illuminazione pubblica, 1,8 milioni di Euro per mobilità elettrica ed efficienza energetica, 1,6 milioni di Euro per metanauto e parcheggi e 0,3 milioni di Euro riferiti all'idroelettrico, oltre a 0,2 milioni di Euro pro quota servizi generali e sistemi informativi riferibili alla BU;
- **BU Ambiente**: complessivi 7,0 milioni di Euro (9,0 milioni di Euro nel 2019), riferiti principalmente, per 4,7 milioni di Euro, ad interventi riferiti al termovalorizzazione e per 2,2 milioni di Euro alla raccolta;
- **BU Vendit**a: investimenti per 4,0 milioni di Euro relativi all'acquisizione di nuovi clienti (1,1 milioni di Euro nel 2019), oltre a 1,5 milioni di Euro per investimenti relativi a sistemi informativi riferibili alla BU;
- **Corporate**: realizzati investimenti per 6,8 milioni di Euro, principalmente per lo sviluppo sistemi informativi per 6,4 milioni di Euro (in particolare, si segnala lo sviluppo del progetto per il nuovo ERP SAP S/4HANA, con *go live* il 1° gennaio 2021).

GRAFICO N° 05 | INVESTIMENTI



SINTESI DELLA SITUAZIONE ECONOMICA PATRIMONIALE E FINANZIARIA CONSOLIDATA

La **situazione patrimoniale-finanziaria consolidata** al 31 dicembre 2020, riclassificata ai fini della determinazione delle principali componenti del capitale investito e delle fonti di copertura finanziaria, confrontata con il 31 dicembre 2019, è riepilogata nel successivo prospetto.

TABELLA N° 05 | SITUAZIONE PATRIMONIALE-FINANZIARIA CONSOLIDATA RICLASSIFICATA (€/MIGLIAIA)

Capitale Investito Netto	31.12.2020	31.12.2019
Immobilizzazioni materiali	154.112	136.787
Avviamento	82.888	82.504
Immobilizzazioni immateriali	421.492	413.811
Partecipazioni e altre attività finanziarie	1.536	1.575
Attività / (Passività) per imposte differite	(34.021)	(39.021)
Fondi rischi e oneri	(7.663)	(8.532)
Fondi relativi al personale	(10.000)	(11.206)
Altre passività non correnti	(34.972)	(35.418)
Capitale Immobilizzato	**573.372**	**540.500**
Rimanenze	8.142	8.045
Crediti commerciali	164.743	170.599
Altri Crediti	26.061	28.739
Altre attività operative	107	916
Attività non correnti destinate alla vendita	-	369
Debiti Commerciali	(90.112)	(93.027)
Altri debiti	(42.631)	(45.792)
Altre passività	(1.868)	(1.606)
Capitale Circolante Netto	**64.442**	**68.243**
TOTALE CAPITALE INVESTITO NETTO	**637.814**	**608.743**
Fonti di Copertura		
Patrimonio Netto	**489.690**	**487.442**
Debiti finanziari Medio-Lungo termine	81.025	25.079
Saldo netto indebitamento a breve	77.058	106.389
Disponibilità liquide	(9.959)	(10.167)
Indebitamento Finanziario Netto	**148.124**	**121.301**
TOTALE FONTI DI COPERTURA	**637.814**	**608.743**

Il **capitale immobilizzato** al 31 dicembre 2020 ammonta a 573,4 milioni di Euro, in aumento rispetto al 2019, principalmente per effetto degli investimenti materiali e immateriali realizzati nel periodo che, al lordo delle quote di ammortamento, risultano complessivamente pari a circa 73,2 milioni di Euro, commentati nel dettaglio al precedente paragrafo "Investimenti", cui si fa rinvio.

Il **capitale circolante netto** è pari a 64,4 milioni di Euro, in lieve riduzione rispetto al saldo del 31 dicembre 2019 principalmente per effetto della maggior riduzione dei saldo crediti/altri crediti rispetto al saldo netto dei debiti, grazie agli aumentati investimenti.

Il **Patrimonio Netto** risulta pari a 489,7 milioni di Euro, in incremento rispetto a fine dicembre 2019 (487,4 milioni di Euro) per effetto del positivo risultato dell'esercizio che ha più che compensato il *cash out* per i dividendi erogati a fine giugno.

Al 31 dicembre 2020 l'**indebitamento finanziario netto** risulta pari a 148,1 milioni di Euro in incremento rispetto al 31 dicembre 2019, in conseguenza principalmente dell'incremento del capitale immobilizzato per effetto dei maggiori investimenti. In correlato incremento anche il rapporto tra indebitamento finanziario netto e patrimonio netto (*leverage*) che al 31 dicembre 2020, risulta pari a 0,30 (0,25 al 31 dicembre 2019). Il saldo relativo all'indebitamento finanziario netto include, per 6,4 milioni di Euro, i debiti finanziari relativi all'applicazione dello IFRS 16 per contratti di noleggio operativo a lungo termine e locazione immobiliare.

Con particolare riferimento all'indebitamento a medio-lungo termine, si segnala che, ad inizio 2020 è stata erogata la prima *tranche* da 50 milioni di Euro del finanziamento sottoscritto con BEI a fine 2019: tale erogazione è stata attivata a tasso fisso per una durata di 16 anni con un preammortamento di 4 anni. Nel corso del 2020 sono inoltre stati stipulati ulteriori tre nuovi finanziamenti per complessivi 25 milioni di Euro (due con durata quinquennale, per complessivi 20 milioni i Euro, e il restante con durata triennale).

Si segnala che, nel corso del mese di febbraio 2021 è stata erogata una seconda *tranche* pari a 25 milioni di Euro del finanziamento sottoscritto con BEI (sul punto si rinvia al successivo paragrafo Eventi successivi, Finanziamento BEI).

TABELLA N° 06 | POSIZIONE FINANZIARIA NETTA CONSOLIDATA (€/MIGLIAIA)

		31.12.2020	31.12.2019
A.	Cassa	75	55
B.	Disponibilità liquide	9.884	10.112
C.	Titoli detenuti per la negoziazione	-	-
D.	**LIQUIDITÀ (A+B+C)**	**9.959**	**10.167**
E.	**Crediti finanziari correnti**	**5.203**	**2.973**
F.	Debiti bancari correnti	(6.222)	(11.189)
G.	Parte corrente dell'indebitamento non corrente	(17.712)	(21.282)
H.	Altri debiti finanziari correnti	(58.327)	(76.891)
I.	**POSIZIONE FINANZIARIA CORRENTE (F+G+H)**	**(82.261)**	**(109.362)**
J.	**POSIZIONE FINANZIARIA CORRENTE NETTA (D+E+I)**	**(67.099)**	**(96.222)**
K.	Debiti bancari non correnti	(76.355)	(19.726)
L.	Obbligazioni emesse	-	-
M.	Altri debiti non correnti	(4.670)	(5.353)
N.	**POSIZIONE FINANZIARIA NON CORRENTE (K+L+M)**	**(81.025)**	**(25.079)**
O.	**POSIZIONE FINANZIARIA NETTA (J+N)**	**(148.124)**	**(121.301)**

Il saldo "Disponibilità liquide" è pari a 9,9 milioni di Euro.

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. e consorzio So.e.ra. Energy calor, entrambe in liquidazione e la 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 6,2 milioni (voce F) e al saldo riferito ad altri debiti finanziari correnti per Euro 58,3 milioni (voce H), anche la quota a breve dei finanziamenti a medio-lungo termine per complessivi Euro 17,7 milioni (voce G). Gli "Altri debiti finanziari correnti" (voce H) espongono la sottoscrizione di finanziamenti "*hot money*" per 56,5 milioni di Euro, oltre alla quota riferita alla passività corrente sottostante i contratti di noleggio lungo termine operativo e locazione immobiliare per complessivi 1,8 milioni di Euro dovuta all'applicazione dell'IFRS 16. Il decremento di denaro caldo è conseguente alla rimodulazione della struttura a medio-lungo termine grazie ai sovraccitati nuovi finanziamenti sottoscritti nel corso dell'esercizio.

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 (72 migliaia di Euro), anche la quota riferita alla passività non corrente sottostante i contratti di noleggio lungo termine operativo e locazione immobiliare per 4,6 milioni di Euro, in compliance con il principio IFRS 16.

Il **rendiconto finanziario consolidato riclassificato** al 31 dicembre 2020 confrontato con quello al 31 dicembre 2019, presenta i seguenti flussi generati ed assorbiti dalle attività:

TABELLA N° 07 | RENDICONTO FINANZIARIO CONSOLIDATO (€/MIGLIAIA)

	31.12.2020	31.12.2019
Risultato netto del periodo	**18.284**	**18.790**
Ammortamenti, svalutazioni e accantonamenti	50.861	42.551
Proventi da partecipazioni	-	(378)
Variazione Fondi	(3.591)	(3.232)
Variazione delle imposte differite	(5.005)	(1.261)
Autofinanziamento	**60.549**	**56.470**
Variazione capitale circolante netto	(1.452)	(18.950)
Flusso di cassa gestione corrente	**59.097**	**37.520**
Investimenti al netto delle dismissioni	(69.882)	(67.217)
Flusso di cassa post attività di investimento	**(10.785)**	**(29.697)**
Variazioni Patrimonio netto	(16.038)	(14.767)
Flusso di Cassa del periodo	**(26.823)**	**(44.464)**
Posizione Finanziaria Netta Iniziale	**(121.301)**	**(72.813)**
Effetto applicazione IFRS 16 1° gennaio 2019	-	(4.024)
POSIZIONE FINANZIARIA NETTA FINALE	**(148.124)**	**(121.301)**

Il flusso di cassa netto riferito al periodo in esame è negativo per 26,8 milioni di Euro. Ai flussi generati dall'autofinanziamento, pari a 54,4 milioni di Euro si somma la variazione positiva del capitale circolante per 1,4 milioni di Euro per i motivi sopraccitati.

I flussi finanziari netti impiegati nell'attività d'investimento riflettono gli investimenti al netto delle dismissioni, come in precedenza dettagliati. La variazione di patrimonio netto riflette sostanzialmente la distribuzione dei dividendi.

ANALISI DEI RISULTATI PER BUSINESS UNIT

Il Gruppo a partire dalla Informativa finanziaria 2020 espone i risultati delle BU operative includendo l'allocazione dei costi per servizi *corporate*.

Di conseguenza, i risultati della BU Corporate, che garantisce i servizi a supporto del *business* e delle funzioni operative, vengono esposti al netto di quanto allocato alle singole Business Units in base ai servizi resi.

Per consentire una vista omogenea anche il 2019, posto a confronto, è stato riesposto allocando i costi corporate alle singole Business Units operative.

I ricavi delle vendite e delle prestazioni riportati di seguito sono esposti senza le partite non ricorrenti e al lordo dei rapporti *intercompany*.

BUSINESS UNIT VENDITA

ACEL ENERGIE S.R.L.

La Business Unit si occupa della vendita di gas ed energia elettrica a consumatori finali, sia *retail* che *business*, mediante la controllata Acel Energie S.r.l. che, dal primo gennaio 2020, ha incorporato Enerxenia S.p.A. (sul punto si rinvia al paragrafo "Eventi di Rilievo del 2020").

I volumi di Gas complessivamente venduti nel 2020 risultano pari a 431,5 milioni di metri cubi, in contrazione rispetto al 2019 (466,3 milioni di metri cubi) per effetto principalmente della climatica e del citato *lockdown*, oltre che per la flessione del numero dei clienti gas.

I clienti Energia Elettrica, per contro, si presentano in sensibile crescita, sino a circa 84.800 unità, mentre i volumi venduti si attestano a 369,1 GWhe, in lieve flessione rispetto il 2019 (378,6 GWhe) per effetto principalmente del *lockdown* (che ha determinato un calo significativo dei consumi dei c.d. "grandi clienti" e "*mass market business*", maggiormente impattati dalle chiusure).

La dinamica del MOL della Business Unit Vendita recepisce gli impatti negativi relativi al citato andamento dei volumi e allo scenario energetico, pur parzialmente mitigati da effetti positivi derivanti dalla regolazione, con riferimento alla vendita gas, e dalla ottimizzazione dei costi commerciali.

A livello di MON incidono, nel 2020, gli accantonamenti sia al fondo svalutazione crediti, in aumento rispetto al 2019 in considerazione principalmente della stima sugli impatti sul credito della pandemia in corso e del conseguente incrementato profilo del rischio credito, sia ai fondi rischi in conseguenza della tematica *In-Out* e del cosiddetto *Settlement gas* del trasporto gas.

In incremento anche gli ammortamenti legati agli investimenti ex IFRS 15 relativi all'acquisizione di nuovi clienti. Il 2019 aveva beneficiato di partite non ricorrenti positive per 5,3 milioni di Euro in conseguenza della rideterminazione coefficiente "fattore k" effettuata in ottemperanza alla sentenza CdS 4825/16.

TABELLA N° 08 | SINTESI RISULTATI ECONOMICI AGGREGATI VENDITA GAS E VENDITA ENERGIA ELETTRICA (€/MIGLIAIA)

	2020	2019
Totale ricavi (al lordo dei rapporti *inter/intracompany*)	250.316	293.234
- di cui inter/intracompany	*13.855*	*17.892*
MOL ante partite non ricorrenti	26.986	25.680
MON post partite non ricorrenti	15.942	21.987

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

	31.12.2020	31.12.2019
Gas venduto Grandi Clienti (mln Mc)	139,8	148,8
Gas venduto Clienti retail (mln Mc)	291,7	317,5
Totale Gas venduto (mln Mc)	**431,5**	**466,3**
N. Clienti business	1.381	1.158
N. Clienti retail	245.279	253.056
Totale N. clienti	**246.660**	**254.214**

TABELLA N° 10 | DATI GESTIONALI VENDITA E ENERGIA ELETTRICA (AL LORDO DEI RAPPORTI INTERCOMPANY)

	31.12.2020	31.12.2019
Energia Elettrica venduta ai clienti finali (GWhe)	369,1	378,6
N. clienti	84.802	71.366

BUSINESS UNIT RETI

LERETI S.P.A., RETI VALTELLINA VALCHIAVENNA S.R.L. E SERENISSIMA GAS S.P.A.

La Business Unit gestisce, mediante le controllate, i servizi di distribuzione di gas a favore di complessivi 88 Comuni situati nelle province di Como, Monza, Lecco, Varese, Sondrio, Venezia, Udine e Treviso, per un totale di oltre 313.300 PdR e circa 3.270 km di rete servita. Il gas vettoriato nel 2020 è pari a 569 milioni di metri cubi, in sensibile flessione rispetto al 2019 (607,4 milioni di metri cubi) conseguente principalmente alla climatica e al *lockdown*.

Lo scorso 1° gennaio 2020, è stata realizzata la fusione per incorporazione di Lario Reti Gas S.r.l. in Acsm Agam Reti Gas Acqua S.p.A. con contestuale cambio di denominazione sociale in Lereti S.p.A. (sul punto si rinvia al paragrafo "Eventi di rilievo del 2020").

Il Gruppo, per mezzo della controllata Reti Valtellina e Valchiavenna S.r.l., gestisce inoltre il servizio di distribuzione energia elettrica nei Comuni di Sondrio, Tirano, Sernio e Valdisotto grazie ad una rete di 570 km. L'energia elettrica distribuita nel 2020 è pari a 153 Gwh, con circa 25.800 PdR serviti 161,5 Gwh, con circa 25.800 PdR serviti, nel 2019).

Il Gruppo, mediante la controllata Lereti S.p.A., è attivo anche nel servizio idrico, relativamente alle attività di progettazione, costruzione, manutenzione e gestione di reti e impianti del servizio acquedotto, oltre a fornire servizi di controllo qualità delle acque potabili e di gestione rapporti con la clientela. Il Gruppo serve circa 85.200 clienti siti nei comuni di Como, Cernobbio e Brunate, Varese ed altri 33 comuni della provincia di Varese, grazie a circa 1.700 km di rete gestita.

I volumi di acqua erogati nel 2020 risultano pari a 27,2 milioni di metri cubi, in lieve calo rispetto al 2019 (pari a 28,4 milioni di metri cubi).

Il margine operativo lordo della BU Reti risulta in crescita rispetto al 2019, nonostante gli interventi della Regolazione nell'ambito della distribuzione gas, con impatto negativo sui ricavi da VRT (per le imprese di medie dimensioni), ed i minori ricavi da utenti per contributi lavori ed interventi causa *lockdown*. Tali effetti sono stati più che compensati in ambito reti idriche, da incrementi tariffari e da risparmi relativi ai costi energia elettrica sia grazie al calo dei prezzi che a maggiori efficienze, in ambito reti gas da maggiori efficienze sui processi. In lieve incremento il margine della distribuzione elettrica, al netto della sopravvenienza attiva di circa 1 milione di Euro registrata nel 2019.

TABELLA N° 11 | SINTESI RISULTATI ECONOMICI AGGREGATI RETI (€/MIGLIAIA)

	2020	2019
Totale ricavi (al lordo dei rapporti *inter/intracompany*)	96.676	98.848
- di cui inter/intracompany	*28.672*	*32.673*
MOL ante partite non ricorrenti	33.509	30.329
MON post partite non ricorrenti	14.806	12.145

TABELLA N° 12 | DATI GESTIONALI RETI GAS (AL LORDO DEI RAPPORTI INTERCOMPANY)

	31.12.2020	31.12.2019
Totale Gas vettoriato (mln Mc)	568,9	607,4
N. PdR	313.350	314.210
Km rete	3.276	3.260

TABELLA N° 13 | DATI GESTIONALI DISTRIBUZIONE ELETTRICA (AL LORDO DEI RAPPORTI INTERCOMPANY)

	31.12.2020	31.12.2019
Energia elettrica distribuita (GWhe)	153,0	161,5
N. POR	25.783	25.809
Km rete	570	560

TABELLA N° 14 | DATI GESTIONALI RETI IDRICHE (AL LORDO DEI RAPPORTI INTERCOMPANY)

	31.12.2020	31.12.2019
Metri cubi venduti (mln)	27,2	28,4
N. clienti	85.214	83.613
Km rete	1.695	1.694

BUSINESS UNIT ENERGIA E TECNOLOGIE SMART

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

La Business Unit presta servizi di teleriscaldamento urbano a favore della città di Como, tramite la controllata ComoCalor S.p.A., utilizzando principalmente l'energia termica prodotta dal termovalorizzatore di proprietà di Acsm Agam Ambiente, nonché delle città di Monza e Varese, tramite la controllata Varese Risorse, utilizzando l'energia termica prodotta principalmente da quattro impianti di cogenerazione, ad alto rendimento, di proprietà. I km delle reti di teleriscaldamento gestite sono pari a 72, le utenze al 31 dicembre 2020 risultano pari a 638 unità.

Nel 2020 l'attività di Teleriscaldamento e Cogenerazione ha registrato una flessione nei quantitativi di energia termica venduta (216,8 GWht rispetto i 218,8 GWht nel 2019), a causa principalmente degli effetti della climatica mite nella prima parte dell'esercizio e della chiusura delle utenze industriali e terziarie durante il *lockdown*. In linea i quantitativi di energia elettrica della parte cogenerativa. Da febbraio 2020 si è avviata l'acquisizione di energia termica prodotta dagli impianti di Brianzacque S.r.l., con la quale è stato firmato un accordo analogo a quello concluso con il Gruppo Rovagnati negli anni scorsi. Tali progetti consentono efficienze a livello operativo in termini di minori costi di produzione.

Si segnala che il Gruppo ha presentato l'offerta per la gara per il Teleriscaldamento nei comuni di Lecco, Malgrate e Valmadrera e ha presentato anche un *project financing* per il Teleriscaldamento Como in considerazione della scadenza, a metà ottobre 2020 della convenzione in essere con Comocalor, entrambi i progetti sono in corso di valutazione da parte degli Enti preposti. Nelle more dell'espletamento delle procedure per l'affidamento del servizio giunto a scadenza a metà ottobre 2020, nel corso dello stesso mese, il Comune di Como ha richiesto la disponibilità di Comocalor alla proroga del servizio a tutto l'anno termico 2020-2021. Sono in corso le attività di formalizzazione della proroga del servizio.

