Edma Reti Gas S.r.l.
Sede legale: Via Trieste,2– 60124 ANCONA (AN)
Tel. 071 207861 – Fax 071 20786299
Sede operativa: Via del Commercio, 29 – 60127 ANCONA (AN)
Capitale sociale € 21.134.840,00 i.v.
Numero di iscrizione al Registro Imprese di Ancona (AN), P.Iva e C.F.: 02637140423 – R.E.A. 203389

Bilancio d’esercizio anno 2025

Relazione sulla gestione del bilancio al 31/12/2025

Sommario

Organi sociali 3
Oggetto sociale - Missione 4
Evoluzione assetti societari 5
Andamento operativo connesso ai volumi di gas e Sviluppo dell'attività 5
Quadro normativo e tariffario di riferimento - Eventi di rilievo avvenuti nell'esercizio 6
Affidamento e svolgimento del servizio di distribuzione del gas naturale 29
Ulteriori elementi di rilievo sull'andamento operativo e gestionale dell'esercizio 2025 30
Risorse umane, rapporti sindacali, formazione, aggiornamento e qualificazione 33
Qualità, Sicurezza, Ambiente – Sitemi di gestione aziendale integrati 34
Normativa in materia di protezione dati personali 34
Responsabilità amministrativa (D. Lgs 231/2001) 36
Principali dati economici – Sintesi della gestione economica 37
Principali dati patrimoniali 38
Principali dati finanziari 39
Attività di ricerca e sviluppo 39
Rapporti con parti correlate 39
Analisi degli indici finanziari 40
Rapporti economici con i Comuni concessionari del servizio di distribuzione 41
Azioni proprie/quote di società controllanti 41
Rischi aziendali e politiche per la loro gestione – Accantonamenti Fondo rischi ed oneri 42
Obiettivi strategici ed evoluzione prevedibile della gestione 46
Fatti di rilievo avvenuti dopo la chiusura dell'esercizio 47
Sedi secondarie 47

Organi sociali

Consiglio di Amministrazione

Presidente
Marco Gnocchini

Consigliere e Amministratore Delegato
Marco Bianchini

Consiglieri
Riccardo Matteini
Matteo Fortunati
Enrico Sbaffi

Collegio Sindacale

Presidente
Antonio Gitto

Sindaci effettivi
Serena Berti
Andrea Fratini

Sindaci supplenti
Daniela Marra
Patrizia Berchiatti

Società di revisione

PricewaterhouseCoopers S.p.A.

Signori Soci,

L'esercizio chiuso al 31/12/2025 riporta un risultato positivo pari ad **euro 3.533.338.** .

Oggetto sociale - Missione

Edma Reti Gas svolge la propria attività nel contesto nazionale delle imprese energetiche, delle reti e mercati regolamentati, con gli obiettivi primari di creare valore per i propri Soci e di gestire i servizi offerti con elevati livelli di qualità ed efficienza, a beneficio della clientela, della cittadinanza e del territorio.
Per raggiungere questi obiettivi la società sviluppa costantemente la propria attività gestionale ricercando la soddisfazione del cliente e la qualità del servizio, ponendo la massima attenzione alla sicurezza, alle problematiche ambientali ed alla continua valorizzazione delle proprie risorse umane, ricercando opportunità di sviluppo sia a livello territoriale che attraverso la diversificazione strategica correlata con il *core business.*
L'obiettivo di Edma Reti Gas è, pertanto, quello di raggiungere la massima soddisfazione dei Clienti, degli Utenti e delle Parti interessate a sviluppare la propria competitività e redditività, nel rispetto rigoroso della normativa vigente e nel rispetto di alcuni principi fondamentali quali:

- l'assicurazione della continuità e affidabilità del servizio;
- la tempestività ed efficacia nella gestione ordinaria e straordinaria, nonché delle emergenze;
- la prevenzione e diminuzione dell'impatto ambientale connesso alle diverse attività;
- l'alto livello tecnologico e professionale;
- l'utilizzo abituale e diffuso di sistemi di controllo ed informatici.