La Business Unit, mediante la controllata Varese Risorse, svolge anche l'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, Cornaredo, Melzo, Pero, Cantello, Cesate, Zibido, Castiglione Olona, Costamasnaga *partnership* con A2A per un pro quota di circa 33.400 punti luce e, mediante la controllata Reti Valtellina Valchiavenna, nei Comuni di Sernio, Sondrio, Tirano, Valdisotto per ulteriori 8.000 punti luce gestiti.

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, Varese Risorse, in Associazione Temporanea di Impresa (ATI) con A2A, ha ottenuto l'aggiudicazione dai comuni di Bovisio Masciago, Cologno Monzese, mentre è stata individuata, tramite manifestazione di interesse pubblico, come soggetto promotore dai comuni di 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.

Varese Risorse insieme a AEVV impianti si è inoltre aggiudicata la gara indetta dal Comune di Cermenate per la riqualificazione energetica degli edifici pubblici e dell'illuminazione pubblica.

Nel primo trimestre 2020 ha sottoscritto il contratto con il comune di Morazzone a seguito di aggiudicazione della gara. Sempre nel 2020, in ATI con A2A IP, si è aggiudicata la gara per il servizio di illuminazione pubblica indetta dal Comune di Busto Arsizio e, insieme anche a A2A *Smart City*, è stata presentata al Comune di Monza l'offerta inerente il bando indetto dallo stesso per i servizi di Illuminazione Pubblica e *Smart City*, e a seguito di sentenza del Tribunale Amministrativo Regionale la costituenda RTI, nella propria veste di Proponente, è stata riammessa alla procedura di gara, attualmente in attesa della valutazione tecnica dell'offerta da parte della Commissione già nominata.

GESTIONE CALORE, GENERAZIONE, MOBILITÀ ELETTRICA E SMART CITIES (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 205 impianti termici di edifici pubblici e privati siti nelle province di Como, Monza Brianza, Lecco e Sondrio.

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.

Nel 2020 sono state avviate le attività propedeutiche all'installazione di reti in radiofrequenza in circa quindici comuni della provincia di Lecco. Nei Comuni di Sondrio, Monza, Mandello del Lario, Jerago con Orago, Primaluna e Cortenova la rete è stata installata ed è operativa.

Si segnala in quest'ambito, anche l'aggiudicazione del progetto per la realizzazione del nuovo palazzetto del Ghiaccio di Varese, in fase di cantierizzazione.

Prosegue anche lo sviluppo di impianti di **microcogenerazione** presso utenze commerciali, piccole industrie e case di cura, finalizzato a far beneficiare del minor costo energia ottenuto dalla produzione combinata di calore ed energia, anche se con le difficoltà logistiche connesse al *lockdown* per emergenza Covid-19.

Grazie agli accordi siglati con ANCE nei territori di riferimento, il Gruppo si è attivato per fare fronte all'atteso sviluppo di *business* legato alle opportunità connesse alle recenti agevolazioni in termini in particolare di Ecobonus e Superbonus 110%. A tale proposito ha iniziato a stipulare contratti di riqualificazione ed efficientamento energetico con condomini, presso i quali ha avviato i relativi investimenti conto terzi (condomini), ed ha iniziato a riconoscere i relativi sconti agli stessi condomini clienti con i quali sono stati stipulati i relativi contratti, acquisendone il maturato credito fiscale in corrispettivo.

La Business Unit è proprietaria anche di 4 **impianti idroelettrici**. L'attività è gestita grazie ad alcuni contratti con A2A S.p.A., finalizzati a consentirne il funzionamento operativo che si qualificano come conclusi con parti correlate.

Dal primo aprile 2020 per due delle quattro centrali è attivo un contratto di affitto, assetto contrattuale che ha comportato la naturale e conseguente flessione della produzione dei quantitativi di energia prodotta, evidenziati anche di seguito in tabella, in quanto sostituita dai ricavi derivanti dai canoni di locazione. Sul punto si rinvia al paragrafo "Eventi di rilievo del 2020".

La controllata Aevv Impianti, produce inoltre energia elettrica da vari **impianti fotovoltaici** di piccole dimensioni. La produzione di energia elettrica del 2020 è pari complessivamente a 21,4 GWh, di cui 0,9 GWh da fotovoltaico.

La Business Unit, mediante la controllata Aevv Impianti, gestisce altresì n. 3 **parcheggi**, siti nel Comune di Sondrio.

Aevv Impianti si è inoltre aggiudicata la gara per la **mobilità elettrica** del Comune di Monza, sono già state installate 28 colonnine di ricarica (sulle 89 previste complessivamente nel piano pluriennale), il completamento della posa è previsto entro 2022. Nel corso del 2020 nel Comune di Lecco e nei comuni della provincia di Lecco che hanno aderito alla convenzione per la mobilità sostenibile sono state installate le colonnine per la ricarica elettrica (25 colonnine per le ricariche auto e 4 per *e-bike*).

Nell'area di Sondrio sono state installate 6 colonnine per la ricarica elettrica *e-bike*; nell'area di Como installate 2 colonnine.

Il margine della Business Unit beneficia dell'avvio delle gestioni nell'ambito delle attività di Illuminazione pubblica e degli effetti del contratto di affitto delle due centrali idroelettriche, mentre risulta penalizzato dalla flessione dello scenario prezzi energia elettrica, dalla contrazione dei volumi nel teleriscaldamento per la climatica e gli effetti della pandemia, oltre che dagli interventi straordinari necessari per la rete TLR di Como.

Rispetto al 2019 si evidenziano maggiori ammortamenti per allineamento agli aggiornati valori di realizzo delle concessioni idroelettriche oltre che per i maggiori investimenti.

TABELLA N° 15 | SINTESI RISULTATI ECONOMICI ENERGIA E TECNOLOGIE SMART (€/MIGLIAIA)

	2020	2019
Totale ricavi (al lordo dei rapporti *inter/intracompany*)	45.484	39.076
- di cui inter/intracompany	*7.362*	*7.365*
MOL ante partite non ricorrenti	11.598	10.168
MON post partite non ricorrenti	327	1.847

TABELLA N° 16 | DATI GESTIONALI TELERISCALDAMENTO E COGENERAZIONE

	31.12.2020	31.12.2019
Energia termica (GWht)	216,8	218,8
N. clienti teleriscaldamento, vapore	638	630
Energia Elettrica prodotta (GWhe)	30,1	30,0
Km rete	72	70

TABELLA N° 17 | DATI GESTIONALI GESTIONE CALORE

	31.12.2020	31.12.2019
N. impianti gestiti	205	231

TABELLA N° 18 | DATI GESTIONALI COLONNINE RICARICA ELETTRICA

	31.12.2020	31.12.2019
N. Colonnine	65	-

TABELLA N° 19 | DATI GESTIONALI PUNTI LUCE PRO-QUOTA

	31.12.2020	31.12.2019
N. Punti luce gestiti (pro-quota)	41.418	29.667

TABELLA N° 20 | DATI GESTIONALI GENERAZIONE

	31.12.2020	31.12.2019
Energia Elettrica prodotta da impianti Fotovoltaici (GWhe)	0,9	1,0
Energia Elettrica prodotta da impianti Idroelettrici (GWhe)	20,5	85,2

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

La Business Unit, mediante la controllata, svolge il **servizio di Igiene ambientale** e l'**attività di termovalorizzazione**.

Il servizio di Igiene ambientale serve circa 196 mila abitanti siti nel Comune di Varese ed in altri comuni delle province di Varese e di Como, in incremento di oltre 11 mila unità rispetto al 2019 per effetto delle gare vinte nei territori di riferimento e dell'acquisizione del ramo d'azienda di due operatori in provincia di Como (sul punto v. anche successivo paragrafo "Eventi di rilievo del 2020"). L'attività consiste nei servizi di raccolta differenziata e indifferenziata, di 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. Con riferimento al contratto di servizi per igiene urbana a favore del Comune di Varese, si segnala il proseguimento del contenzioso verso lo stesso Comune, con riferimento al quale si rinvia al relativo paragrafo inserito nelle Note Illustrative al presente bilancio consolidato (sul punto v. anche successivo paragrafo "Eventi di rilievo del 2020").

Nel 2020 i rifiuti raccolti sono pari a circa 105 migliaia di tonnellate, in aumento rispetto alle 90 tonnellate del corrispondente periodo 2019 per ampliamento di perimetro grazie alle citate gare vinte e all'acquisizione di due rami d'azienda.

Con riferimento all'**attività di termovalorizzazione** dei rifiuti, risultano in incremento le quantità smaltite (90,2 migliaia di tonnellate rispetto a 65,6 migliaia di tonnellate nel 2019) per effetto principalmente della ripresa, a partire da fine febbraio, del pieno regime dell'impianto al termine del *revamping* della seconda linea. In correlato aumento l'energia elettrica venduta (26,6 GWhe nel 2020 rispetto i 11,5 GWhe del 2019), mentre risulta in linea l'energia termica ceduta a Comocalor nel periodo (27,5 GWht nel 2020 verso 27 GWht del 2019) causa citato fermo per *revamping* nei mesi di gennaio e febbraio e climatica mite che ha ridotto i consumi del teleriscaldamento.

La produzione di energia elettrica per autoconsumo ammonta a 10,6 GWhe, in netto incremento rispetto al 2019 pari a 7,5 GWhe.

Il MOL della Business Unit beneficia della ripresa dell'impianto di termovalorizzazione post *revamping* della seconda linea, si ricorda iniziato ad aprile 2019, con maggiori rifiuti smaltiti e incremento dei prezzi di smaltimento, nonostante la sensibile riduzione prezzi energia elettrica. Con riferimento all'igiene ambientale, si segnala l'impatto regolatorio negativo in tema di determinazione del metodo tariffario (MTR) che ha più che compensato i benefici dell'ampliamento di perimetro.

TABELLA N° 21 | SINTESI RISULTATI ECONOMICI AMBIENTE (€/MIGLIAIA)

	2020	2019
Totale ricavi (al lordo dei rapporti *inter/intracompany*)	34.231	31.653
- di cui inter/intracompany	*1.795*	*1.879*
MOL ante partite non ricorrenti	6.397	4.749
MON post partite non ricorrenti	981	(492)

TABELLA N° 22 | DATI GESTIONALI RACCOLTA (IGIENE AMBIENTALE)

	31.12.2020	31.12.2019
Tonnellate servizio raccolta (in migliaia)	105	90
Residenti serviti	196.512	185.140

TABELLA N° 23 | DATI GESTIONALI TERMOVALORIZZAZIONE

	31.12.2020	31.12.2019
Tonnellate smaltite [9] (in migliaia)	90,2	65,6
Energia elettrica ceduta (GWhe)	26,6	11,5
Energia termica ceduta (GWht)	27,5	27,0

CORPORATE E ALTRO (GRUPPO ACSM AGAM)

I servizi *corporate* comprendono le attività a supporto delle Business Units operative (servizi amministrativi e contabili, legali, fiscali, di amministrazione e gestione del personale, di approvvigionamento, di *facility*, di *information technology*, di comunicazione etc.) e le attività di direzione, coordinamento e controllo.

Come anticipato in precedenza, a partire dall'esercizio 2020, il risultato della BU è esposto al netto di quanto riaddebitato alle singole società controllate (e, come conseguenza, alle relative Business Units) in base ai servizi resi, mentre restano in capo alla *Corporate* i costi delle attività di direzione e coordinamento.

Per consentire una vista omogenea, anche il 2019 posto a confronto è stato riesposto con i costi *corporate* allocati alle singole Business Units, con le medesime metodologie.

Il periodo ha registrato costi sostenuti per la gestione dell'emergenza COVID, in particolare legati alla messa in sicurezza dei lavoratori, dei clienti e fornitori (es. acquisto DPI, separazioni dei locali e sanificazioni degli stessi, rafforzamento strutture ICT, ecc.) oltre che liberalità erogate dal Gruppo a beneficio di strutture ospedaliere e altri enti impegnati in prima linea contro il virus.

Il Gruppo, mediante la controllata AEVV Farmacie, gestisce 3 farmacie site nel Comune di Sondrio, il cui risultato è incluso nella *Corporate* per 0,6 milioni di Euro, in lieve flessione rispetto al 2019 causa principalmente la situazione di emergenza connessa alla pandemia in corso.

Nel 2020 si registrano maggiori ammortamenti per i maggiori investimenti realizzati, principalmente in ambito ICT.

TABELLA N° 24 | SINTESI RISULTATI ECONOMICI AGGREGATI SERVIZI CORPORATE (€/MIGLIAIA)

	2020	2019
Totale ricavi (al lordo dei rapporti *inter/intracompany*)	21.869	22.901
- di cui inter/intracompany	*16.368*	*17.231*
MOL ante partite non ricorrenti	(2.982)	(4.690)
MON post partite non ricorrenti	(7.055)	(7.459)

[9] Il dato include i quantitativi smaltiti presso altri impianti che ammontano a 1,2 migliaia di ton. nel 2020 (6,9 migliaia di ton. nel 2019 per effetto del citato fermo per *revamping* della seconda linea.).

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

L'**andamento economico di Acsm-Agam S.p.A.** del 2020, posto a confronto con il 2019, è illustrato nella tabella seguente.

TABELLA N° 25 | CONTO ECONOMICO RICLASSIFICATO ACSM-AGAM S.P.A. (€/MIGLIAIA)

Conto Economico Riclassificato Acsm-Agam S.p.A.	2020	% sui ricavi	2019	% sui ricavi
Ricavi delle vendite e delle prestazioni	2.345	9,7%	7.294	26,6%
Altri ricavi e proventi operativi	21.786	90,3%	20.158	73,4%
Totale ricavi	**24.131**	**100,0%**	**27.452**	**100,0%**
Costo del personale	(13.984)	(58,0%)	(15.818)	(57,6%)
Altri costi operativi	(9.047)	(37,5%)	(10.759)	(39,2%)
Costi operativi	**(23.031)**	**(95,4%)**	**(26.577)**	**(96,8%)**
Margine Operativo Lordo (MOL) ante partite non ricorrenti	**1.100**	**4,6%**	**875**	**3,2%**
Partite non ricorrenti	(27)	(0,1%)	218	0,8%
Margine Operativo Lordo (MOL) post partite non ricorrenti	**1.073**	**4,4%**	**1.093**	**4,0%**
Ammortamenti, svalutazioni e accantonamenti	(7.681)	(31,8%)	(6.292)	(22,9%)
Margine Operativo Netto (MON)	**(6.608)**	**(27,4%)**	**(5.199)**	**(18,9%)**
Risultato gestione finanziaria *- di cui non ricorrente*	20.433 -	84,7% -	20.114 *665*	73,3% *2,4%*
Risultato ante imposte	**13.825**	**57,3%**	**14.915**	**54,3%**
Imposte	1.510	6,3%	534	1,9%
RISULTATO NETTO	**15.335**	**63,5%**	**15.449**	**56,3%**

Il **Margine Operativo Lordo prima delle partite non ricorrenti** si presenta in lieve incremento, grazie principalmente al ramo idroelettrico anche in seguito al contratto di affitto e alle misure contenimento dei costi, in particolare quelli riferiti al personale, già commentati in sede di analisi della gestione consolidata. Il ramo idroelettrico, in data 1° ottobre, è stato conferito a favore della controllata Aevv Impianti. Nel 2019 si rilevavano partite non ricorrenti complessivamente positive e pari a 0,2 milioni di Euro relative alla Business Unit servizi corporate, mentre nel 2020 non si sono registrate partite non ricorrenti.

Il **Margine operativo netto** risulta in lieve flessione in seguito ai maggiori ammortamenti connessi all'allineamento all'aggiornata stima sui valori di realizzo di alcune concessioni idroelettriche.

La **gestione finanziaria** è positiva e ammonta complessivamente a 20,4 milioni di Euro, in incremento rispetto al 2019 (20,1 milioni di Euro) ed include principalmente i dividendi percepiti dalle società controllate per complessivi 23,5 milioni di Euro, oltre alla svalutazione di partecipazioni in due società controllate per complessivi 3,4 milioni di Euro, in seguito alle risultaze dell'attività di

impairment test, senza alcun impatto a livello di bilancio consolidato (sul punto si rinvia anche alle Note Esplicative al Bilancio separato incluso nella presente Relazione finanziaria annuale). La gestione finanziaria 2019 includeva 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.. oltre alla svalutazione di una partecipazione in una società controllata per 2,3 milioni di Euro, senza alcun impatto a livello di bilancio consolidato, e il risultato della valutazione a patrimonio netto, negativa e pari a 0,2 milioni di Euro, di due società partecipate.

Di seguito viene esposta la **Situazione Patrimoniale-Finanziaria riferita ad Acsm-Agam S.p.A.** al 31 dicembre 2020, riclassificata ai fini della determinazione delle principali componenti del capitale investito e delle fonti di copertura finanziaria, confrontata con i dati riferiti all'esercizio 2019 (valori espressi in migliaia di Euro).

TABELLA N° 26 | SITUAZIONE PATRIMONIALE-FINANZIARIA RICLASSIFICATA ACSM-AGAM S.P.A. (€/MIGLIAIA)

Capitale Investito Netto	31.12.2020	31.12.2019
Immobilizzazioni materiali	33.914	58.508
Avviamento	13	9.233
Immobilizzazioni immateriali	10.641	45.077
Partecipazioni ed altre attività finanziarie	474.394	419.271
Attività / Passività per imposte differite	960	(12.469)
Fondi rischi e oneri	(4.035)	(5.440)
Fondi relativi al personale	(2.308)	(2.700)
Altre passività non correnti	(2.632)	(2.741)
Capitale Immobilizzato	**510.947**	**508.739**
Rimanenze	-	29
Crediti commerciali	8.908	14.793
Altri crediti	10.925	13.188
Altre attività operative	4	859
Attività destinate alla vendita	-	369
Debiti commerciali	(4.162)	(7.672)
Altri debiti	(7.564)	(4.503)
Altre passività	(1.913)	(1.526)
Capitale Circolante	**6.198**	**15.537**
TOTALE CAPITALE INVESTITO NETTO	**517.145**	**524.276**
FONTI DI COPERTURA		
Patrimonio Netto	**441.962**	**442.366**
Debiti finanziari Medio-Lungo termine	78.172	19.782
Saldo netto indebitamento a breve	49.306	70.386
Finanziamenti erogati a società controllate	(45.000)	-
Disponibilità liquide	(7.295)	(8.258)
Indebitamento Finanziario Netto	**75.183**	**81.910**
Totale Fonti di copertura	**517.145**	**524.276**

Il **capitale immobilizzato** al 31 dicembre 2020 ammonta a 510,9 milioni di Euro. La movimentazione delle attività materiali, immateriali e avviamento risente del citato conferimento del ramo d'azienda idroelettrico derivante dalla fusione per incorporazione di A2A Idro4 dalla Capogruppo a favore della AEVV Impianti a far data dal primo ottobre 2020 Acsm Agam, sul punto v. anche successivo paragrafo degli Eventi di rilievo del 2020. La movimentazione delle partecipazioni, riflette l'aumento capitale sociale e riserva di AEVV Impianti per detto conferimento, nonché l'incremento di valore della partecipazione di Acel Energie a fronte dell'acquisto quote da Serenissima Gas (sul punto v. anche successivo paragrafo degli Eventi di rilievo del 2020), oltre alla sopraccitata svalutazione di partecipazioni in due società controllate.

Gli incrementi per investimenti materiali e immateriali realizzati nel periodo, al lordo delle quote di ammortamento, risultano complessivamente pari a circa 6,8 milioni di Euro, principalmente riferiti a sistemi informativi aziendali (sviluppo del progetto per il nuovo ERP SAP S/4HANA, con *go live* il 1° gennaio 2021).

Il **capitale circolante netto** è pari a 6,2 milioni di Euro, la riduzione riflette principalmente gli effeti del conferimento del ramo d'azienda idroelettrico sopraccitato.

TABELLA N° 27 | POSIZIONE FINANZIARIA NETTA ACSM-AGAM S.P.A. (€/MIGLIAIA)

Posizione Finanziaria Netta Acsm-Agam S.p.A.		31.12.2020	31.12.2019
A.	Cassa	13	5
B.	Altre disponibilità liquide	7.282	8.253
C.	Titoli detenuti per la negoziazione	-	-
D.	**LIQUIDITÀ (A+B+C)**	**7.295**	**8.258**
E.	**Crediti finanziari correnti**	**59.987**	**59.182**
F.	Debiti bancari correnti	(6.187)	(9.350)
G.	Parte corrente dell'indebitamento non corrente	(14.528)	(14.755)
H.	Altri debiti finanziari correnti	(88.578)	(105.463)
I.	**POSIZIONE FINANZIARIA CORRENTE (F+G+H)**	**(109.293)**	**(129.568)**
J.	**POSIZIONE FINANZIARIA CORRENTE NETTO (D+E+I)**	**(42.011)**	**(62.128)**
E1.	**Crediti finanziari non correnti**	**45.000**	**-**
K.	Debiti bancari non correnti	(76.355)	(16.545)
L.	Obbligazioni emesse	-	-
M.	Altri debiti non correnti	(1.817)	(3.237)
N.	**POSIZIONE FINANZIARIA NON CORRENTE (E1+K+L+M)**	**(33.172)**	**(19.782)**
O.	**POSIZIONE FINANZIARIA NETTA (J+N)**	**(75.183)**	**(81.910)**

Al 31 dicembre 2020 l'**indebitamento finanziario netto** risulta essere di 75,2 milioni di Euro, in decremento di 6,7 milioni di Euro rispetto al precedente esercizio. Si rinvia anche a quanto riportato nel seguito come commento al rendiconto finanziario per l'analisi dei movimenti.

La voce "Crediti finanziari correnti" (voce E) rappresenta il credito finanziario vantato nei confronti delle società controllate principalmente per *cash pooling*, mentre il saldo riferito ai "Crediti finanziari non correnti" espone il credito per finanziamenti a lungo termine concessi alle società controllate per 45 milioni di Euro (quota parte del finanziamento BEI destinato alle attività svolte dalle controllate).

Il totale relativo all'indebitamento finanziario corrente (voce indicata dalla lettera I del prospetto) include oltre ai debiti bancari correnti, che ammontano a 6,2 milioni di Euro (voce F) e al saldo riferito ad altri debiti finanziari correnti per Euro 88,6 milioni di Euro (voce H), anche la quota a breve dei finanziamenti a medio-lungo termine per complessivi Euro 14,5 milioni di Euro (voce G).

Gli "Altri debiti finanziari correnti" (voce H) espongono l'utilizzo di finanziamenti "*hot money*" per 56,5 milioni di Euro, oltre alla quota riferita alla passività corrente sottostante i contratti di noleggio lungo termine operativo e locazione immobiliare per complessivi 1,8 milioni di Euro dovuta all'applicazione dello IFRS 16. Il decremento di denaro caldo a beneficio è conseguente della rimodulazione della struttura a medio-lungo termine grazie ai sovraccitati nuovi finanziamenti sottoscritti nel corso dell'esercizio.

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 (72 migliaia di Euro), la quota riferita alla passività non corrente sottostante i contratti di noleggio lungo termine operativo e locazione immobiliare per 4,6 milioni di Euro, in compliance all'IFRS 16.

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

Rendiconto Finanziario Acsm-Agam S.p.A. Riclassificato	31.12.2020	31.12.2019
Risultato netto del periodo	**15.335**	**15.449**
Ammortamenti, svalutazioni e accantonamenti	11.080	8.921
Proventi da partecipazioni	-	(625)
Variazioni Fondi	(1.864)	(373)
Variazione delle imposte differite	(654)	394
Autofinanziamento	**23.897**	**23.766**
Variazione capitale circolante netto	(18.555)	(28.045)
Flusso di cassa della gestione corrente	**5.342**	**(4.279)**
Investimenti netti	(6.385)	(18.717)
Dividendi incassati	23.524	22.077
Flusso di cassa gestione operativa	**22.481**	**(919)**
Variazioni Patrimonio netto	(15.754)	(13.906)
Flusso di Cassa del periodo	**6.727**	**(14.825)**
Posizione Finanziaria Netta Iniziale	**(81.910)**	**(66.072)**
Effetto applicazione IFRS 16 al 01.01.2019	-	(1.013)
POSIZIONE FINANZIARIA NETTA FINE PERIODO	**(75.183)**	**(81.910)**

Il flusso di cassa netto riferito al periodo in esame è negativo per Euro 6,7 milioni.

L'autofinanziamento riflette, oltre al risultato, gli effetti della variazione per ammortamenti, svalutazioni e accantonamenti pari ad Euro 11 milioni, la variazione del capitale circolante ammonta a 18,5 milioni di Euro e riflette principalmente gli effeti del conferimento del ramo d'azienda idroelettrico sopraccitato, mentre il saldo netto degli impieghi nell'attività di investimento ammonta a 6,4 milioni di Euro, inclusivo dell'effetto del conferimento del ramo idroelettrico. I dividendi incassati dalle società controllate ammontano complessivamente a 23,5 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° 29 | 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 2020	Patrimonio netto al 31.12.2020
Importi risultanti dal bilancio individuale di Acsm-Agam S.p.A.	**15.335**	**441.962**
Eliminazione delle partecipazioni:		
- differenza tra valore di carico e patrimonio netto	1.162	22.993
- differenza di consolidamento	-	8.545
- plusvalore allocato su cespiti Serenissima Gas	(389)	15.243
- PPA AEVV Farmacie	(216)	2.155
- PPA Varese Risorse	239	(1.196)
- risultato del periodo delle società controllate:	25.855	-
- storno dividendi infragruppo	(23.702)	-
Altre	-	(13)
Storno quote di competenza degli azionisti di minoranza	(336)	(8.613)
Importi risultanti dal bilancio consolidato:		
- di spettanza del Gruppo	***17.948***	***481.076***
- di spettanza di Terzi	***336***	***8.613***
TOTALE	**18.284**	**489.689**

EVENTI DI RILIEVO DEL 2020

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

Il c.d. Modello organizzativo/territoriale "a tendere", così come approvato dagli organi societari nell'ambito del progetto di Aggregazione realizzato a luglio 2018, prevede poli territoriali per *business* presidiati da un'unica società operativa (cd. Societarizzazione delle Business Unit), ovviamente laddove possibile e non precluso da normative ovvero da discipline regolatorie.

Nel contesto di tale riorganizzazione, il 2020 ha visto la realizzazione con efficacia 1° Gennaio, delle fusioni delle due società della Business Unit Vendita, nonché di due delle società della Business Unit Reti.

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

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

Con riferimento alla concessione che regola la prestazione di attività a favore del Comune di Varese con scadenza al 31 dicembre 2030, si segnala che nel corso del secondo semestre 2018, ad intervenuta aggregazione della c.d. Multi Utility Nord Lombardia, il Comune di Varese ha adottato una serie di atti, tramite i quali ha dichiarato che l'affidamento del servizio di igiene urbana sarebbe cessato alla data del 31 dicembre 2018, in luogo della scadenza contrattuale del 31 dicembre 2030, disponendo contestualmente l'avvio della procedura di gara per un nuovo affidamento.

Sulla questione si sono pronunciati sia il TAR che il Consiglio di Stato confermando che la scadenza legale della concessione doveva intendersi al 31 dicembre 2018.

Nel luglio 2019, sul presupposto della scadenza della concessione in data 31 dicembre 2018 e a seguito di procedura di gara per l'affidamento del servizio di igiene urbana, attualmente gestito in regime di prorogatio dalla controllata Acsm Agam Ambiente il Comune di Varese ha disposto l'aggiudicazione definitiva della gara ad altro operatore.

La controllata ha impugnato tale aggiudicazione avanti al TAR, ritenendo la stessa affetta da illegittimità tali da escludere l'operatore risultato aggiudicatario.

Allo stato si è in attesa della discussione del merito avanti il TAR, la cui udienza inizialmente fissata al 21 gennaio u.s. è stata rinviata al 21 aprile 2021. Il Comune di Varese ha annullato aggiudicazione all'operatore risultato primo in graduatoria, in seguito a presunti sopraggiunti vizi della documentazione amministrativa, attribuendo l'aggiudicazione della concessione all'operatore risultato secondo in graduatoria nella procedura di gara.

La Società sta predisponendo specifico ricorso avverso anche tale seconda aggiudicazione. Anche l'operatore risultato primo in graduatoria nella gara, al quale è stata annullata la prima aggiudicazione, ha depositato ricorso avverso sia l'annullamento della prima aggiudicazione che avverso tale seconda aggiudicazione.

Nel corso del 2020 Acsm Agam e la controllata Acsm Agam Ambiente hanno inoltre promosso contro il Comune di Varese un'azione civile presso il Tribunale Speciale delle Imprese di Milano per richiedere l'accertamento della violazione contrattuale dell'Accordo Quadro e del Patto Parasociale che disciplinano l'operazione MNL e per quantificare il risarcimento dei danni conseguenti alla scadenza anticipata del Contratto per la gestione del servizio di igiene ambientale presso il Comune di Varese.

Tale azione si fonda sul fatto che il Comune di Varese, in merito alla durata del Contratto dei Servizi relativo all'igiene urbana, abbia tenuto un comportamento contrario ai principi della buona fede e che ciò determini una responsabilità extracontrattuale e contrattuale nei confronti di Acsm Agam e della propria controllata Acsm Agam Ambiente. Tale azione è stata notificata al Comune di Varese lo scorso 6 marzo 2020. Sono in corso le attività conseguenti all'udienza di prima comparizione.

CONTRATTO DI AFFITTO CENTRALI IDROELETTRICHE

In data 16 marzo 2020 il Consiglio di Amministrazione di Acsm-Agam S.p.A. ha deliberato la sottoscrizione di un contratto di affitto attivo delle centrali idroelettriche di Gravedona e di San Pietro Sovera a favore di A2A S.p.A. sino alla scadenza delle relative concessioni (2029) per un corrispettivo di Euro 5,6 milioni all'anno.

Considerato il valore complessivo del contratto di affitto, l'operazione si configura come operazione di maggiore rilevanza con parti correlate ai sensi della Procedura adottata dalla Società e dal Regolamento Consob n. 17221. Per maggiori informazioni in merito all'operazione, si rinvia al documento informativo pubblicato e depositato nei termini di legge sul sito internet www.acsm-agam.it, sezione *Governance*.

Per effetto della natura del contratto di affitto e della ripartizione dei diritti e delle responsabilità in esso disciplinate, anche nei confronti degli enti concedenti, tale contratto viene equiparato a *Leasing* operativo e pertanto soggetto a relativo *accounting* che ne prevede appunto il mantenimento degli *asset* e relative passività a livello di capitale investito e la registrazione dell'affitto attivo e dei correlati costi a livello di conto economico.

CONFERIMENTO INTRAGRUPPO DEL RAMO D'AZIENDA IDROELETTRICO

In data primo ottobre 2020 Acsm Agam, nell'ambito della riorganizzazione della gestione del *business*, ha sottoscritto l'atto di conferimento in AEVV Impianti del ramo d'azienda idroelettrico derivante dalla fusione per incorporazione di A2A Idro4.

APPROVAZIONE BUSINESS PLAN 2020-2024

In data 16 marzo 2020 il Consiglio di Amministrazione ha approvato il *Business Plan* 2020-2024 del Gruppo Acsm Agam. Tale *Business Plan* era stato elaborato nella fase immediatamente precedente la pandemia e, quindi, prima che fossero pianificati e implementati gli interventi per fronteggiarla.

Il Gruppo ha proceduto con l'aggiornamento del *Business Plan* al fine di recepire la situazione più aggiornata dell'evoluzione del Covid 19 e i suoi impatti sulle *performance* del Gruppo valorizzando le azioni intraprese sino ad oggi quelle che saranno poste in atto prossimamente per gestire in modo proattivo tale situazione.

Sul punto si rinvia al successivo capitolo "*Eventi successivi al 31 dicembre 2020*", paragrafo *"Approvazione Business Plan 2021-2025"*.

ACQUISIZIONE DI RAMI DI AZIENDA DI IGIENE URBANA

Con efficacia 1° marzo 2020, Acsm Agam Ambiente ha acquisito il ramo d'azienda di un'impresa personale relativo alla raccolta e al trasporto di rifiuti urbani operante nel comune di Griante.

Con efficacia 1° maggio 2020 Acsm Agam Ambiente ha acquisito dalla Ecomonaci S.a.S. il ramo di azienda di igiene urbana operante in 10 Comuni della provincia di Como. Il ramo serve circa 10.000 abitanti con un fatturato annuo di circa 750 migliaia di Euro e un Ebitda di circa 250 migliaia di Euro.

In data 22 dicembre 2020 Acsm Agam Ambiente ha acquisito dall'impresa familiare Copes Fabio la relativa azienda di igiene urbana operante in 9 Comuni della provincia di Como.

L'azienda serve circa 11 mila abitanti con un fatturato annuo di circa 460 migliaia di Euro e un Ebitda normalizzato di circa 120 migliaia di Euro.

L'acquisizione avrà efficacia a partire dal 1° gennaio 2021.

TRASFERIMENTO CONCESSIONE IDRICA CERNOBBIO A COMO ACQUA S.R.L.

Per quanto riguarda la concessione di Cernobbio, con scadenza naturale a fine anno 2019, è stata avviata dall'EGA di Como la procedura per attuare il trasferimento della concessione alla società Como Acqua Srl, società in *house providing* affidataria del servizio idrico integrato nella provincia di Como. La procedura prevede il trasferimento dei cespiti, relativi alla citata concessione, di proprietà attualmente della controllata Lereti S.p.A.. Allo stato, per cause indipendenti dalla Società, l'iter di definizione del valore di subentro non risulta completato in mancanza di tariffe approvate da ARERA. Conseguentemente le tempistiche di trasferimento non risultano ancora definite.

ASSEMBLEA ORDINARIA APPROVAZIONE BILANCIO 2019, DIVIDENDI E INTEGRAZIONE COLLEGIO SINDACALE

L'Assemblea degli Azionisti tenutasi in data 11 maggio 2020, in sede di approvazione del bilancio 2020, ha approvato la distribuzione di un dividendo unitario lordo pari a Euro 0,08 per azione che è stato 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.

L'Assemblea degli Azionisti ha inoltre provveduto a integrare il Collegio Sindacale della Società nominando un sindaco effettivo, in sostituzione della dottoressa Annalisa Donesana, e un sindaco supplente. Il sindaco effettivo, dottor Giovanni Casartelli, è stato nominato su proposta del socio Comune di Como mentre il sindaco supplente, dottoressa Antonella Lillo, è stato tratto dalla Lista di minoranza n. 1.

Il Collegio Sindacale, così come integrato, è composto dai signori:

- dottoressa Lucia Milani (Presidente)
- dottoressa Roberta Ricco (sindaco effettivo)
- dott. Giovanni Casartelli (sindaco effettivo)
- dottoressa Annalisa Donesana (sindaco supplente)
- dottoressa Antonella Lillo (sindaco supplente),

e rimarrà in carica sino all'approvazione del bilancio al 31 dicembre 2021.

CESSIONE PARTECIPAZIONE ENERGY TRADE S.P.A.

In data 18 maggio 2020 Acsm-Agam S.p.A. ha ceduto al socio Canarbino S.p.A. l'intera partecipazione detenuta in Energy Trade S.p.A., pari al 21,29% del capitale sociale.

Il corrispettivo per la cessione è stato di 369 migliaia di Euro, in linea con il valore di carico nel bilancio di Acsm-Agam S.p.A..

ACQUISIZIONE DA PARTE DELLA CAPOGRUPPO DELLA QUOTA DI PARTECIPAZIONE DETENUTA IN ACEL ENERGIE S.R.L. DA SERENISSIMA GAS S.P.A.

Nell'ambito della riorganizzazione delle partecipazioni societarie detenute dal Gruppo, in data 10 luglio 2020, Acsm-Agam S.p.A. ha acquisito da Serenissima Gas S.p.A. l'intera partecipazione detenuta dalla stessa in Acel Energie S.r.l., pari al 1,07% del capitale sociale. Per effetto dell'operazione la quota detenuta da Ascm Agam in Acel passa dal 98,68% al 99,75% del capitale sociale.

PROROGA DEL SERVIZIO TELERISCALDAMENTO A COMOCALOR

Nelle more dell'espletamento delle procedure per l'affidamento del servizio giunto a scadenza nel corso del mese di ottobre, il Comune di Como ha richiesto nello stesso mese, la disponibilità di Comocalor alla proroga del servizio a tutto l'anno termico 2020-2021. Sono in corso le attività di formalizzazione della proroga del servizio.

EVENTI SUCCESSIVI AL 31 DICEMBRE 2020

APPROVAZIONE BUSINESS PLAN 2021-2025

In data 15 gennaio 2021 il Consiglio di Amministrazione ha esaminato e approvato il *Business Plan* 2021-2025 del Gruppo Acsm Agam. Il Piano Industriale 2021-2025 prosegue il cammino avviato sulle linee guida dei precedenti Piani, concentrandosi sullo sviluppo sostenibile sui territori di riferimento attraverso:

- Integrazione e sinergie,
- Innovazione e digitalizzazione,
- Sostenibilità e trasparenza,
- Focus sul cliente,
- Valorizzazione risorse umane,
- Valorizzazione territori di riferimento.

Nel quinquennio 2021-2025 il Gruppo proseguirà la crescita nei territori di riferimento con l'obiettivo di sviluppare tecnologie all'insegna della sostenibilità, dell'innovazione, della digitalizzazione e semplificazione dei servizi offerti e dei processi interni, sostenendo investimenti *carbon free* finalizzati al raggiungimento degli obiettivi *green* prefissati, con risparmi misurabili in termini di riduzione emissioni CO_2 (ca. 350 k ton di emissioni CO_2 evitate in arco piano).

Il Piano 2021-2025 prevede investimenti pari a 437 milioni di Euro che garantiscano valore e continuità nel lungo termine. Anche grazie a tale importante Piano investimenti, il prossimo quinquennio vede una crescita importante di tutti i KPI operativi e dei *Financials*.

Il Gruppo mantiene una forte attenzione agli azionisti prevedendo un *pay out* medio in arco piano intorno all'80% del risultato netto di Gruppo.

La presentazione di dettaglio del Piano Industriale 2021-2025 del Gruppo Acsm Agam è consultabile sul sito internet della società **www.acsm-agam.it**, nella sezione *Investor Relations*.

TARIFFE IDRICHE

Come già anticipato nella sezione riferita all'evoluzione del Quadro normativo e regolatorio e con riferimento all'approvazione del Metodo Tariffario Idrico le proposte tariffarie acquedotto per il periodo 2020-2023 (che sovrascrivono in parte anche i periodi tariffari 2012-2019), relativamente ai comuni gestiti da Lereti nella provincia di Como, sono state approvate dall'EGA competente in data 19 gennaio 2021 e dal Consiglio della Provincia di Como in data 9 marzo 2021. Esse sono state infine trasmesse ad ARERA per l'approvazione definitiva.

In data 23 marzo 2021 è stato promosso ricorso al TAR Lombardia per non incorrere in quiescenza relativamente ad alcuni dati sottostanti utilizzati per il calcolo delle tariffe 2020/2023.

Tale ricorso non inficia gli incrementi tariffari applicati e riferiti all'anno 2020 in quanto gli stessi scontano già l'incremento massimo applicabile secondo regolazione, che quindi non saranno suscettibili di ulteriore revisione nei confronti dell'utenza.

PRELIMINARE DI ACCORDO IMPIANTO DI TRATTAMENTO RIFIUTI DE LA GUZZA

Nel mese di gennaio 2021 la società controllata Acsm Agam Ambiente S.r.l. ha siglato un accordo preliminare condizionato con la società Econord, per l'acquisizione di un ramo d'azienda, costituito da un impianto di stoccaggio e trattamento dei rifiuti, dalle autorizzazioni ad esso destinate, dalle attrezzature, dal terreno e dai fabbricati relativi, nonché dal relativo personale, situato nel Comune di Como, adiacente al termovalorizzatore di proprietà della stessa Acsm Agam Ambiente, in località La Guzza. Il ramo d'azienda è di assoluto interesse strategico per l'azienda del Gruppo Acsm Agam, considerata la contiguità con l'impianto di termovalorizzazione.

FINANZIAMENTO BEI

Con riferimento al finanziamento BEI "*Acsm-Agam Energy Efficiency and Climate Action*" sottoscritto nel mese di dicembre 2019 per complessivi 100 milioni di Euro (di cui 50 milioni di Euro già erogati nei primi mesi del 2020), si segnala che, nel corso del mese di febbraio 2021, è stata erogata una seconda tranche pari a 25 milioni di Euro per 16 anni con un preammortamento di 4 anni.