Per conseguire ciò, la società è impegnata ad ottimizzare i processi aziendali, in modo da assicurare una gestione secondo criteri di efficienza, efficacia ed economicità, anche attraverso l'individuazione ed attuazione di sinergie con altre società del Gruppo, in un modello organizzativo a rete. A tale scopo la società persegue il massimo coinvolgimento del personale nella condivisione della politica e degli obiettivi ed è impegnata al mantenimento di un Sistema di Gestione Integrato Qualità, Sicurezza e Ambiente conforme alle normative ISO 9001, ISO 45001 e ISO 14001 curandone il continuo miglioramento. L'organizzazione ha, infatti, acquisito le certificazioni, da parte dell'ente ICIM S.p.a., con procedure integrate secondo le norme ISO 9001, ISO 45001 e ISO 14001. EDMA Reti Gas, inoltre, è in possesso della registrazione EMAS.
La società è inoltre impegnata a perseguire costantemente un rapporto aperto e costruttivo nei confronti dei Clienti e degli Utenti, delle Autorità Pubbliche, degli Operatori e delle Parti interessate, anche attraverso l'attuazione di campagne di comunicazione adeguate ai diversi interlocutori, individuando opportuni ed efficaci canali di comunicazione.
Le attività di Edma Reti Gas sono svolte secondo le regole di separazione funzionale per le imprese verticalmente integrate nel settore del gas naturale, nel rispetto dei principi di economicità e redditività e della riservatezza dei dati aziendali con la finalità di promuovere la concorrenza, l'efficienza ed adeguati livelli di qualità nell'erogazione dei servizi:

- garantendo la neutralità della gestione delle infrastrutture essenziali per lo sviluppo del libero mercato energetico;
- impedendo discriminazioni nell'accesso ad informazioni commercialmente sensibili;
- impedendo i trasferimenti incrociati di risorse tra i segmenti delle filiere.

La missione di Edma Reti Gas è orientata a divenire un "polo di eccellenza" aggregante di un sistema territorio competitivo su area vasta, teso a potenziare costantemente la propria capacità di agire da "motore" non solo economico, ma anche sociale delle comunità all'interno delle quali opera.

Evoluzione assetti societari

L'operatività di Edma Reti Gas ha avuto avvio nel corso dell'esercizio 2014, a seguito dell'aggregazione societaria realizzata attraverso il conferimento di ramo d'azienda da parte di Centria S.r.l. e di Multiservizi S.p.A..

Tale evento è stato preceduto dalla costituzione a fine 2013 di Edma s.r.l..

Il nuovo soggetto giuridico Edma Reti Gas srl, costituito da Multiservizi S.p.A. di Ancona, EDMA S.r.l. di Ancona e Centria S.r.l. di Arezzo, è diventato operativo a partire dal 1° luglio 2014, a seguito della cessione dei rispettivi rami d'azienda. Successivamente le quote di Centria S.r.l. sono state acquisite da Estra S.p.A. di Prato.

In relazione ai territori conferiti da Centria S.r.l., appena dopo il conferimento, venne sottoscritto un contratto tra Edma Reti Gas S.r.l. e Centria S.r.l., in base al quale, a fronte di un corrispettivo di affitto, la gestione rimase in capo a Centria S.r.l., fino al 31 dicembre 2014. Dal 1 gennaio 2015 la gestione dei comuni di Citerna (PG), Magione (PG), Mosciano Sant'Angelo (TE) e Rieti è stata effettuata direttamente da Edma Reti Gas, ad eccezione del servizio di distribuzione e vendita del gpl nel territorio Comunale di Rieti, che ha continuato ad essere gestito da Centria S.r.l., attraverso apposito contratto di servizio.