PROROGA DEL SERVIZIO TELERISCALDAMENTO A COMOCALOR

Alla data di redazione della presente Relazione finanziaria annuale sono tutt'ora in corso le attività di formalizzazione della proroga del servizio di cui al medesimo punto del paragrafo Eventi rilevanti esercizio 2020.

QUADRO NORMATIVO E REGOLAMENTARE DI RIFERIMENTO 2020

In relazione alla evoluzione della regolazione ed impatti sulle Business Units del Gruppo Gruppo Acsm Agam di seguito si riportano le principali disposizioni applicabili al Gruppo.

GREEN DEAL UE

Il *Green Deal* (GD) è la Comunicazione dell'11 dicembre 2019 con cui la Commissione Von der Leyen ha fissato le priorità incentrate sull'impegno per lo sviluppo sostenibile e la lotta ai cambiamenti climatici, con l'obiettivo di rafforzare la *leadership* EU in qualità di principale mercato globale in grado di influenzare le politiche internazionali e condividere le politiche con le comunità locali.

Il GD prevede che tutte le politiche EU siano coerenti con gli obiettivi ambientali e costituisce parte integrante della strategia per l'Agenda 2030 dell'ONU e per i *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.

A marzo 2020 la Commissione ha pubblicato una proposta di *Climate Law* per perseguire l'obiettivo della neutralità climatica entro il 2050 (per quella data azzerare le emissioni nette di CO_2).

A luglio 2020 sono state pubblicate le due Comunicazioni sull'Idrogeno e sulla *Energy System Integration* mentre nell'autunno si è conclusa la consultazione sul *Carbon Border Adjustment Mechanism*, strumento previsto dal GD per tutelare l'industria europea dall'importazione di beni prodotti in Paesi extra-UE che hanno regole meno stringenti in termini di emissioni di CO_2.

A valle delle consultazioni in corso, entro l'estate 2021, saranno riviste le Direttive ETS (con l'obiettivo di assicurare un effettivo *carbon pricing* per l'economia ed aumentare l'impegno di tutti i settori come, ad esempio, il residenziale), RED (sulle fonti rinnovabili) e EED (sull'efficienza energetica).

La Commissione ha, inoltre, lanciato iniziative specifiche per rafforzare l'impegno strategico nella c.d. *sectoral integration* (i.e. gestione sinergica dei diversi vettori energetici, anche attraverso sistemi di accumulo), nello sviluppo della filiera dell'idrogeno, nell'economia circolare, nella mobilità sostenibile e per la riqualificazione energetica degli edifici (c.d. "*Renovation wave*").

Al fine di assicurare l'aderenza di tutta la legislazione EU con gli obiettivi del GD, la Commissione ha posto in revisione anche le *State Aid Guidelines* per Energia e Ambiente (che saranno approvate nel 2021 con decorrenza 2022) e la Tassonomia per gli investimenti sostenibili.

Per raggiungere gli obiettivi del GD sono richiesti investimenti pubblici massicci in grado di indirizzare quelli privati verso gli obiettivi di sostenibilità: dovranno essere garantiti 260 miliardi di Euro di investimenti aggiuntivi all'anno (1.5% del PIL EU) – per questa ragione la Commissione presenterà un *Sustainable Europe Investment Plan*. Inoltre, il 25% del Budget UE dovrà essere destinato alle azioni per il clima, oltre a proventi diretti da destinare a questo scopo (i.e. imposte su imballaggi di plastica non riciclabili e possibile allocazione del 20% delle *revenues* dell'ETS). Sarà rivisto anche il ruolo dell'*Innovation and Modernisation Fund* (BEI) oltre agli strumenti previsti dal Programma *Horizon 2020*.

Con il varo del c.d. *Recovery Fund* conseguente all'emergenza pandemica, la Commissione ha incanalato notevoli risorse finanziarie per il rilancio dell'economia (per l'Italia circa 210 miliardi di Euro) con la previsione di destinarne una parte rilevante ai settori delle rinnovabili, dell'efficienza energetica, dell'economia circolare, delle infrastrutture energetiche, dell'accumulo e dell'idrogeno.

TASSONOMIA PER GLI INVESTIMENTI SOSTENIBILI

Il 12 luglio 2020 è entrato in vigore il Regolamento 2020/852 (UE) sulla Tassonomia per gli investimenti sostenibili, nell'ambito del quale la Commissione è stata incaricata di presentare dei criteri di degli investimenti sostenibili, tramite l'adozione di sei "atti delegati" volti a definire i requisiti tecnici che dovranno dimostrare le iniziative classificabili come sostenibili alla luce della Tassonomia stessa (ed in particolare, la rilevanza del contributo ambientale fornito dalle diverse tecnologie e i possibili rischi sugli altri obiettivi individuati dal Reg. 2020/852). A seguito dell'accordo politico tra gli Stati Membri e della definizione di un Report tecnico da parte di un *technical expert group* dedicato, il 20 novembre 2020 sono stati posti in consultazione i primi due atti delegati, relativi alle attività di adattamento e mitigazione dei cambiamenti climatici. La proposta della Commissione, applicabile con decorrenza 1° gennaio 2022, è attesa nel primo semestre 2021 e sarà sottoposta all'approvazione del Consiglio EU.

La rilevanza della Tassonomia dipende dall'invasività che avrà sulle Direttive (rinnovabili, efficienza energetica, economia circolare) e soprattutto sui canali di finanziamento per le attività *green* (dal *Recovery Fund* agli incentivi nazionali). Ciò riguarda in particolare gli *asset* che, come per il settore gas e del *waste-to-energy*, non sono stati inclusi nella Tassonomia anche se necessari alla transizione verso la decarbonizzazione.

BUSINESS UNIT ENERGIA E TECNOLOGIE SMART

INCENTIVI ALLA PRODUZIONE DA FONTI RINNOVABILI

Il 14 giugno 2019 la Commissione UE ha approvato, ai sensi della disciplina sugli aiuti di Stato, il nuovo schema di sostegno per le rinnovabili elettriche e il 4 luglio 2019 il MiSE, di concerto con il MATTM, ha adottato il cosiddetto DM FER1 che definisce il quadro incentivante per le fonti rinnovabili considerate mature e con costi fissi bassi o, comunque, in diminuzione: eolico, fotovoltaico, idroelettrico e biogas da depurazione.

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) con meccanismi di premialità (es. autoconsumo, fotovoltaico con rimozione amianto), specifici criteri di priorità per accedere ed una remunerazione fino a 20/30 anni.

A dicembre 2019, il GSE ha avviato una consultazione sulla definizione del contratto-tipo per l'assegnazione degli incentivi: tale contratto di diritto privato dovrà essere stipulato dal soggetto responsabile per ogni singolo impianto a seguito del conseguimento del diritto di accesso agli incentivi e sarà approvato da ARERA.

A gennaio 2020, come previsto dal DM FER1, il GME ha avviato una consultazione sulla Piattaforma di mercato per la negoziazione di lungo termine di energia da fonti rinnovabili.

Nell'ambito dell'emergenza COVID-19, il Governo è intervenuto con il Decreto Legge 16 luglio 2020, n. 76 (il c.d. DL Semplificazioni) semplificando le procedure autorizzative e di valutazione di impatto ambientale ed introducendo la possibilità di accedere agli incentivi anche per quegli impianti non fotovoltaici che non hanno aderito allo spalma incentivi, prevedendo procedure separate con contingente *ad hoc* ed una tariffa ridotta del 5%. Inoltre, in considerazione dello stato di emergenza prorogato al 31 gennaio 2021 con il DPCM del 7 ottobre 2020, il GSE ha proceduto ad aggiornare i termini degli adempimenti in particolare in relazione ai Decreti FER.

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

Il D.Lgs. n. 102/2014 di recepimento della Direttiva 2012/27/CE sull'efficienza energetica ha attribuito agli articoli 9, 10 e 16 specifici poteri di regolazione e controllo all'Autorità anche nel settore del teleriscaldamento/teleraffrescamento seppure solo su aspetti specifici non trattandosi di una vera e propria regolazione tariffaria. Le attribuzioni riguardano, infatti, la predisposizione di provvedimenti su allacciamento e disconnessione dalle reti, diritto di recesso, qualità commerciale e tecnica del servizio, modalità con cui i gestori rendono pubblici i prezzi della fornitura del calore.

All'Autorità è affidato anche il compito di dare attuazione alle disposizioni in tema di misura, fatturazione, accesso ai dati di consumo allo scopo di accrescere la consapevolezza del cliente e modificarne i comportamenti di consumo.

La Delibera 548/2019/R/tlr ha definito, per il periodo 1° gennaio 2021 – 31 dicembre 2023 la regolazione della qualità tecnica del servizio di teleriscaldamento e teleraffrescamento (RQTT), con riferimento alla sicurezza e alla continuità del servizio, introducendo obblighi sul pronto intervento, sulla 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. Lo scopo è quello di garantire un maggior grado di tutela degli utenti e favorire la diffusione del servizio attraverso un progressivo incremento delle performance del settore con la definizione di *standard* minimi uniformi a livello nazionale.

A seguito dell'emergenza COVID-19 la Delibera 188/2020/R/tlr ha rinviato:

- al 1° ottobre 2020 l'entrata in vigore di alcune disposizioni del Testo Integrato sulla Trasparenza del servizio di teleriscaldamento e teleraffrescamento (TITT) in materia di contenuti minimi e trasparenza dei documenti di fatturazione, nonché di qualità del servizio e diritti degli utenti, inizialmente previste per il 1° luglio 2020;
- al 1° gennaio 2021 l'entrata in vigore della regolazione della qualità tecnica, inizialmente prevista per il 1° luglio 2020.

La Delibera 478/2020/R/tlr ha definito per il periodo 1° gennaio 2020 – 31 dicembre 2024 la regolazione della misura nel servizio di teleriscaldamento e teleraffrescamento (TIMT), introducendo obblighi di servizio e *standard* di qualità in materia di misura dell'energia fornita agli utenti con la definizione di frequenze minime di lettura, obblighi di comunicazione delle rilevazioni da parte dei Gestori, l'introduzione dell'obbligo di autolettura, la definizione delle modalità di calcolo per la stima e la ricostruzione dei consumi e le regole per l'archiviazione dei dati. É stata rinviata a successivo provvedimento la regolazione delle caratteristiche prestazionali minime dei misuratori.

La Delibera 537/2020/R/tlr ha esteso, a far data da 1° luglio 2021, anche al settore del teleriscaldamento il sistema di tutele per la trattazione dei reclami e per la risoluzione extragiudiziale delle controversie con gli utenti finali già attive negli altri settori regolati.

L'Autorità ha provveduto ad introdurre due livelli di tutela: un livello base che prevede l'estensione del servizio di *contact center* dello Sportello per il consumatore Energia e Ambiente anche al teleriscaldamento e un secondo livello che permette agli utenti finali di attivare una procedura di conciliazione dinanzi al Servizio Conciliazione dell'Autorità.

Infine sono stati recentemente avviati procedimenti relativi alle revisioni di alcune discipline per il secondo periodo regolatorio: con Delibera 11/2021/R/tlr è stato avviato il procedimento per l'adozione di provvedimenti in materia di contributi di allacciamento e modalità di esercizio del diritto di recesso mentre con Delibera 27/2012/R/tlr è stato avviato il procedimentoper la revisionedei provvedimenti in materia di qualità commerciale per il secondo periodo regolatorio.

MOBILITÀ ELETTRICA

È in fase di revisione da parte del Ministero delle Infrastrutture e dei Trasporti il PNIRE (Piano Nazionale Infrastrutturale per la Ricarica dei veicoli alimentati ad energia Elettrica) che definisce le linee guida per lo sviluppo delle Infrastrutture di Ricarica (IdR) dei veicoli elettrici sul territorio nazionale.

Data la crescente diffusione dei veicoli elettrici (il PNIEC ne stima 6 milioni al 2030) e il conseguente incremento delle IdR, non solo aumenterà l'energia richiesta per la ricarica, ma tali veicoli, attraverso le IdR, potranno fornire preziosi servizi alla rete di trasmissione e, nel medio-lungo termine, anche alle reti di distribuzione: le batterie, infatti, hanno

la capacità di erogare velocemente servizi in immissione/assorbimento.

Al fine di facilitare la diffusione dei veicoli elettrici nell'ottica della transizione energetica, con riferimento alle tematiche di propria competenza, l'Autorità ha attivato, nel corso del 2020, due *focus group*, con l'obiettivo di valutare e approfondire, insieme ai diversi *stakeholder*, le possibili modifiche alla regolazione per quanto riguarda la ricarica in ambito privato e in ambito pubblico.

Con riferimento alla ricarica in ambito privato, la Delibera 541/2020/R/eel prevede la possibilità per gli utenti domestici (o altri usi BT) con potenza contrattualmente impegnata tra i 2 kW e 4,5 kW, connessi ad un sistema di ricarica per veicoli elettrici, di prelevare fino a 6 kW nelle ore notturne, di domenica e in tutti i giorni festivi, senza corrispettivi aggiuntivi legati all'aumento di potenza. Tale sperimentazione è concessa per il periodo 1° luglio 2021 – 31 dicembre 2023.

Per quanto riguarda la ricarica in ambito pubblico, l'articolo 57, comma 12, del DL 16 luglio 2020 (cd. "Decreto Semplificazioni") prevede che "l'Autorità definisca le tariffe per la fornitura dell'energia elettrica destinata alla ricarica dei veicoli, applicabili in ambito privato e in ambito pubblico, in modo da assicurare un costo non superiore a quello previsto per i clienti domestici residenti". Sono al momento in corso interlocuzioni tra l'Autorità e MiSE per l'implementazione di tale dettato normativo.

Con riferimento all'integrazione tra veicoli elettrici e rete elettrica, tramite la fornitura di servizi, il MiSE ha emanato il DM 30 gennaio 2020, con cui ha stabilito criteri e modalità per favorire la diffusione della tecnologia "*vehicle to grid*", che prevede la modalità V2G (scambio di potenza da/verso la rete) e V1G (modulazione del prelievo dalla rete).

Il DM stabilisce il riconoscimento di un contributo forfettario a copertura dei costi per i dispositivi e i sistemi di misura necessari per garantire l'interazione tra veicoli elettrici e rete e la possibilità di includere le IdR all'interno delle UVAM (Unità Virtuali Abilitate Miste, di cui al progetto pilota Terna S.p.A. ex Delibera 300/2017/R/eel per l'apertura di MSD a unità non già abilitate), demandando all'Autorità la definizione della regolazione di dettaglio, per la quale sono in corso le attività propedeutiche.

CONCESSIONI IDROELETTRICHE DI GRANDE DERIVAZIONE

La Legge n. 12/2019, di conversione del DL 14 dicembre 2018, n. 135 (c.d. DL Semplificazioni), ha modificato con l'art. 11-quater la disciplina delle concessioni idroelettriche di grande derivazione (impianti aventi una potenza nominale maggiore di 3 MW).

In precedenza tali concessioni, qualora scadute, erano esercite dai concessionari in regime di prosecuzione temporanea, a condizioni immutate ai sensi dell'art. 12, comma 8 bis, del D.Lgs. 79/1999 in attesa dell'avvio delle gare per la riassegnazione, le quali si sarebbero basate su criteri definiti da un DM concertato tra MiSE e MATTM, e adottato d'intesa con la Conferenza Unificata Stato-Regioni, che non è mai stato emanato.

Le nuove norme prevedono che le Regioni disciplinino con proprie leggi entro il 31 marzo 2020 (termine prorogato al 31 ottobre 2020 dal c.d. DL Cura Italia, e ad oggi non rispettato dalla maggior parte delle Regioni) 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 e, comunque, non oltre il 31 ottobre 2022.

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

Per le concessioni scadute esercite in regime di prosecuzione temporanea è, inoltre, imposto un canone aggiuntivo.

L'art. 11 quater l. 12/2019 ha abrogato il citato comma 8 bis dell'art. 12 del D.Lgs. 79/1999.

In tema di indennizzo ai gestori uscenti, la nuova norma prescrive:

- per le opere c.d. "bagnate": il passaggio senza compenso in proprietà delle Regioni, salvo l'indennizzo dei soli investimenti non ancora ammortizzati;
- per le opere c.d. "asciutte": il riconoscimento di un valore residuo desunto da atti contabili o perizia asseverata. In caso di mancato inserimento nel progetto 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 data 8 aprile 2020 Regione Lombardia ha emanato la Legge Regionale n. 5/2020 che disciplina le modalità e le procedure di assegnazione delle concessioni di grandi derivazioni idroelettriche e ne determina il relativo

canone. La legge ha stabilito come modalità principale di assegnazione la gara ad evidenza pubblica mentre il termine per l'avvio delle procedure è fissato:

- per le concessioni già scadute ed in regime di prosecuzione temporanea: entro 2 anni dall'entrata in vigore della legge (ossia, entro il 31 ottobre 2022), con riassegnazione entro il 31 luglio 2024;
- per le concessioni con scadenza successiva all'entrata in vigore della legge regionale: entro 2 anni dalla scadenza.

Il nuovo canone demaniale avrà una parte fissa, correlata alla potenza di concessione, pari a 35 Euro/kW da corrispondere semestralmente dal 2021, ed una parte variabile, pari ad un minimo del 2,5% dei ricavi di vendita dell'energia annualmente immessa in rete dall'impianto, al netto dell'energia fornita gratuitamente alla Regione, da versare a consuntivo entro il 31 marzo dell'anno successivo.

La Legge Regionale 23/2019 ha, altresì, imposto ai concessionari, a partire dal 2020, l'obbligo di fornire gratuitamente alla Regione energia elettrica da destinare per almeno il 50% a servizi pubblici delle province interessate dalla derivazione (220 kWh per ogni kW di potenza di concessione), prevendendo la possibilità di monetizzazione dell'adempimento. Per le concessioni in regime di prosecuzione temporanea è, infine, disposto in Regione Lombardia un canone aggiuntivo annuo pari a 20 Euro/kW, a titolo ricognitorio.

In considerazione del sopra descritto contesto normativo, il 12 giugno 2020 il Presidente del Consiglio dei Ministri ha presentato ricorso per illegittimità costituzionale contro la legge regionale lombarda circa alcuni rilevanti profili della predetta normativa regionale. Sono state, altresì, impugnate avanti la Corte Costituzionale da parte del Governo anche le leggi regionali in materia di grandi derivazioni idroelettriche della Regione Piemonte e della Provincia autonoma di Trento.

La concessione di Gravedona, unica centrale con concessione di grande derivazione del Gruppo Acsm Agam, ha scadenza al 2029.