In data 31 maggio 2017 è stato perfezionato un "contratto d'investimento" tra Estra S.p.A. e Multiservizi S.p.A. che si è poi tradotto, a fine 2017, nell'ingresso di Multiservizi S.p.A. nella compagine societaria di Estra S.p.A. con una quota significativa.

Per quanto riguarda i riflessi su Edma Reti Gas, l'operazione ha previsto, in sintesi, che:

- il controllo delle quote di Edma Reti Gas fosse detenuto direttamente dalle due capogruppo senza l'intermediazione di Edma Srl;
- i territori nelle province di Perugia, Rieti e Teramo tornassero sotto il controllo diretto di Estra, attraverso la controllata TUA RETE DISTRIBUZIONE GAS TIRRENO ADRIATICO SRL.

A seguito di un accordo negoziale tra Estra e Vivaservizi, a partire dal 27/10/2021, la società Edma Reti Gas è stata soggetta al controllo di Estra SpA con conseguente cambiamento della governance aziendale: su un totale di cinque consiglieri 3, ivi incluso l'Amministratore Delegato, sono di nomina del socio Estra, 2 del socio Vivaservizi (a cui spetta la nomina del Presidente).

Contestualmente (atto pubblico notariale del 3 dicembre 2021), è stata perfezionata la scissione parziale e proporzionale di Vivaservizi, tramite trasferimento di parte del proprio patrimonio, a favore della costituenda società per azioni Viva Energia SpA.

In data 27 settembre 2022, l'intera partecipazione di nominali € 9.510.678,00, corrispondente al 45% del capitale sociale di Edma Reti Gas Srl, è stata integralmente conferita da Estra SpA alla controllata Centria.

Andamento operativo connesso ai volumi di gas e Sviluppo dell'attività

La società ha operato nel corso dell'esercizio esclusivamente nel settore della distribuzione del gas naturale, svolgendo le attività di gestione degli impianti e delle reti di adduzione e distribuzione di gas. Nel corso del 2025, Edma Reti Gas S.r.l. ha gestito la distribuzione del gas naturale in **15 Comuni**.

Al 31/12/2025, i Comuni nei quali Edma Reti Gas ha gestito il servizio di distribuzione del gas naturale sono quelli riportati nell'elenco seguente:

1	AGUGLIANO	MARCHE	AN
2	ANCONA	MARCHE	AN
3	BELVEDERE OSTRENSE	MARCHE	AN
4	CAMERANO	MARCHE	AN
5	CAMERATA PICENA	MARCHE	AN
6	CASTELFIDARDO	MARCHE	AN
7	CHIARAVALLE	MARCHE	AN
8	FALCONARA MARITTIMA	MARCHE	AN
9	OFFAGNA	MARCHE	AN
10	MONSANO	MARCHE	AN
11	MONTE SAN VITO	MARCHE	AN
12	MONTEMARCIANO	MARCHE	AN
13	MORRO D'ALBA	MARCHE	AN
14	SAN MARCELLO	MARCHE	AN
15	SENIGALLIA	MARCHE	AN

La rete di distribuzione locale gestita da Edma Reti Gas nel territorio dei suddetti Comuni si estende complessivamente per circa **1.306 Km.**

Nel 2025 sono stati vettoriati e distribuiti, per conto delle società abilitate alla vendita del gas ai clienti finali, **128.116.952** metri cubi di gas naturale (+1,77% dei volumi vettoriati nel 2024).