BUSINESS UNIT VENDITA

PROVVEDIMENTI REGOLATORI ADOTTATI PER FAR FRONTE ALL'EMERGENZA SANITARIA COVID-19

Per far fronte all'impatto che l'emergenza sanitaria COVID-19 ha avuto sugli operatori e sui clienti finali, e al conseguente rischio di insoluti lungo l'intera filiera, l'Autorità ha adottato una serie di provvedimenti specifici, bilanciando le esigenze dei vari *stakeholder* coinvolti. Con riferimento alle imprese di vendita, le principali disposizioni adottate sono le seguenti:

- differimento dei termini degli adempimenti regolatori nei confronti dell'Autorità (tra cui le raccolte dati e lo svolgimento delle procedure di conciliazione). Inoltre, per tener conto delle disposizioni limitative prese a tutela della salute pubblica, l'Autorità ha ampliato l'utilizzo della causale «forza maggiore» anche in ambiti regolatori dove non era precedentemente prevista per giustificare il mancato rispetto di obblighi/*standard* prestazionali (Delibere 59/2020/R/com e 94/2020/R/com);
- introduzione di deroghe alla disciplina delle garanzie di cui al CADE e al CDRG, e facoltà, nei mesi di aprile, maggio, giugno e luglio, per i venditori e per i distributori di versare importi inferiori a quelli fatturati, entro determinati limiti definiti da ARERA. Gli importi non versati saranno saldati entro la fine del 2020 ai sensi della Delibera 248/2020/R/com (Delibera 116/2020/R/com e s.m.i.);
- sospensione delle procedure di tutela del credito di cui al TIMG e al TIMOE per tutti i clienti fino al 3 maggio, con proroga fino al 17 maggio per i soli clienti domestici, e proposta obbligatoria di rateizzazione nei confronti dei clienti in tutela e PLACET (Delibera 60/2020/R/com);
- istituzione presso la CSEA di un apposito conto di gestione straordinario, destinato a garantire il finanziamento delle iniziative a sostegno dei clienti finali connesse all'emergenza epidemiologica COVID-19, per un importo pari a 1,5 miliardi di Euro (medesima Delibera 60/2020/R/com);
- sospensione dei termini di pagamento fino al 30 aprile 2020, e successiva rateizzazione obbligatoria ai clienti siti negli 11 comuni della iniziale «zona rossa» (Delibera 75/2020/R/com);
- in ragione della criticità nella consegna della corrispondenza, l'Autorità ha previsto la facoltà agli esercenti i servizi di tutela, e con riferimento ai contratti PLACET di inoltrare le bollette anche in formato elettronico (Delibera 117/2020/R/com);
- in considerazione delle difficoltà di prevedere correttamente il profilo di prelievo dei consumi e del manifestarsi di prezzi MSD significativamente diversi rispetto ai valori MGP, con le Delibere 121/2020/R/eel e 207/2020/R/eel l'Autorità ha previsto, a decorrere dal 10 marzo e fino al 30 giugno, l'applicazione di un meccanismo di *cap & floor* ai prezzi di valorizzazione degli sbilanciamenti per le unità di consumo e per le unità di produzione non abilitate.

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

La Legge 4 agosto 2017, n. 124 e s.m.i. (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, tra le altre cose, la fine dei regimi di tutela di prezzo dal 1° gennaio 2021 per le piccole imprese elettriche, e dal 1° gennaio 2022 per i clienti domestici elettrici e gas e le microimprese elettriche[10].

L'Autorità, pur nelle more degli adempimenti governativi, con la Delibera 491/2020/R/eel ha definito il Servizio a Tutele Graduali (STG) da attivare con decorrenza 1° gennaio 2021 nei confronti delle piccole imprese, diverse dalle microimprese, prive di un fornitore sul mercato libero[11].

Per il periodo 1° gennaio-30 giugno 2021 (regime provvisorio) il STG verrà erogato dagli attuali esercenti la maggior tutela a condizioni economiche e contrattuali pressoché invariate mentre, a partire dal 1° luglio 2021 (regime definitivo), il STG verrà erogato da operatori selezionati tramite asta secondo queste indicazioni:

- le Procedure Concorsuali - organizzate da Acquirente Unico S.p.A. che predispone il relativo Regolamento - dovranno concludersi entro il 31 maggio 2021;
- l'assegnazione a regime avrà durata triennale (1° luglio 2021 - 30 giugno 2024);
- le aste riguarderanno 9 lotti di clienti (il più possibile omogenei per tasso di morosità) con applicazione di un tetto massimo definito dal DM MiSE 31 12 2020 in relazione alle aree aggiudicabili da un singolo operatore pari a 35% dei volumi totali;
- offerta economica sul parametro β espresso in €/MWh a copertura dei costi di commercializzazione e sbilanciamento non già riconosciuti da ARERA e a fronte del quale i partecipanti si impegnano ad erogare il STG nel lotto indicato;
- aste a doppio turno con aggiudicazione del lotto al ribasso sul parametro β espresso in €/MWh;
- alle offerte presentate a partire dal primo turno di gara, è applicato: un *cap*, differenziato per area territoriale, e un *floor* (entrambi ancora non noti).

Le condizioni contrattuali applicate ai clienti saranno invariate rispetto a quelle della maggior tutela mentre le condizioni economiche vedranno l'introduzione di un "corrispettivo unico nazionale" (determinato dalla ponderazione dei parametri offerti in asta nelle diverse aree).

Da ultimo, si è in attesa del DM MiSE relativo all'Elenco Venditori Elettricità nonché del DM MiSE che definirà le modalità e i criteri per un ingresso consapevole dei clienti domestici e delle microimprese nel mercato libero a far data dal prossimo 1° gennaio 2022.

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

La Delibera 576/2019/R/eel ha aggiornato per il 2020 le componenti RCV e PCV a copertura dei costi di commercializzazione, rispettivamente, per la maggior tutela elettrica e per il mercato libero elettrico.

La Delibera 577/2019/R/gas ha aggiornato per il 2020 la componente QVD a copertura dei costi di commercializzazione della vendita al dettaglio del gas.

Con le Delibere 603/2020/R/gas e 604/2020/R/eel le componenti QVD, RCV e PCV sono state aggiornate per il 2021. In particolare in entrambe le Delibere ARERA ha dichiarato che "non si riscontrano al momento i presupposti per interventi di riconoscimento diversi o ulteriori rispetto a quelli ordinari previsti dalla regolazione vigente" con riferimento ai tassi di morosità che restano allineati a quelli degli anni precedenti nonostante il 2020 sia stato interessato dalla pandemia da COVID-19.

[10] In accordo alla definizione comunitaria le microimprese elettriche hanno meno di 10 dipendenti ed un fatturato annuo non superiore a 2 milioni di Euro.

[11] Il perimetro di questo primo lotto riguarderà circa 230.000 soggetti tra piccole imprese (numero dipendenti tra 10 e 50 e/o fatturato annuo tra 2 e 10 milioni di Euro) titolari di punti di prelievo in BT e microimprese titolari di almeno un punto di prelievo con potenza contrattualmente impegnata superiore a 15 kW che, alla data del 31 dicembre 2020, non avevano ancora scelto una fornitura nel mercato libero.

PRESCRIZIONE BIENNALE DEI CONSUMI DI ENERGIA ELETTRICA E GAS NATURALE

La Legge di Bilancio 2018, all'articolo 1, commi 4-10, ha introdotto la prescrizione biennale nei contratti di fornitura di energia elettrica, gas e servizio idrico nei rapporti tra i clienti e il venditore, nei rapporti tra il distributore e il venditore e in quelli con l'operatore del trasporto e con gli altri soggetti della filiera, nonché la sospensione dei pagamenti (e rimborso dei pagamenti effettuati) in caso di procedimenti AGCM per l'accertamento di violazioni del codice del consumo in tema di fatturazione, finché non sia stata verificata la legittimità della condotta dell'operatore. L'entrata in vigore è stata differenziata: dal 1° marzo 2018 per il settore elettrico, dal 1° gennaio 2019 per il settore gas e dal 1° gennaio 2020 per il servizio idrico.

LEGGE DI BILANCIO 2020 E GESTIONE DEL CREDITO

La Legge di Bilancio 2020, all'art. 1 comma 291, prevede che «*i gestori di servizi di pubblica utilità e gli operatori di telefonia, di reti televisive e di comunicazioni elettroniche hanno l'obbligo di trasmettere agli utenti le comunicazioni con cui si contestano, in modo chiaro e dettagliato, gli eventuali mancati pagamenti di fatture e si comunica la sospensione delle forniture in caso di mancata regolarizzazione, con adeguato preavviso, non inferiore a quaranta giorni, tramite raccomandata con avviso di ricevimento*».

Tale norma è stata trasposta nel TIMG e nel TIMOE con la Delibera 219/2020/R/com, che ha impattato sulle *performance* di gestione del credito prevedendo:

- che la comunicazione al cliente possa essere effettuata esclusivamente con raccomandata con avviso di ricevimento o PEC;
- che la richiesta di sospensione della fornitura per i clienti gas ed elettrici MT/AT possa essere presentata al distributore non prima di 40 giorni solari dalla data di notifica della comunicazione di costituzione in mora;
- che tali tempistiche per i clienti elettrici in BT siano ridotte a 25 giorni solari (l'intervento tecnico di sospensione avverrebbe, comunque, non prima di 40 giorni solari dalla data di notifica).

Tali disposizioni determinano un incremento dell'esposizione finanziaria degli operatori e un peggioramento delle *performances* e degli indici correlati alla gestione del credito.

SETTLEMENT GAS: NUOVA DISCIPLINA DAL 1° GENNAIO 2020

Il settlement gas consiste nella gestione, pianificazione ed attuazione dei programmi volti a garantire l'equilibrio e il bilanciamento del sistema nazionale. La disciplina definita da ARERA ha l'obiettivo di assicurare un'efficiente erogazione dei servizi di bilanciamento del gas, in particolare con riferimento alla determinazione delle partite fisiche ed economiche di competenza di ciascun utente (trasportatori, Utenti del Bilanciamento-UdB, Utenti della Distribuzione-UdD, venditori e clienti finali).

Con le Delibere 72/2018/R/gas e 148/2019/R/gas, ARERA ha approvato la nuova disciplina del *settlement gas* (TISG – Testo Integrato *Settlement Gas*), entrata in vigore il 1° gennaio 2020: all'interno di tale disegno, rilevanti sono i ruoli del Responsabile del Bilanciamento (Snam Rete Gas S.p.A.) e del Sistema informativo integrato (SII – gestito da Acquirente Unico S.p.A.), che ha in capo le attività di profilazione, aggregazione delle misure, calcolo del prelievo annuo e di attribuzione dei profili di prelievo.

Con la Delibera 538/2019/R/gas, al fine di limitare eventuali impatti negativi per gli operatori derivanti dall'applicazione della nuova metodologia di settlement in presenza di conferimenti di capacità effettuati in un periodo antecedente, ARERA ha introdotto alcune soluzioni transitorie per il calcolo degli scostamenti, prevedendo fino al 31 maggio 2020:

- la "depenalizzazione dei superi di capacità": le penali sono 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. Eventuali incrementi di capacità sono stati applicati retroattivamente fino ad ottobre 2019.

Inoltre, nel corso del 2020, il nuovo meccanismo ha presentato alcune criticità per le quali ARERA è intervenuta a più riprese. Si segnalano, in particolare:

- Delibera 181/2020/R/gas: ha previsto la rielaborazione straordinaria dei bilanci definitivi da gennaio ad aprile 2020 con l'applicazione di criteri specifici per sanare le anomalie registrate;
- Delibera 222/2020/R/gas: ha integrato il TISG con riferimento alla comunicazione, nell'ambito delle attività nella responsabilità del SII, delle anomalie rilevate alle imprese di distribuzione, agli UdB e agli UdD. Facendo seguito a tale Delibera, Snam Rete Gas S.p.A. ha elaborato una procedura per la correzione dei prelievi che non hanno positivamente superato specifiche verifiche di coerenza. Tale Procedura ha dispiegato i suoi effetti per tutti i bilanci di trasporto dei mesi del 2020, ad eccezione di quello relativo del mese di gennaio (già chiuso al momento della pubblicazione) ed ha permesso al Gruppo di contenere gli impatti delle allocazioni anomale, pur non sterilizzandoli completamente, non essendo prevista la possibilità di rettificare dati palesemente anomali ma non considerati tali dai filtri delle verifiche di coerenza;
- Delibera 521/2020/R/gas: ha esteso a tutto l'anno termico 2019-2020 la "depenalizzazione dei superi" di cui alla Delibera 538/2019/R/gas precedentemente citata e ha previsto la possibilità di incrementi di capacità da ottobre a dicembre 2020 ai fini del calcolo dei corrispettivi di scostamento;
- Delibera 3/2021/R/gas: ha concesso la possibilità di rettificare anche i dati di prelievo anomali ma non intercettati dalle verifiche di cui all'Articolo 9 del TISG.

Infine, la Delibera 451/2019/R/gas ha definito le modalità di approvvigionamento da parte di Snam Rete Gas S.p.A. dei quantitativi di gas necessari al funzionamento del sistema, c.d. gas di sistema (ψ), somma di autoconsumi, perdite di rete, GNC, variazioni di *linepack*, differenza tra gas immesso e prelevato nelle reti di distribuzione. Tale quantitativo è approvvigionato giornalmente in un comparto di MP-GAS denominato AGS (approvvigionamento gas di sistema).

BUSINESS UNIT AMBIENTE

PROVVEDIMENTI REGOLATORI ADOTTATI PER FAR FRONTE ALL'EMERGENZA SANITARIA COVID-19

Per far fronte all'impatto che l'emergenza sanitaria COVID-19 ha avuto sugli operatori del ciclo integrato rifiuti, l'Autorità ha adottato i seguenti provvedimenti:

- la Delibera 59/2020/R/com ha disposto il differimento al 1° luglio 2020 dei termini di applicazione del TITR connessi agli elementi informativi minimi che devono essere garantiti agli utenti e alla trasmissione dei dati da parte dei gestori delle attività operative al gestore dell'attività di gestione tariffe e rapporti con gli utenti;
- la Delibera 75/2020/R/com ha sospeso i termini di pagamento di fatture/avvisi di pagamento emessi/da emettere per le utenze site nei Comuni di cui all'Allegato 1 del DPCM del 1° marzo 2020 con successiva rateizzazione degli importi dovuti e sospensione della morosità;
- la Delibera 102/2020/R/rif ha richiesto informazioni ai gestori e agli Enti Territorialmente Competenti (ETC) relativamente agli eventuali oneri aggiuntivi sostenuti per il servizio;
- la Delibera 158/2020/R/rif ha introdotto dei fattori di rettifica per scontare l'impatto della TARI per le utenze non domestiche le cui attività, per effetto dell'emergenza sanitaria, sono state sospese nonché la previsione di specifiche tutele per le utenze domestiche in stato di disagio economico sociale;
- la Delibera 238/2020/R/rif ha aggiornato il Metodo Tariffario Rifiuti (MTR) già approvato per il periodo 2018-2021, introducendo la possibilità di copertura già nel 2020, attraverso specifiche componenti, sia dei costi straordinari connessi all'emergenza sia della scontistica applicata e prevista dalla Delibera 158/2020/R/rif anche alla luce delle informazioni raccolte a seguito della Delibera 102/2020/R/rif. In seguito, la Delibera 493/2020/R/rif ha prorogato la possibilità di utilizzo di tali componenti anche nel 2021, alla luce del perdurare dell'emergenza.

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

La Delibera 443/2019/R/rif ha approvato 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 si applica alle entrate tariffarie 2020, compatibilmente con le tempistiche previste per l'approvazione della TARI da parte dei Consigli Comunali la cui scadenza è stata prorogata al 30 settembre 2020 per effetto della Legge di conversione del DL n. 34/2020 (c.d. Decreto Rilancio).

MTR prevede che i costi riconosciuti ai Gestori siano determinati a partire da quelli effettivi rilevati nell'anno di riferimento (a-2) risultanti da fonti contabili obbligatorie[12] e siano quelli afferenti alla gestione integrata dei rifiuti, che comprende le attività di:

- spazzamento e lavaggio strade,
- raccolta e trasporto,
- trattamento e recupero dei rifiuti urbani,
- trattamento e smaltimento dei rifiuti urbani,
- gestione tariffe e dei rapporti con gli utenti.

Altre attività minori sono considerate esterne al ciclo integrato dei rifiuti urbani e, quindi, non sottoposte al perimetro di regolazione.

I costi di trattamento e smaltimento sono stati definiti in via transitoria as is nelle more della fissazione dei criteri per la determinazione delle tariffe di accesso agli impianti prevista nel 2020 con decorrenza 1° gennaio 2021.

MTR si basa sul principio del *full cost recovery* e stabilisce che le entrate tariffarie possono crescere di anno in anno tramite l'applicazione del meccanismo del price cap entro un certo limite massimo all'incremento. Gli ETC possono presentare ad ARERA istanza per il superamento di detto limite, qualora lo ritengano necessario per assicurare il raggiungimento dei previsti miglioramenti di qualità ovvero per sostenere il processo di integrazione delle attività gestite.

Nel seguito le principali caratteristiche del nuovo metodo:

- è del tipo *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);
- è consentito inserire nella tariffa costi previsionali non ancora consuntivati, fermi restando meccanismi di successive verifiche (componente COI);
- *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'ETC;
- 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'ETC.

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

La Delibera 158/2020/R/rif, allo scopo di armonizzare l'applicazione delle agevolazioni a favore delle utenze non domestiche la cui attività è stata sospesa a causa dell'emergenza, ha fissato le riduzioni della parte variabile delle tariffe (distinte in base al periodo di chiusura forzata) secondo il metodo normalizzato ex DPR 158/99. La medesima delibera ha, inoltre introdotto, nelle more di una disciplina organica, la possibilità per gli ETC di prevedere agevolazioni per le utenze domestiche più vulnerabili sotto forma di "bonus sociale". Si segnala che questi sono stati i primi interventi diretti di ARERA sull'articolazione tariffaria lato utenti.

La Delibera 238/2020/R/rif, tenuto conto dell'emergenza sanitaria, ha previsto le seguenti disposizioni integrative di MTR, applicabili discrezionalmente da parte dell'ETC:

- nuove componenti per maggiori/minori costi COVID sostenuti/non sostenuti nel 2020 che entrano nel limite di crescita delle entrate tariffarie;
- una clausola integrativa dei contratti di servizio che impegni il gestore subentrante a corrispondere i conguagli già quantificati ed approvati dall'ETC al gestore uscente;
- la possibilità di rinvio a conguaglio delle componenti a copertura delle scontistiche per le utenze previste dalla Delibera 158/2020/R/rif;
- la possibilità di richiedere a CSEA un'anticipazione sul 2020 delle minori entrate tariffarie connesse alle scontistiche applicate alle utenze non domestiche, da restituire entro il 31 dicembre 2023.

Con la Delibera 493/2020/R/rif, l'Autorità ha, inoltre, aggiornato il metodo tariffario rifiuti ai fini della

[12] Il metodo è in continuità con il DPR 27 aprile n. 158/99 ma prevede per la predisposizione dei PEF l'utilizzo delle fonti contabili obbligatorie e non i costi previsionali.

predisposizione dei PEF 2021, con riferimento ai valori monetari già previsti nella Delibera 443/2019/R/rif ed estendendo al 2021 alcune delle facoltà introdotte per fronteggiare l'emergenza epidemiologica da COVID-19 con la Delibera 238/2020/R7rif.

Nel 2020 la società Acsm Agam Ambiente ha provveduto alla redazione dei PEF "grezzi" 2020, per ambito regolato e per singolo affidamento, rettificando ed allocando le voci di costo secondo la nuova metodologia definita da ARERA.

I PEF finali 2020, integrati dai Comuni con i costi di propria competenza (i.e. attività di fatturazione e gestione rapporti con le utenze), sono stati successivamente verificati e validati dagli ETC che, in assenza di Enti di Governo dell'Ambito come nel caso della Regione Lombardia, coincidono con l'amministrazione comunale, tenuta a garantire idonei requisiti di terzietà in sede di approvazione.

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 (a causa dell'emergenza COVID, la decorrenza è stata rinviata al 1° luglio 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 svolte da soggetti distinti (inclusi i Comuni spesso 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, modulistica liberamente scaricabile per presentare un reclamo. Vengono, inoltre, regolate le tempistiche di scambio delle informazioni nel caso di operatori diversi per le singole attività del servizio di gestione rifiuti.

Nel corso del 2021, ARERA prevede di integrare la disciplina della qualità con ulteriori disposizioni relative alla qualità contrattuale (ed in parte tecnica) delle prestazioni erogate, nonché con la predisposizione di schemi tipo del contratto di servizio tra enti affidanti e gestori del servizio (cfr. avvio del procedimento con Delibera 362/2020/R/rif). Tali interventi dovrebbero trovare applicazione dal 2022.

PACCHETTO UE SULL'ECONOMIA CIRCOLARE

Il 14 giugno 2018 è stato pubblicato il Pacchetto UE sull'Economia Circolare composto da:

- 4 Direttive in materia di rifiuti (Direttiva 2018/849 su veicoli fuori uso/pile/RAEE, Direttiva 2018/850 sulle discariche, Direttiva 2018/851 sui rifiuti, Direttiva 2018/852 sugli imballaggi);
- 1 Regolamento relativo all'omologazione e alla vigilanza del mercato dei veicoli.
- Le misure sono mirate a favorire l'applicazione della gerarchia dei rifiuti (prevenzione, riuso, riciclo, recupero energetico, discarica) anche attraverso appositi strumenti legislativi e finanziari, ed in quest'ottica sono fissati alcuni obiettivi comuni per l'Unione Europea:
- riciclo di almeno il 55% dei rifiuti urbani entro il 2025. Questa quota è destinata a salire al 60% entro il 2030 e al 65% entro il 2035;
- riciclo del 65% dei rifiuti di imballaggi entro il 2025 (70% entro il 2030) con obiettivi diversificati per materiale.

Le direttive hanno, inoltre, introdotto l'obbligo per tutti gli Stati membri di raccogliere separatamente i rifiuti organici o assicurare il riciclo a partire dalla fine del 2023.

Le nuove regole riguardano anche un obiettivo vincolante di riduzione dello smaltimento in discarica: gli Stati Membri dovranno assicurare che dal 2030 non vengano più conferiti in discarica i rifiuti riciclabili e che dal 2035 la quota complessiva di rifiuti urbani destinati alle discariche non ecceda il 10%.

Centrale nell'applicazione della gerarchia dei rifiuti è il rafforzamento del principio della Responsabilità Estesa del Produttore (EPR) con la quale i produttori sono chiamati a partecipare alla gestione organizzativa e finanziaria della fase del ciclo di vita in cui il prodotto diventa un rifiuto.

Le Direttive dovevano essere recepite dai Paesi Membri entro il 5 luglio 2020.

D.LGS. 3 SETTEMBRE 2020, N. 116, IN ATTUAZIONE DELLA DIRETTIVA (UE) 2018/851 CHE MODIFICA LA DIRETTIVA 2008/98/CE RELATIVA AI RIFIUTI E IN ATTUAZIONE DELLA DIRETTIVA (UE) 2018/852 CHE MODIFICA LA DIRETTIVA 1994/62/CE SUGLI IMBALLAGGI E I RIFIUTI DI IMBALLAGGIO

In Italia il D.Lgs. 116/2020 attua due Direttive del Pacchetto UE sull'Economia Circolare, modificando in maniera sostanziale la parte IV del D.Lgs. 152/2006 (TUA) in particolare:

- Titolo I Gestione dei rifiuti - Capo I Disposizioni generali
- Titolo I Gestione dei rifiuti - Capo III Servizio di gestione integrata dei rifiuti
- Titolo II - Gestione degli imballaggi
- Titolo VI Sistema sanzionatorio e disposizioni finali - Capo I Sanzioni

Il provvedimento ha anticipato al 31 dicembre 2021 l'obbligo di raccogliere separatamente i rifiuti organici o assicurarne il riciclo.

Le modifiche apportate eliminano di fatto la categoria di "rifiuti assimilati", riconducendo al perimetro domestico sia i flussi nelle categorie di rifiuti urbani (specificati all'art.183, comma1, lett. b-ter del TUA) sia i rifiuti simili per natura e composizione in base alla tipologia (Allegato L-quater del TUA) e alle attività (Allegato L-quinquies del TUA) che li generano. Su tali flussi viene calcolato il raggiungimento degli obblighi di recupero introdotti dalla Direttiva.

Tale intervento, che potrebbe contribuire a superare la disomogeneità nella definizione dei flussi urbani tra i diversi ambiti territoriali, sembra tuttavia richiedere un ulteriore chiarimento operativo relativo a categorie non univocamente classificabili (ad es. rifiuti da costruzioni e demolizioni, da mense e uffici locate in plessi industriali) ed un eventuale integrazione dell'attuale perimetro delle privative comunali.

I rifiuti speciali sono, invece, elencati all'art. 184, comma 3, del TUA e, in continuità rispetto al passato, annoverano anche quelli derivanti dall'attività di recupero e smaltimento di rifiuti. Cambiano anche alcune definizioni rilevanti per le attività svolte dall'azienda, tra le quali "gestione rifiuti", "recupero di materia", "deposito temporaneo prima della raccolta", e sono state modificate le discipline di legge relative al deposito temporaneo, alla classificazione, ai criteri di ammissibilità in discarica dei rifiuti.

È, inoltre, prevista una revisione della disciplina sulla tracciabilità dei rifiuti, con l'avvento del RENTRI. Il nuovo sistema di tracciabilità sarà integrato nel Registro Elettronico Nazionale istituito a seguito della conversione del DL n. 135/2018 e sarà gestito dall'Albo Nazionale Gestori Ambientali.

Viene, inoltre, disciplinata in maniera accurata la responsabilità estesa del produttore (EPR) con un rafforzamento dell'istituto (tra i principi cardine della riforma) e nell'ottica di una progressiva apertura alla concorrenza dei sistemi consortili. In base alle nuove disposizioni, i sistemi EPR dovranno coprire almeno l'80% del costo complessivo di gestione dei rifiuti immessi in consumo, ferma restando la definizione, sentita anche ARERA e quindi in coerenza con il MTR, del livello di "costo efficiente" ammissibile.

Il D.Lgs. 116/2020 demanda, infine, al Ministero dell'Ambiente, con il supporto tecnico di Ispra, la definizione di un "Programma nazionale di gestione dei rifiuti" che definisce i criteri e le linee strategiche cui le Regioni e Province autonome si attengono nell'elaborazione dei Piani regionali di gestione dei rifiuti. Il programma dovrà indicare il fabbisogno di recupero e smaltimento da soddisfare. Una misura che ridimensionerà la potestà degli enti locali, con le Regioni che dal canto loro avranno la possibilità di definire accordi per "l'individuazione di macro aree" che consentano "la razionalizzazione degli impianti dal punto di vista localizzativo, ambientale ed economico, sulla base del principio di prossimità".

BUSINESS UNIT RETI

PROVVEDIMENTI PER LA DETERMINAZIONE E L'AGGIORNAMENTO DEL WACC NEI SETTORI ELETTRICO E GAS PER IL SECONDO PERIODO REGOLATORIO (II PWACC)

La Delibera 380/2020/R/Com ha avviato il procedimento per l'adozione di provvedimenti in materia di metodi e criteri per la determinazione e l'aggiornamento del tasso di remunerazione del capitale investito (WACC) nei settori elettrico e gas per il secondo periodo di regolazione (II PWACC) che entrerà in vigore dal 01/01/2022.

In particolare, la Delibera ha previsto:

i. una durata del II PWACC non inferiore a 4 anni, con almeno un aggiornamento al fine di consentire aggiustamenti del WACC in funzione dell'andamento congiunturale;
ii. criteri di aggiornamento in sostanziale continuità con quelli già adottati nel I PWACC ai fini della formulazione del *real pre-tax* WACC, con affinamenti riferiti ad alcuni aspetti specifici, quali la fissazione del livello di *gearing*, del parametro β e del costo del debito;
iii. criteri il più possibile dettagliati per la stima del coefficiente β al fine di migliorarne la prevedibilità e ridurre i margini di discrezionalità nella fissazione di tale parametro;
iv. la conferma nella formula del WACC della componente *Country Risk Premium* (CRP) per il rischio per Paesi con *rating* medio-basso.
v. approfondimenti per evitare frammentazione nelle tempistiche di aggiornamento delle regolazioni dei servizi infrastrutturali del settore elettrico e gas e quella del WACC.

Di seguito si riportano i valori del WACC e dei relativi parametri $\beta^{LEVERED}$ e *gearing* validi sia nel sub-periodo 2016-2018 e nel successivo, ad oggi in vigore, 2019-2021.

TABELLA N° 30 | VALORI WACC SETTORI ELETTRICO E GAS

	I PWACC (sub-periodo 2016-2018)				I PWACC (sub-periodo 2019-2021)			
Settori	**Gearing**	**$\beta^{Levered}$ ***	**WACC**	**Periodo di applicazione**	**Gearing**	**$\beta^{Levered}$ ***	**WACC**	**Periodo di applicazione**
Distribuzione e misura energia elettrica	0,444	0,616	5,6%	2016-2018	0,500	0,686	5,9%	2019-2021
Trasmissione energia elettrica	0,444	0,553	5,3%	2016-2018	0,500	0,616	5,6%	2019-2021
Trasporto gas	0,444	0,575	5,4%	2016-2018	0,500	0,641	5,7%	2020-2021
Distribuzione e misura gas	0,375	Distribuzione gas 0,630	6,1%	2016-2018	0,444	Distribuzione e misura gas 0,706	Distribuzione e misura gas 6,3%	2020-2021
		Misura gas 0,720	6,6%	2016-2018		Distribuzione gas 0,706	Distribuzione gas 6,3%	2019
						0,444	Misura gas 6,3%	
Stoccaggio	0,444	0,800	6,5%	2016-2018	0,500	0,891	6,7%	2019-2021
Rigassificazione	0,444	0,828	6,6%	2016-2018	0,500	0,922	6,8%	2019-2021

* Il $\beta^{LEVERED}$ è aggiornato in base al valore dei seguenti parametri: β^{ASSET}(aggiornamento del periodo regolatorio tariffario), livello di *gearing* D/E e aliquota *fiscal tc*.

TARIFFE DI RIFERIMENTO PER IL SERVIZIO DI DISTRIBUZIONE E MISURA DEL GAS NATURALE PROVVISORIE 2020 E DEFINITIVE 2019

La Delibera 127/2020/R/gas ha approvato le tariffe di riferimento provvisorie 2020 per l'attività di distribuzione e misura del gas naturale (sulla base degli investimenti a pre-consuntivo 2019 e con un WACC sotteso del 6,3%) mentre la Delibera 107/2020/R/gas ha approvato le tariffe di riferimento definitive 2019 (sulla base degli investimenti consuntivi 2018).

TABELLA N° 31 | VALORE DELLA RAB GAS SOTTESA ALLE TARIFFE DI RIFERIMENTO PROVVISORIE 2020 (€/MILIONI)

RAB Distribuzione Gas	Gruppo Acsm Agam [13]
Capitale Centralizzato	13
RAB Distribuzione	178
RAB Misura	25
Totale RAB	**216**

La componente DCVER a copertura dei costi operativi relativi alle verifiche metrologiche è stata azzerata, in quanto tali costi saranno riconosciuti in base ad una metodologia che considererà i costi effettivamente sostenuti dagli operatori così come rendicontati attraverso specifica raccolta dati.

Allo stesso modo continueranno ad essere riconosciuti a consuntivo, fino al 2022, i costi operativi e di capitale non già coperti dalle tariffe relativi alla telegestione/telelettura e ai concentratori dei misuratori elettronici del gas, entro un limite annuo decrescente (2020: 4,24 Euro/PdRsmart; 2021: 3,74 Euro/PdRsmart; 2022: 3,24 Euro/PdRsmart)[14] e tramite un meccanismo basato su istanze individuali da presentare ad ARERA in specifiche finestre temporali.

Dopo il riconoscimento dei costi sostenuti negli anni 2011-2016 per effetto della Delibera 537/2019/R/gas, la Delibera 568/2020/R/Gas ha riconosciuto i suddetti importi anche per il biennio 2017-2018.

Con riferimento al 2019 la raccolta dati è stata effettuata a gennaio 2021 e i relativi importi saranno determinati in corso d'anno mentre i costi relativi agli anni 2020–2022 saranno oggetto di raccolte dati inserite nel più ampio processo di aggiornamento tariffario, normalmente svolto nei mesi finali dell'anno.

Infine, la Delibera 596/2020/R/gas ha determinato le tariffe obbligatorie per i clienti finali dei servizi di distribuzione e misura del gas per il 2021, valorizzando per la prima volta le componenti tariffarie VR e ST legate alle procedure competitive per l'affidamento del servizio di distribuzione del gas naturale, nonché la componente CE applicabile solo nel nuovo macroambito tariffario "Sardegna" e destinato ad allineare i costi del servizio per gli utenti ivi residenti con quelli del continente.

[13] Include le società Lereti S.p.A., Serenissima Gas S.p.A., Reti Valtellina Valchiavenna S.r.l..

[14] Per gli anni 2017, 2018 e 2019 il limite annuo era, rispettivamente, di 5,74 Euro/PdRsmart, 5,24 Euro/PdRsmart e a 4,74 Euro/PdRsmart.

REGOLAZIONE TARIFFARIA DEL SERVIZIO DI DISTRIBUZIONE E MISURA DEL GAS NATURALE 2020-2025

La Delibera 570/2019/R/gas ha approvato la RTDG 2020-2025 con cui viene definito il quadro regolatorio in materia tariffaria per il servizio di distribuzione e misura del gas per gli anni 2020-2025 (V periodo regolatorio). 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;
- 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. Nel 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 dicembre 2011 attualmente non considerato nella definizione 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*: la valorizzazione della singola lettura che eccede il livello del 2018 è pari a 5 Euro/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 e ai concentratori 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;
- 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;
- la valorizzazione degli importi a copertura dei mancati ammortamenti relativi ai misuratori tradizionali di classe fino a G6 dismessi per sostituzione con misuratori elettronici, generati da un disallineamento tra vita utile tariffaria pro-tempore attribuita a tale classe di asset e la vita utile utilizzata per il calcolo delle quote di ammortamento residue di tali misuratori che, in base alla regolazione vigente, continuano ad essere riconosciute in tariffa anche dopo la loro dismissione per sostituzione. Le proposte in materia di modalità operative per la valorizzazione di tali importi sono contenute nel DCO 545/2020/R/gas.

La medesima Delibera di approvazione della nuova RTDG ha avviato anche due procedimenti:

- introduzione di una regolazione incentivante per i costi di capitale del servizio di distribuzione fondata su logiche di riconoscimento a costi *standard* a partire dagli investimenti realizzati nel 2022;
- 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.

La Delibera 570/2019/R/gas è stata impugnata da alcuni distributori, per carenza di istruttoria, a causa della scarsità delle informazioni messe a disposizione in fase di consultazione, e il forte impatto, imprevisto e non adeguatamente giustificato, sull'equilibrio economico-finanziario della società. Attualmente si è in attesa della fissazione dell'udienza.

REGOLAZIONE DELLA QUALITÀ DEL SERVIZIO DI DISTRIBUZIONE E MISURA DEL GAS NATURALE 2020-2025

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

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

- introduzione di 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. Vengono, inoltre, previsti specifici obblighi in materia di: monitoraggio della pressione di esercizio della rete in bassa pressione, di messa in protezione catodica efficace della rete in acciaio in bassa pressione e di sostituzione o risanamento della rete in materiali non ammessi dalle norme tecniche vigenti. È previsto l'aggiornamento di alcuni parametri 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.

Per quanto riguarda la qualità commerciale, l'unica differenza di rilievo rispetto alla regolazione vigente riguarda le modalità di esecuzione della verifica della pressione di fornitura su richiesta dell'utente.

A valle dell'avvio del nuovo periodo regolatorio, l'Autorità, con la Delibera 463/2020/R/gas, ha provveduto a determinare i nuovi livelli di partenza e tendenziali per la regolazione incentivante dei recuperi di sicurezza del servizio di distribuzione del gas naturale per gli anni 2020–2025.

Infine, sempre con riferimento alla regolazione incentivante, si segnala che la Delibera 567/2020/R/gas ha determinato i premi e le penali relativi all'anno 2017.

AGGIORNAMENTO INFRA-PERIODO DELLA REGOLAZIONE TARIFFARIA DEI SERVIZI DI TRASMISSIONE, DISTRIBUZIONE E MISURA DELL'ENERGIA ELETTRICA 2020-2023

La Delibera 568/2019/R/eel approva la regolazione tariffaria dei servizi di trasmissione, distribuzione e misura dell'energia elettrica per il semiperiodo di regolazione 2020-2023 (NPR2) e i relativi Testi Integrati TIT, TIME e TIC[15]. Il provvedimento, in sostanziale continuità con i criteri adottati nel primo semiperiodo 2016-2019 (NPR1), definisce in particolare:

- i livelli iniziali, riferiti al 2020, del costo riconosciuto a copertura dei costi operativi, un profit sharing con ripartizione simmetrica (50:50) tra imprese distributrici ed utenti finali delle eventuali maggiori efficienze conseguite nel precedente NPR1 e il tasso di recupero di produttività (*X-Factor*) per il loro aggiornamento annuale. Il nuovo *X-Factor* applicabile all'attività di distribuzione dell'energia elettrica è pari all'1,3% (1,9% nel precedente semi-periodo) mentre quello relativo all'attività di misura è pari allo 0,7% (1% nel precedente semi-periodo);
- un meccanismo di ripartizione dei ricavi netti derivanti dall'utilizzo congiunto delle infrastrutture elettriche per finalità ulteriori rispetto a quelle oggetto di riconoscimento tariffario (i.e. utilizzo da parte delle TELCO), attivabili solo se il loro ammontare risulti superiore allo 0,5% del ricavo ammesso a copertura dei costi per il servizio di distribuzione;
- incentivi alle aggregazioni tra imprese distributrici, privilegiando quelle di minori dimensioni, con la possibilità di ricorrere allo strumento contrattuale del "Contratto di Rete";
- un meccanismo di recupero dei crediti inesigibili afferenti alle tariffe di rete non ancora coperti, il cui accesso da parte dei distributori è sottoposto al soddisfacimento di specifiche condizioni;
- una revisione della regolazione tariffaria dei prelievi e delle immissioni di energia reattiva, in base ad una gradualità di applicazione (tra il 2021 e 2022).

L'Autorità, infine, ha ritenuto opportuno demandare a successivi documenti per la consultazione l'introduzione graduale del nuovo approccio regolatorio, definito "Regolazione per obiettivi di spesa e di servizio", basato su efficienza del costo totale, pianificazione di medio periodo e valorizzazione del livello di servizio reso, tramite incentivi di tipo *output-based* (c.d. Metodo TOTEX).

[15] TIT (Disposizioni per l'erogazione dei servizi di trasmissione e distribuzione), TIME (Disposizioni per l'erogazione del servizio di misura), TIC (Condizioni Economiche per l'erogazione del servizio di connessione).

TARIFFE DI RIFERIMENTO PER IL SERVIZIO DI DISTRIBUZIONE E MISURA DELL'ENERGIA ELETTRICA PROVVISORIE 2020 E DEFINITIVE 2019

La Delibera 162/2020/R/eel ha approvato le tariffe di riferimento provvisorie 2020 per il servizio di distribuzione e misura dell'energia elettrica (sulla base degli investimenti a pre-consuntivo 2019) per le imprese che servono almeno 25.000 POD. Le Delibere 151 e 144/2020/R/eel hanno approvato le tariffe di riferimento definitive 2019 (sulla base degli investimenti a consuntivo 2018), rispettivamente, per gli operatori che servono almeno 25.000 POD e fino a 100.000 POD e oltre i 100.000 POD.

Per entrambi gli anni il WACC sotteso è pari al 5,9% (come aggiornato dalla Delibera 639/2018/R/com con decorrenza 2019).

TABELLA N° 32 | VALORE DELLA RAB ELETTRICA SOTTESA ALLE TARIFFE PROVVISORIE 2020 (€/MILIONI)

	Reti Valtellina Valchiavenna
RAB Distribuzione	12
RAB Misura	2
Totale RAB	**15**

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.

La Delibera 564/2020/R/eel e 566/2020/R/eel hanno fissato le tariffe obbligatorie per l'anno 2021 relative ai servizi di distribuzione e misura dell'energia elettrica applicabili rispettivamente ai clienti non domestici e domestici.

AGGIORNAMENTO INFRA-PERIODO DELLA REGOLAZIONE DELLA QUALITÀ DEL SERVIZIO DI DISTRIBUZIONE E MISURA DELL'ENERGIA ELETTRICA (I.E. TIQE): 2020-2023

La Delibera 566/2019/R/eel ha aggiornato per il semiperiodo di regolazione 2020-2023 il TIQE, introducendo specifiche misure volte alla riduzione dei divari della continuità del servizio tra le varie zone del Paese, attraverso strumenti regolatori *ad hoc*.

In particolare, è stata definita, per gli ambiti con il maggior numero di interruzioni, una regolazione speciale a carattere volontario che prevede:

a. l'erogazione di un premio a fine periodo (2023), qualora venga raggiunto il livello obiettivo fissato da ARERA e di una penale (pari a 1/3 del premio) in caso di mancato conseguimento;

b. la possibilità di richiedere la posticipazione dell'anno *target* dal 2023 al 2025, dietro presentazione da parte del distributore di un'apposita Relazione Tecnica che ne comprovi le motivazioni in considerazione della presenza di criticità strutturali; in caso di accettazione dell'istanza, si avrebbe il contestuale ricalcolo dei tendenziali.