I volumi di gas prelevato e distribuito nel 2025 sono riportati nella tabella seguente, che evidenzia anche le variazioni percentuali rispetto ai corrispondenti volumi dell'anno 2024:

Presidio	2023	2024	2025	variazione	variazione
	[Smc]	[Smc]	[Smc]	[Smc]	%
Ancona	88.909.617	87.679.953	89.472.823	+1.792.870	+2,04%
Senigallia	38.168.824	38.205.478	38.644.129	+438.651	+1,15%
TOTALE	127.078.442	125.885.431	128.116.952	+2.231.521	+1,77%

A fine esercizio il numero totale di clienti finali allacciati attraverso la rete di gasdotti locali gestita da Edma Reti Gas è risultato pari a **116.856.**

Quadro normativo e tariffario di riferimento - Eventi di rilievo avvenuti nell'esercizio

La regolazione del servizio di distribuzione e misura del gas naturale si sviluppa principalmente lungo i seguenti filoni:

- Gare per l'affidamento del servizio;
- Tariffe;
- Sicurezza e qualità nell'erogazione del servizio;
- Telelettura;
- Efficienza energetica

Con riferimento alle **gare per l'affidamento del servizio**, dal 2011 in avanti si è vista una rilevante produzione normativa, in particolare:

Decreto ministeriale 19 gennaio 2011

Determinazione degli ambiti territoriali nel settore della distribuzione del gas naturale *(GU n. 74, 31 marzo 2011)*

Il decreto determina gli ambiti territoriali minimi per il territorio nazionale e prevede disposizioni per l'affidamento del servizio con gare d'ambito.

E' previsto anche che gli Enti locali di due o più ambiti territoriali minimi confinanti possono decidere l'affidamento con gara unica.

Decreto Legislativo 1 giugno 2011, n. 93

Attuazione delle direttive 2009/72/CE, 2009/73/CE e 2008/92/CE relative a norme comuni per il mercato interno dell'energia elettrica, del gas naturale e ad una procedura comunitaria sulla trasparenza dei prezzi al consumatore finale industriale di gas e di energia elettrica, nonché abrogazione delle direttive 2003/54/CE e 2003/55/CE. (11G0136) *(GU n. 148, 28 giugno 2011)*

L'articolo 24, valore di rimborso degli impianti di distribuzione, emenda l'articolo 14 del **Decreto Legislativo 23 maggio 2000, n. 164** sul valore di rimborso a regime e prevede, nel primo periodo, il riconoscimento in tariffa dell'ammortamento della differenza fra il valore di rimborso degli impianti pagato dal gestore subentrante al gestore uscente e l'analogo valore calcolato secondo la regolazione tariffaria. Inoltre, prevede che dal 29 giugno l'affidamento avvenga esclusivamente per gara d'ambito, facendo salvo il proseguimento di gare comunali che prima di tale data abbiano pubblicato documenti di gara contenenti sia la definizione dei criteri di valutazione dell'offerta sia il valore di rimborso al gestore uscente

Decreto ministeriale 21 aprile 2011

Disposizioni per governare gli effetti sociali connessi ai nuovi affidamenti delle concessioni di distribuzione del gas *(GU n. 102, 4 maggio 2011)*

Il decreto prevede una serie di obblighi a carico del distributore subentrante, in particolare l'assunzione del personale del distributore uscente addetto direttamente o indirettamente alla gestione degli impianti oggetto di gara, al fine di tutelare gli addetti del settore e di assicurare la continuità del servizio, con i medesimi livelli di sicurezza e qualità, dal momento del subentro del nuovo gestore.

Decreto ministeriale 18 ottobre 2011

Determinazione dei Comuni appartenenti a ciascun ambito territoriale del settore della distribuzione del gas naturale

(GU n. 252 del 28-10-2011 - Suppl. Ordinario n.225, come modificato dal Comunicato pubblicato in GU n. 303 del 30 dicembre 2011 e dal Comunicato pubblicato in GU n. 282 del 3 dicembre 2012)

Decreto Ministeriale 12 novembre 2011, n. 226

Regolamento per i criteri di gara e per la valutazione dell'offerta per l'affidamento del servizio della distribuzione del gas naturale, in attuazione dell'articolo 46-bis del decreto-legge 1° ottobre 2007, n. 159, convertito in legge, con modificazioni, dalla legge 29 novembre 2007, n. 222 *(GU n. 22 del 27-1-2012 - Suppl. Ordinario n.20)*