Inoltre, con particolare riferimento al numero e alla durata delle interruzioni, l'Autorità ha disposto anche l'avvio di una regolazione per esperimenti (*regulatory sandbox*), mutuamente esclusiva con la regolazione speciale sopra descritta, in aree individuate dai distributori.

Nel dettaglio, fermo restando il raggiungimento del livello obiettivo fissato per l'anno 2023, il distributore ha la possibilità di proporre un percorso di miglioramento diverso da quello definito dalla regolazione attuale ordinaria, presentando soluzioni innovative da un punto di vista tecnologico per il miglioramento della qualità del servizio. Anche in questo caso è previsto il ricalcolo dei tendenziali, disattivati negli anni oggetto di sperimentazione.

Ai fini dell'adesione al meccanismo sono state stabilite precise finestre temporali: entro 3 giugno 2020[16] per applicazione dal 2020 ed entro 28 febbraio 2021 per applicazione dal 2021. In caso di mancato raggiungimento dell'impegno di miglioramento presentato dal distributore, non viene erogata nessuna premialità mentre è previsto il versamento delle penalità che si sarebbero conseguite nello stesso periodo, in assenza della temporanea deroga concessa alla regolazione ordinaria.

Infine, sempre con riferimento alla regolazione *output-based*, si segnala che la Delibera 462/2020/R/gas ha determinato i premi e penali relativi all'anno 2019.

BONIFICA DELLE COLONNE MONTANTI VETUSTE DELLA RETE DI DISTRIBUZIONE ELETTRICA NEI CONDOMINI

La Delibera 467/2019/R/eel ha definito una regolazione sperimentale di durata triennale (1° gennaio 2020 – 31 dicembre 2022) in materia di ammodernamento - con o senza centralizzazione dei misuratori - delle colonne montanti vetuste della rete di distribuzione elettrica nei condomini, cui sono tenuti tutti i distributori, a prescindere dalla loro dimensione in termini di POD serviti.

PERFEZIONAMENTO DELLA DISCIPLINA DELLE PERDITE DI RETE PER IL TRIENNIO 2019-2021 E REVISIONE DEI FATTORI PERCENTUALI CONVENZIONALI DI PERDITA DA APPLICARE AI PRELIEVI IN BT

La Delibera 449/2020/R/eel ha aggiornato, retroattivamente dal 2019, i fattori percentuali convenzionali delle perdite commerciali da applicare alle imprese distributrici per finalità perequative per il triennio 2019-2021, con la conseguente revisione dei fattori di perdita *standard* da applicare ai clienti finali a decorrere dal 1° gennaio 2021.

Per quanto di interesse, il fattore relativo all'area NORD scende dall'1% allo 0,94%, determinando, per i distributori di energia elettrica che presentano un saldo a credito verso il sistema, una riduzione dell'ammontare di perequazione dato dal valore della differenza tra perdite effettive e perdite *standard*.

La Delibera ha introdotto ulteriori modifiche alla regolazione previgente consistenti nel superamento del percorso di efficientamento delle perdite commerciali previsto per il triennio precedente, alcune modifiche alle modalità di calcolo della perequazione e l'introduzione di un meccanismo, accessibile solo a particolari condizioni, per la copertura delle perdite di rete imputabili a prelievi fraudolenti non recuperabili e di entità eccezionale rispetto ai livelli riconosciuti convenzionalmente.

La Delibera, infine, prevede che a partire dal 1° gennaio 2021 siano aggiornati i fattori percentuali convenzionali di perdita che i venditori devono applicare ai propri clienti finali connessi in BT portandoli, in coerenza con le modifiche sopra descritte, dall'attuale 10,4% al 10,2%.

[16] Precedente termine del 30 aprile 2020 prorogato con la determinazione 5/2020, ai sensi della Delibera 59/2020/R/Com alla luce dell'emergenza da Covid-19.

STRUMENTI A TUTELA DEL CREDITO DEI DISTRIBUTORI

Sin dal 2016, a seguito degli insoluti contabilizzati da alcune società di vendita e del contenzioso che ha interessato il Codice di rete tipo per il trasporto dell'energia elettrica (i.e. CTTE) sul tema delle garanzie finanziarie da presentare a copertura degli Oneri Generali di Sistema (OGS), ARERA ha intrapreso molte iniziative volte a rafforzare la tutela del credito dei distributori.

La Delibera 50/2018/R/eel ha introdotto un meccanismo di compensazione degli OGS versati ma non incassati da parte dei distributori. Il meccanismo è finanziato da un Conto istituito presso la CSEA, alimentato sia dagli importi eventualmente riscossi dai distributori successivamente al riconoscimento dell'ammontare per gli anni precedenti, sia dal gettito tariffario alimentato dalle componenti a copertura degli OGS.

La Delibera 461/2020/R/eel, a completamento del provvedimento sopra citato, ha successivamente introdotto un analogo meccanismo di compensazione per il mancato incasso delle tariffe per servizi di rete.

Infine, con la Delibera 261/2020/R/eel ARERA ha apportato integrazioni urgenti al CTTE in tema di prestazione delle garanzie e gestione degli inadempimenti, allo scopo di rafforzare la tutela dei distributori. In particolare, sono state introdotte disposizioni limitative alle forma del *rating* creditizio e delle fideiussioni assicurative accettabili.

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.

Il DM 10 maggio 2018 ha modificato il DM MiSE 11 gennaio 2017 prevedendo:

- la fissazione di un valore massimo (cap) al contributo tariffario pari a 250 €/CB;
- l'emissione di CB allo "scoperto" da parte del GSE ai distributori che, dal 15 maggio al 31 maggio, 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 €.

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.

La Determina 1/2019 ha definito i quantitativi di CB da annullare per l'anno d'obbligo 2019 mentre la Determina 1/2020 (successivamente rettificata per un errore materiale dalla Determina 4/2020) quelli per il 2020 (dove la società Lereti assommerà, in seguito alla fusione avvenuta in data 1° gennaio 2020, gli obiettivi delle società Acsm Agam Reti Gas Acqua e Lario Reti Gas).

TABELLA N° 33 | TITOLI DI EFFICIENZA ENERGETICA (TEE)

Soggetto Obbligato	Obbligo TEE 2019	Obbligo TEE 2020
Acsm Agam Reti Gas Acqua S.p.A.	33.022	41.874
Lario Reti Gas S.r.l.	20.649	23.510
Totale Lereti S.p.A.	**53.671**	**65.384**

In considerazione dell'emergenza COVID, il DL 34/2020 (c.d. Decreto Rilancio) ha posticipato il termine per l'annullamento dell'obbligo annuale 2019 dal 31 maggio al 30 novembre 2020. Tale proroga ha avuto un impatto sia finanziario (per via del conseguente ritardo nella liquidazione del contributo tariffario) sia operativo sull'anno d'obbligo 2020 che – stante la scadenza al 31 maggio 2021 – rischia di essere ridotto a soli 6 mesi.

In esecuzione della sentenza 2538/2019 del TAR Lombardia, ARERA ha adottato la Delibera 270/2020/R/efr sull'aggiornamento del metodo di calcolo del contributo tariffario con validità dall'anno d'obbligo 2019: la nuova formula di calcolo prevede un contributo unitario definito sulla base del prezzo medio di mercato (inclusi anche gli scambi bilaterali) con un *cap* pari a 250 €/TEE e un contributo addizionale – elemento innovativo rispetto al passato – allo scopo di ristorare i soggetti obbligati che hanno sostenuto un prezzo superiore a 250 €/TEE a causa della scarsa disponibilità di CB sul mercato e corrisposto solo sui CB fisici, ottenuti a fronte di progetti o di acquisti sul mercato. Per ridurre le sofferenze finanziarie legate all'estensione dell'anno d'obbligo 2019, il provvedimento ha introdotto la possibilità, da parte dei soggetti obbligati, di richiedere, entro agosto 2020, un acconto straordinario di 250 €/TEE con un tetto pari al 18% dell'obbligo annuale. Viene, inoltre, introdotta una percentuale di *profit sharing* volta a promuovere l'efficienza dei soggetti obbligati nella contrattazione dei TEE, innalzata al valore del 10% ma che, al momento, non è in grado di incidere in quanto i prezzi di mercato risultano stabilmente superiori al *cap* di 250 €/TEE.

La Delibera 550/2020/R/efr ha determinato il valore del contributo tariffario 2019 pari a 254,49 €/TEE (CT unitario: 250€/TEE + CT addizionale: 4,49 €/TEE), in aumento rispetto al precedente valore (248,89 €/TEE) grazie alla nuova metodologia di calcolo che ha avuto un beneficio economico per il Gruppo di circa 1,75 milioni di Euro rispetto al metodo precedente.

In via di definizione, presso il MISE, il DM che dovrebbe individuare il quadro regolatorio per il nuovo periodo (2021-2024) confermando quindi il sistema dei CB, sebbene con una probabile riduzione degli obblighi rispetto al periodo precedente.

ATTIVITÀ DI ARERA NELLA REGOLAZIONE E CONTROLLO DEL SERVIZIO IDRICO INTEGRATO (SII)

Approvazione del metodo tariffario idrico per il terzo periodo regolatorio 2020-2023

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 (ne deriva che la componente a copertura degli oneri finanziari e fiscali si attesta al 5,2%).

La disciplina ha confermato la durata quadriennale del periodo regolatorio nonché le tempistiche per le predisposizioni tariffarie da parte degli Enti di Governo dell'Ambito (EGA), 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 contenente 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).
- Il nuovo meccanismo è stato successivamente modificato dalla Delibera 235/2020/R/idr al fine di mitigare, con l'introduzione di alcuni elementi di flessibilità, gli effetti dell'emergenza da COVID-19 sull'equilibrio economico e finanziario delle gestioni e sulle condizioni di svolgimento delle prestazioni, garantendo la continuità dei servizi essenziali. Nello specifico è stato previsto:
- la proroga al 31 luglio 2020 (in luogo del 30 aprile) del termine entro il quale l'EGA, o altro soggetto competente, è tenuto a trasmettere il pertinente schema regolatorio recante la predisposizione tariffaria per il terzo periodo regolatorio 2020-2023;
- l'applicazione ai LIC ordinari, per gli anni 2021 e 2022, del tasso riconosciuto alle immobilizzazioni riferite alle opere strategiche;
- l'introduzione, per il 2020, della componente previsionale $OpCOVID\alpha$ (con scostamenti recuperabili tra le componenti a conguaglio nell'a+2) che tiene conto sia degli oneri aggiuntivi connessi all'emergenza che dei minori costi operativi sostenuti dai Gestori per le iniziative adottate per il contrasto alla diffusione del virus (ad esempio l'utilizzo della CIGO);
- la facoltà per gli EGA per il 2020 di rinviare ad annualità successive, ma entro il 2023, il recupero della quota parte degli oneri ammissibili a riconoscimento tariffario e di adottare misure per la sostenibilità finanziaria dei Gestori a seguito dell'emergenza sanitaria.

Per quanto riguarda il Gestore Lereti S.p.A:

- relativamente all'ambito provincia di Varese, le proposte tariffarie acquedotto sono in corso di valutazione ed approvazione da parte dell'EGA competente;
- relativamente all'ambito provincia di Como, le proposte tariffarie acquedotto 2012-2023 sono state approvate dall'EGA competente in data 19 gennaio 2021 (si è in attesa della conclusione dell'iter che vede il passaggio alla Conferenza dei Comuni e al Consiglio Provinciale per poi essere approvate da ARERA).

Revisione dell'articolazione tariffaria applicata agli utenti finali

Allo scopo di armonizzare l'articolazione tariffaria applicata agli utenti finali sul territorio nazionale, la Delibera 665/2017/R/idr ha approvato il Testo Integrato dei Corrispettivi del Servizio Idrico (TICSI) 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) e, comunque, fino all'effettiva disponibilità delle informazioni, definita su una famiglia tipo di 3 componenti (con il primo scaglione agevolato pari a 55 mc/anno) e di una tariffa pro-capite effettiva (scaglione agevolato: almeno 18,25 mc/anno per componente) solo nel caso di autodichiarazione 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 verifiche *ex ante* ed *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:

- l'EGA di Como ha approvato la nuova articolazione tariffaria nel CdA del 19 gennaio 2021 con decorrenza 1° gennaio 2018. Nel corso del 2021 dovranno, pertanto, essere riconguagliate da Lereti S.p.A. le annualità 2018, 2019 e 2020 con i relativi incrementi tariffari, deliberati nella medesima seduta;
- quanto, infine, alla nuova articolazione tariffaria per l'ambito provincia di Varese, essa era già stata approvata dall'EGA competente durante il 2019.

Regolazione della morosità nel SII

Il DPCM 29 agosto 2016 demandava 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.

A valle della pubblicazione di tre DCO, la Delibera 311/2019/R/idr (REMSI) ha definito la disciplina di gestione della morosità in vigore dal 1° gennaio 2020, prevedendo:

- uno specifico iter, con tempistiche ben definite (i.e. sollecito bonario, comunicazione di messa in mora, rateizzazione dei pagamenti, ecc.), che il Gestore deve adottare prima della sospensione del servizio. Qualora l'iter non sia rispettato è riconosciuto all'utente uno specifico indennizzo;
- per le utenze domestiche (diverse dalle non disalimentabili) la sospensione del servizio è possibile unicamente a valle della procedura di limitazione;
- per le utenze condominiali, il Gestore non potrà procedere a limitare/sospendere la fornitura a fronte di pagamenti parziali pari almeno alla metà dell'importo ed effettuati entro la scadenza prevista nella comunicazione di messa in mora.

Alcune disposizioni contenute nella nuova disciplina sono state successivamente modificate dall'Autorità in recepimento della Legge 160/2019 (Legge di Bilancio 2020):

- introduzione dell'obbligo di inserire nella costituzione in mora, afferente ad importi non pagati riferiti a consumi risalenti a più di 2 anni, una comunicazione volta a rendere consapevole l'utente della possibilità di non pagare quanto dovuto (Delibera 186/2020/R/idr);
- obbligo di invio del sollecito bonario esclusivamente tramite raccomandata con avviso di ricevimento o posta elettronica certificata (Delibera 221/2020/R/idr);
- modifica del termine ultimo entro cui l'utente è tenuto a saldare quanto dovuto (40 giorni). Il termine è calcolato dalla data di ricevimento del sollecito bonario (Delibera 221/2020/R/idr).

Legge di Bilancio 2018: Piano nazionale di interventi nel settore idrico

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

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

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

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

La Delibera 425/2019/R/idr ha definito la disciplina per l'erogazione delle risorse necessarie alla realizzazione degli interventi, istituendo presso la CSEA il "Conto per il finanziamento degli interventi del Piano Nazionale, sez. Acquedotti di cui alla Legge 205/17".

Successivamente la Delibera 512/2019/R/idr autorizza CSEA ad erogare la prima quota di finanziamento agli interventi approvati.

La Delibera 284/2020/R/idr ha avviato il procedimento per l'individuazione del secondo elenco degli interventi necessari e urgenti per il SII ai fini dell'aggiornamento della sezione «acquedotti» del Piano nazionale.

L'Autorità, nell'ambito dell'avvio, intende definire un'unica pianificazione (presentata dai rispettivi EGA e Regioni) basata su un programma pluriennale per il periodo 2021-2028, cui destinare la totalità delle risorse residue previste dall'articolo 1, comma 155, della Legge 145/2018 per la sezione «acquedotti» del Piano nazionale. Nell'ambito di tale procedimento il Gruppo Acsm Agam ha presentato nel mese di settembre alcuni progetti strategici che devono essere ancora validati da Regione Lombardia.

INFORMAZIONI DI RISCHIO QUALITATIVE

RISCHI E INCERTEZZE DERIVANTI DALL'EMERGENZA SANITARIA DETERMINATA DAL COVID-19

Con riferimento all'emergenza sanitaria determinata dal COVID-19, ancora in corso, il Gruppo Acsm Agam nel 2020 ha subito impatti complessivamente contenuti, dimostrando importante resilienza agli effetti della pandemia, grazie sia alla diversificazione delle proprie attività, costituite in gran parte da servizi essenziali per la popolazione, sia al fatto che alcune di esse siano regolate e quindi potenzialmente non soggette a volatilità o quantomeno a volatilità molto contenuta e sia, infine, alle varie azioni attivate dal Gruppo, al fine di contenere gli impatti dell'emergenza.

In tal senso, allo scopo di prevenire e contenere il contagio del virus, già in data 26 febbraio 2020, è stato costituito un Comitato di Crisi di Gruppo con l'obiettivo di porre in essere tempestivamente adeguate misure di gestione dell'emergenza nonché identificare adeguate azioni di mitigazione legate al rischio anche di estensione temporale della stessa. Il Gruppo nel corso dell'anno ha predisposto e messo in atto una serie di iniziative per assicurare la continuità operativa aziendale al fine di garantire i servizi essenziali e per proteggere la salute delle persone che lavorano per il Gruppo e con il Gruppo (es. clienti, fornitori, ecc.), nonché per adeguarsi alle disposizioni emanate dagli organismi competenti.

Le principali azioni di presidio e di mitigazione identificate sono state, durante la c.d. Fase 1, ad inizio anno, l'interruzione delle attività non essenziali con conseguente definizione dei minimi di servizio funzionali alla gestione degli impianti, assicurando la circolazione del solo personale necessario per garantire i minimi di servizio. In particolare, oltre all'intensificazione delle misure igienico-sanitarie preventive in tutte le sedi, impianti, uffici commerciali aperti al pubblico dislocati sui territori, con predisposizione di un piano dei fabbisogni di attrezzature e di dispositivi protezione individuale (c.d. DPI), il Gruppo ha previsto anche l'estensione del ricorso al lavoro agile (c.d. *Smart Working*) alla quasi totalità del personale di staff e l'introduzione di precauzioni aggiuntive per l'erogazione di tutti i servizi. Nell'ottica di confermare l'attenzione verso la salute dei propri lavoratori, inoltre, l'azienda ha attivato, facendosi carico del relativo costo, una polizza di copertura assicurativa a favore di tutti i dipendenti contagiati. Lato clienti si evidenzia l'azione svolta dal Gruppo a incentivare l'utilizzo dei canali digitali, anche per l'effettuazione delle letture.

Con riferimento alla successiva c.d. Fase 2 è stata dettagliatamente pianificata la "ripartenza" delle attività operative in base a piani specifici per ogni Business Unit. In particolare, si sono implementate azioni volte al contenimento dei costi, tra cui:

- riduzione costo del personale per ricorso alla Cassa Integrazione nei mesi di aprile e maggio che ha interessato in modo particolare il personale operativo in considerazione della sospensione e rallentamento degli investimenti;
- contenimento costi per attività esterne non essenziali e quindi comprimibili e/o rinviabili (slittamento assunzioni, azioni recupero crediti, consulenze, spese legali, slittamento attività e costi legati al *rebranding*, ecc.);
- riduzione costi per manutenzioni *facilities*, pulizie, carburanti, cancelleria, ecc.

Il 2020 ha visto importanti restrizioni sulla circolazione con la chiusura per lunghi periodi di tempo, di diverse attività commerciali e industriali, qualora nei prossimi mesi in Italia o quantomeno sui territori in cui è attivo il Gruppo, dovessero perdurare o inasprirsi tali restrizioni, si ritiene si possano ripetere le seguenti situazioni:

- rallentamenti degli investimenti (principalmente nelle BU Reti e BU Energia e Tecnologie Smart per limitazione degli interventi su reti e impianti e lato autorizzazioni);
- flessioni nella vendita di beni e servizi, in particolare verso i settori terziario ed industriale, principalmente per la BU Vendita e BU Energia e Tecnologie Smart;
- aumenti del livello del credito principalmente per le BU Vendita, Energia e Tecnologie Smart e Reti in particolare per quelle idriche;
- costi legati all'intensificazione delle misure igienico-sanitarie in tutte le sedi e impianti con conseguenti costi legati al piano dei fabbisogni di attrezzature e DPI da utilizzare.

Per analisi di dettaglio si rinvia a quanto precedentemente commentato in sede di analisi per singola Business Unit. Tali impatti lordi, tuttavia, in analogia a quanto accaduto nel 2020, si ritiene possano essere compensati, almeno parzialmente, dalle azioni sopraccitate di contenimento dei costi.

La diffusione dell'emergenza sanitaria Covid-19 ha avuto ripercussioni negative limitate anche sul flusso di cassa di Gruppo, causate principalmente da un lieve rallentamento negli incassi. Per far fronte al rischio di liquidità derivante dalla crisi sanitaria, incluso il temporaneo fabbisogno di capitale circolante netto, il Gruppo ha rafforzato la propria posizione di liquidità con la sottoscrizione di una nuova linea finanziaria a 5 anni con BCC Cantù a fine giugno, una a 3 anni con il Gruppo Ubi, erogato nel mese di luglio ed una con Mediobanca di 5 anni erogata nel mese di dicembre. Tali linee si sono aggiunte al finanziamento BEI di 16 anni la cui prima tranche è stata erogata nel mese di febbraio.

Il Gruppo Acsm Agam continuerà a gestire la situazione in modo proattivo, coerentemente con quanto fatto nel 2020, in particolare proseguendo a garantire la gestione delle proprie attività, ponendo in atto ogni azione a tutela della salute dei lavoratori e dei propri clienti e fornitori e in generale degli abitanti delle località a favore delle quali sono rivolti i servizi.

Perdurando l'incertezza sui tempi di ripresa, il Gruppo continuerà a monitorare sistematicamente l'evoluzione della situazione analizzando i risultati e gli scostamenti rispetto le previsioni che verranno riaggiornate in corso d'anno, per considerare l'evoluzione della situazione, predisponendo inoltre analisi di sensitività sui risultati per effetto dell'evolversi dell'emergenza, individuando e attivando ogni misura al fine di contenerne gli impatti negativi.

In considerazione di tutto ciò e dell'esperienza maturata nel 2020, si ritiene che gli effetti dell'eventuale prolungamento di tale contesto possano mitigarsi con azioni di contenimento e razionalizzazione dei costi.

Effetti della pandemia COVID 19 sul 2021 e anni seguenti e recuperabilità del valore delle attività (IAS 36)

Sulla base delle informazioni attualmente disponibili, il Gruppo stima la fine della fase acuta della crisi entro il primo semestre 2021 e successivamente un graduale ritorno alla normalità, di conseguenza si prevedono sul 2021 e sugli anni successivi impatti non significativamente importanti prodotti dalla diffusione della pandemia Covid-19.

In relazione allo scenario, le curve *forward* di mercato evidenziano trend di ripresa delle quotazioni, sia del gas al PSV che del PUN, per effetto del venir meno delle misure di restrizione al commercio ed alla circolazione di mezzi e persone, con il progressivo recupero dei livelli pre-crisi sulle attività industriali e commerciali.

Con riferimento all'applicazione del principio contabile IAS 36, ai fini del test di *impairment*, il *Management*, avvalendosi del supporto di un esperto indipendente, ha utilizzato le previsioni nel *business plan* recentemente approvato, anche alla luce delle ipotesi sopra menzionate relative agli impatti della pandemia per gli esercizi successivi al 2020, e ritiene che, anche considerando i risultati delle analisi di sensitività effettuate, gli effetti derivanti dalla diffusione della pandemia Covid-19 non rendono necessaria una svalutazione delle attività in essere al 31 dicembre 2020.

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 globale 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 inoltre organizzato creando la 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.

Il Gruppo ha implementato una specifica procedura che definisce ruoli, responsabilità e metodologie per il processo di *Enterprise Risk Management* (ERM).

Il processo prevede la definizione di un modello dei rischi che tiene conto delle caratteristiche del Gruppo, della sua vocazione *multi-business* e del settore di appartenenza. Tale modello è soggetto ad aggiornamento periodico con il processo di *risk assessment* gestito e coordinato da *Risk Management* che, attraverso il coinvolgimento di tutte le strutture aziendali, permette di determinare

i rischi maggiormente rilevanti, i relativi presidi ed i piani di mitigazione. In questa fase risulta essenziale il coinvolgimento dei *risk owner* quali responsabili dell'identificazione, valutazione ed aggiornamento degli scenari di rischio (specifici eventi nei quali il rischio può concretizzarsi) afferenti le attività di propria competenza.

La metodologia adottata è modulare e fa leva sull'affinamento delle esperienze e dei metodi di analisi utilizzati: da un lato mira ad evolvere l'assessment rischi con riferimento al consolidamento del processo delle azioni di mitigazione al fine di rafforzare i presidi, dall'altro a sviluppare ed integrare nei processi aziendali le attività di gestione dei rischi. Lo sviluppo del processo ERM permette una progressiva integrazione dei rischi non finanziari, legati alle principali tematiche di sostenibilità all'interno della mappatura dei rischi. In particolare, è stata analizzata la correlazione tra temi materiali per la sostenibilità e rischi ERM.

In quest'ambito il Gruppo si è dotato anche di una *Energy Risk Policy* e di una procedura *Energy Risk* 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.

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 2020.

RISCHI DI CAMBIO

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

RISCHI 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. Tali misure sono state ulteriormente rafforzate nel corso del 2020 in seguito allo sviluppo della pandemia tra i cui effetti è emerso anche un aumento dei tempi e delle difficoltà di incasso dei crediti.

RISCHI 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 2020 è pari a 72 migliaia di Euro, iscritto tra le passività finanziarie.

Come già in precedenza citato a commento della situazione patrimoniale-finanziaria consolidata, a fine 2019 è stato firmato con la Banca dell'Unione Europea BEI un importante finanziamento per 100 milioni di Euro, , la cui prima erogazione, per 50 milioni di Euro a tasso fisso con durata di 16 anni, è avvenuta a febbraio 2020, mentre la seconda tranche, per 25 milioni di Euro, è stata erogata a febbraio 2021 anch'essa a tasso fisso con durata di 16 anni.

RISCHI 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 oltre 100 milioni di Euro, a linee di credito commerciali per circa 47 milioni di Euro.

Sono inoltre disponibili specifiche linee di firma per consentire efficace gestione delle fideiussioni importanti anche per la partecipazione alle varie gare in cui il Gruppo è costantemente impegnato.

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 (come il sopraccitato finanziamento BEI).

Si evidenzia che le linee disponibili al 31 dicembre 2020, unitamente alle stime di incassi e pagamenti per l'esercizio 2021, rendono sostenibile il presupposto di continuità aziendale.

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), garantiti dal Gruppo possano essere influenzati negativamente da condizioni sfavorevoli, quali ad esempio temperature particolarmente miti nella stagione termica, con conseguenti riflessi negativi sulla redditività attesa.

Per quanto riguarda la Business Unit Vendita 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, in particolare in ambito Varese, 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 2020, il Gruppo è titolare di un portafoglio di 88 concessioni di distribuzione di gas naturale. Con riferimento alla durata, 2 concessioni sono scadute nel 2020 mentre 39 concessioni hanno scadenza tra il 2022 e il 2024, 49 concessioni (tra cui quelle scadute nel 2020) 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 Lereti S.p.A. e Serenissima Gas S.p.A. 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.

Nel corso dell'anno 2019 la capogruppo Acsm-Agam ha conferito nella controllata Lereti S.p.A. (allora AARGA S.p.A.) il ramo di azienda afferente il servizio idrico della provincia di Como per cui era in atto tra le medesime parti un contratto di affitto ramo di azienda.

Per tali cespiti, Lereti S.p.A. 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, il *cyber risk* ovvero il rischio di accessi logici non autorizzati ai sistemi informativi perpetrati attraverso differenti tecniche di attacco informatico, rappresentano tutti potenziali fattori di rischio che il Gruppo mitiga attraverso appositi presidi governati dalla Funzione IT e *Digital Transformation* (IDT), che si è anche dotata di una specifica procedura di "Continuità Operativa e *Disaster Recovery* ICT" e di una policy per la Gestione della Sicurezza delle Informazioni (*Policy Security* ICT). 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.

Il Gruppo Acsm Agam ha inoltre avviato nel mese di Marzo 2020 e completato nel mese di Novembre 2020 un'attività di rafforzamento del proprio Programma di "*Business Continuity Management*" (BCM) estendendo a tutto il Gruppo e ai servizi critici erogati dalle Business Units (es. servizio elettrico, servizio idrico, distribuzione gas, termovalorizzatore, teleriscaldamento) la metodologia di gestione della continuità e della crisi già implementate in ambito IDT.

Tale iniziativa è stata avviata prendendo spunto dal progetto di aggiornamento della "*Business Impact Analysis*" in ambito IT (BIA) e verifica delle strategie di *Disaster Recovery* ICT, e ha consentito di censire i livelli di criticità dei processi aziendali, i tempi di ripristino accettabili per il Gruppo in caso di eventi di disastro (RTO) , le strategie di ripristino definite per ciascun servizio nonché eventuali punti di miglioramento integrati nelle schede di rischio gestite nel processo ERM di Gruppo. Sono stati infine raccolte e censite per i processi più critici anche le procedure e i protocolli definiti da seguire in caso di scenari di disastro, incluso quelli definiti nell'ambito dell'emergenza sanitaria pandemica COVID-19.

Nel corso del 2020 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 con sviluppo del progetto per il nuovo ERP SAP S/4HANA, con *go live* avvenuto, secondo le tempistiche pianificate, in data 1° gennaio 2021.

Il progetto ha l'obiettivo attraverso le *best practice* SAP dell'applicativo ERP S/4HANA, di migliorare l'efficienza e l'efficacia dei processi con un particolare focus sulla costruzione di un unico modello di controllo integrato a livello di gruppo, sul processo di *closing* e sul *reporting* interno ed esterno al mercato e nei confronti del soggetto consolidante A2A, di ottenere una migliore integrazione dei sistemi gestionali presenti nella mappa applicativa del gruppo, attraverso una piattaforma IT moderna. L'implementazione di SAP ha riguardato tutte le società rientranti nel perimetro di consolidamento del Gruppo e sono stati 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. Nell'ambito degli strumenti di controllo interno si colloca l'implementazione di un Modello di segregazione delle mansioni (SoD), atto a ridurre i rischi di frodi/azioni intenzionalmente irregolari ed errori rilevanti e a definire dei controlli mitigativi per la gestione dei rischi operativi (molti dei quali riconducibili ad una scarsa segregazione delle mansioni) ed un sistema di monitoraggio periodico dello stato della SoD. 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, ne è derivata una *roadmap* di 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 *Segregation of Duties* (SOD) e l'attivazione del modulo relativo SAP GRC.

Al fine di favorire la diffusione e l'applicazione del principio di *Segregation of Duties*, oltre all'emissione di una specifica procedura, si segnala la costituzione di un Team di lavoro interfunzionale SoD così composto: i) SCT – Sicurezza ICT e *Compliance*; ii) IRC – Investor Relation e Compliance 262; iii) Sviluppo Organizzativo e *Integration Management*; iv) RSK – *Risk Management* e Valutazione Investimenti; v) MOD – Modelli di Organizzazione e Gestione 231.

Le principali responsabilità attribuite al Team SoD sono:

- fornire le linee guida di sviluppo del processo di gestione della SoD;
- supportare i *Process Owner* nell'identificazione dei rischi, delle azioni risolutive e mitigativa verificando l'efficacia delle misure adottate;
- proporre azioni e interventi correttivi;
- effettuare verifiche periodiche di controllo sullo stato di avanzamento delle attività.

ALTRE INFORMAZIONI

IMPEGNO SOSTENIBILE

Nel contesto di importanti cambiamenti e di grande crescita cha ha caratterizzato il Gruppo Acsm Agam, in particolare dall'efficacia dell'operazione di Aggregazione, il Gruppo ha consolidato il percorso nella responsabilità sociale d'impresa presentando, con riferimento all'esercizio 2020, il terzo Bilancio di Sostenibilità, che si configura anche come Dichiarazione consolidata di carattere non finanziario, in adempimento al Decreto Legislativo n° 254/16.

Il Gruppo, in particolare, 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"). Come richiamato dal Codice Etico del Gruppo, Acsm Agam ha intrapreso un percorso nella sostenibilità che consiste nella progressiva integrazione della cura degli aspetti sociali e ambientali delle attività svolte con le strategie aziendali. Tale scelta comporta una comunicazione trasparente dei valori che orientano il comportamento del Gruppo e delle politiche attuate in campo economico, sociale e ambientale orientate ad uno sviluppo sostenibile.

Al fine di guidare le strategie future legate alle *performance* di sostenibilità, Acsm Agam ha sviluppato negli scorsi anni il proprio Piano di Sostenibilità, con l'obiettivo di quantificare e monitorare lo stato di avanzamento di *target* specifici legati alle principali tematiche di sostenibilità; con l'approvazione da parte del Consigli di Amministrazione del nuovo Piano Industriale 2021-2025 del Gruppo gli obiettivi sono stati rivisti e aggiornati.

I *target* di tale Piano di Sostenibilità sono declinati, tramite specifici KPI, all'interno delle attività delle quattro Business Unit del Gruppo, con l'aggiunta di specifici target relativi alla gestione delle Risorse Umane.

Per maggiori dettagli sul punto si fa rinvio al Bilancio di Sostenibilità 2020, pubblicato nella sezione *Investor Relations* del sito www.acsm-agam.it.

ASSENZA DI ATTIVITÀ DI DIREZIONE E COORDINAMENTO

La società è controllata in virtù di un patto parasociale da A2A S.p.A. e quindi dalla stessa consolidata, senza esercizio dell'attività di direzione e coordinamento. Oltre A2A, gli altri azionisti del patto parasociale sono Lario Reti Holding S.p.A. e i Comuni di Monza, Como, Sondrio e Varese.

Anche se la Acsm-Agam S.p.A. è soggetta al controllo (ai sensi dell'art. 93 del D. Lgs. 58/1998) di A2A S.p.A., né quest'ultima, né alcun altro soggetto, ha esercitato atti di indirizzo e/o di ingerenza nella gestione della Acsm-Agam S.p.A. (o di alcuna delle Società controllate da Acsm-Agam S.p.A.): di fatto, quindi, la gestione dell'Emittente e delle sue controllate non ha subito alcuna influenza da parte di terzi, esterni al Gruppo Acsm Agam.

In conformità con i principi dell'autodisciplina, le operazioni di particolare rilievo strategico, economico, patrimoniale e finanziario del Gruppo Acsm Agam sono riservate all'esame collegiale ed all'approvazione esclusiva del Consiglio di Amministrazione di Acsm-Agam S.p.A., del quale fanno parte amministratori in possesso dei requisiti di non esecutività e indipendenza, alla stregua dei criteri stabiliti dall'art. 3 del Codice di Autodisciplina. La competente presenza degli amministratori non esecutivi e indipendenti costituisce una ulteriore garanzia che tutte le decisioni del Consiglio di Amministrazione siano adottate nell'esclusivo interesse di Acsm-Agam S.p.A. e in assenza di direttive o ingerenze di terzi portatori di interessi estranei a quelli del Gruppo.

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

Nel corso dell'esercizio 2020, il Consiglio di Amministrazione ha approvato, previo esame con parere favorevole del Comitato Parti Correlate, motivato e vincolante sull'interesse della Società al compimento, l'operazione di maggiore rilevanza con parti correlate riferita al contratto di affitto di due centrali idroelettriche. Sul punto si rinvia al paragrafo "Eventi di rilievo dell'esercizio 2020".

Il Consiglio di Amministrazione, oltre a tale operazione, 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:

- Partecipazione alla gara per l'efficientamento del servizio di Pubblica illuminazione e *Smart City* della città di Monza;
- Affidamenti ad A2A Ambiente per smaltimenti rifiuti per l'anno 2020;
- Aggiornamento offerta Illuminazione Pubblica Comune di Monza;
- Offerta Illuminazione Pubblica Comune di Como;
- *Project Finance* per Illuminazione Pubblica e Gestione Calore Comune di Sondrio.
- Offerta Gestione calore Comune di Varese
- Richiesta del socio A2A S.p.A. ai fini dell'operazione di aggregazione con AEB S.p.A.

CONTINUITÀ AZIENDALE

Per monitorare l'evolversi dell'attuale pandemia in corso, anche al fine di valutarne gli impatti nel breve e nel medio termine sulle *performance*, il Gruppo analizza sistematicamente l'andamento dei risultati ed in particolare gli scostamenti rispetto le previsioni, sia quelle iniziali di budget che quelle dei vari riaggiornamenti dello stesso predisposti al fine di mantenere una visibilità costante sull'esercizio e su quelli immediatamente successivi.

Come indicato nel paragrafo successivo Rischi e incertezze derivanti dall'emergenza sanitaria determinata dal COVID-19 e anche all'interno delle Note esplicative, il *management* ha analizzato gli indicatori gestionali e finanziari dai quali non sono emersi rischi legati alla capacità del Gruppo Acsm Agam di operare in condizioni di continuità aziendale.

In considerazione dell'andamento dei risultati dell'esercizio, che includono anche gli impatti connessi all'emergenza COVID-19, il *management* ha analizzato le previsioni effettuate relativamente ai possibili scenari futuri escludendo una perdita di valore nelle varie CGU in cui è organizzato, anche in considerazione dei consistenti margini in essere.

Il *management* del Gruppo ritiene, in funzione dell'andamento delle attività, del Piano Industriale 2021-2025, dei sistematici aggiornamenti del budget sopraccitati, delle capacità di accesso al credito, di essere in grado di procedere nella gestione e 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 2020.

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.

EVOLUZIONE PREVEDIBILE DELLA GESTIONE

Con riferimento alla pandemia da Covid-19 il Gruppo Acsm Agam, sta continuando a gestire la situazione in modo proattivo, in continuità con quanto fatto nel 2020, in particolare proseguendo a garantire la gestione delle proprie attività, ponendo in atto ogni azione a tutela della salute dei lavoratori e dei propri clienti e fornitori e in generale degli abitanti delle località a favore delle quali sono rivolti i servizi.

Sulla base delle informazioni attualmente disponibili e dell'esperienza acquisita nel corso dell'anno, il Gruppo ha predisposto, analogamente a quanto fatto nel 2020, un piano di azione per prepararsi a gestire eventuali ulteriori situazioni di emergenza che dovessero ripresentarsi nel 2021, nel caso dovesse perdurare la situazione attuale, individuando le aree e gli interventi da porre in atto, al fine di mitigarne gli impatti, garantendo la sicurezza di tutte le persone sia interne che esterne coinvolte dalle proprie attività.

Gli interventi e le azioni ipotizzati sono principalmentente a livello di ottimizzazione costi (contenimento costi per attività esterne non essenziali e quindi comprimibili e/o rinviabili riduzione costi per manutenzioni *facilities*, carburanti, cancelleria, ecc.).

Il Gruppo nel particolare, stima la fine della fase acuta della crisi entro il primo semestre 2021, una fase ancora di difficoltà di incertezza sino al completamento della vaccinazione diffusa a tutta la popolazione e successivamente a partire dal 2022 un graduale ritorno alla normalità.

Grazie sia alla diversificazione delle proprie attività, costituite in gran parte da servizi essenziali per la popolazione, sia al fatto che alcune di esse siano regolate e quindi potenzialmente non soggette a volatilità o quantomeno a volatilità molto contenuta e sia, infine, alle varie azioni che il Gruppo attiverà al fine di controllare e contenere gli impatti dell'emergenza, si prevedono sul 2021 e sugli anni successivi impatti non significativamente importanti prodotti dalla diffusione della pandemia Covid-19.

In particolare, per il 2021 si prevedono risultati in linea con le previsioni del *business plan* 2021-2025 di recente approvazione.

PROPOSTA IN MERITO ALLE DELIBERAZIONI SUL BILANCIO AL 31 DICEMBRE 2020

Signori Azionisti,

sottoponiamo alla Vostra approvazione il bilancio Acsm-Agam S.p.A. al 31 dicembre 2020 che chiude con un utile d'esercizio pari a Euro 15.335.283,66.

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

- Euro 766.764,18 pari al 5%, a riserva legale;
- Euro 14.568.519,48 a dividendi.

Il Consiglio di Amministrazione propone inoltre di distribuire ulteriori dividendi per Euro 1.218.984,04 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 23 giugno 2021 (data stacco cedola, numero 21, 21 giugno 2021 e *record date* 22 giugno 2021), secondo calendario di borsa.

Per il Consiglio di Amministrazione:

Monza, 12 marzo 2021

Il Presidente

Paolo Giuseppe Busnelli

L'Amministratore Delegato

Paolo Soldani

www.acsm-agam.it