Il regolamento definisce gli aspetti organizzativi fra gli Enti locali appartenenti all'ambito per l'emissione dei documenti di gara e per la gestione del servizio, gli obblighi informativi del gestore uscente agli Enti locali e al gestore subentrante, i provvedimenti applicativi del calcolo del valore di rimborso in conformità con la normativa primaria vigente, il bando di gara tipo e il disciplinare di gara tipo, includenti i criteri di valutazione dell'offerta, a cui la stazione appaltante deve attenersi, le disposizioni per la verifica di offerte anomali e gli oneri, una tantum e annuali, che il gestore deve riconoscere agli Enti locali.

Autorità per l'energia elettrica e il gas - Delibera 11 ottobre 2012 407/2012/R/GAS

Criteri per la definizione del corrispettivo una tantum per la copertura degli oneri di gara per l'affidamento del servizio di distribuzione del gas naturale
La delibera fa riferimento nelle formule a dati contenuti sul sito del Ministero dello sviluppo economico. Si tratta del numero massimo e minimo di pdr per ambito (nel sito indicati per semplicità come clienti) e al numero massimo e minimo dei Comuni per ambito.

Autorità per l'energia elettrica e il gas - Delibera 13 dicembre 2012 532/2012/R/GAS

Disposizioni in materia di formati per la trasmissione dei dati relativi agli stati di consistenza delle reti di distribuzione del gas naturale

Decreto Legge 22 giugno 2012, n. 83 convertito con modificazioni, dalla Legge 7 agosto 2012, n. 134 (GU n. 187 del 11 agosto-2012) Misure urgenti per la crescita del Paese
L'articolo 37, Disciplina delle gare per la distribuzione di gas naturale e nel settore idroelettrico, nel primo comma modifica gli articoli 14 e 15 del Decreto Legislativo 23 maggio 2000, n. 164 relativamente alla partecipazione alle gare di distribuzione gas, consentendo la partecipazione alle prime gare successive al periodo transitorio anche a soggetti che appartengono a gruppi societari che gestiscono servizi pubblici locali in virtù di procedure non ad evidenza pubblica. Inoltre chiarisce che sono fatti salvi gli ambiti determinati con i precedenti decreti e gli obblighi in materia di tutela dell'occupazione, che quindi non possono essere elemento di valutazione dell'offerta.

Decreto Ministeriale 5 febbraio 2013

Approvazione del contratto di servizio tipo per lo svolgimento dell'attività della distribuzione del gas naturale ai sensi dell'articolo 14 del Decreto legislativo 23 maggio 2000, n. 164

Decreto Legge 21 giugno 2013, n. 69 convertito con modificazioni, dalla Legge 9 agosto 2013, n. 98 (GU supplemento ordinario n. 63 del 20 agosto-2013)
Disposizioni urgenti per il rilancio dell'economia
L'articolo 4, Norme in materia di concorrenza nel mercato del gas naturale e nei carburanti, nei commi 2, 4 e 5 rende vincolanti i termini del regolamento n.226 del 2011 per l'effettuazione delle gare di distribuzione del gas naturale, prevedendo anche penalizzazioni in caso di mancato rispetto di tali termini. Inoltre è previsto, in caso di inerzia anche della Regione ad esercitare il potere sostitutivo, l'intervento del Ministero dello sviluppo economico. Il comma 3 prevede la nomina della stazione appaltante con maggioranza qualificata dei Comuni dell'ambito, qualora nell'ambito non sia presente il Comune capoluogo di provincia, e una proroga dei termini dell'intervento sostitutivo della Regione per gli ambiti con termini già scaduti o con scadenza ravvicinata. Il comma 3 bis prevede una proroga dei termini per gli ambiti che sono stati interessati in maniera significativa dal terremoto del maggio 2012.

Infine, il comma 6 attribuisce al Ministero dello sviluppo economico la facoltà di emanare linee guida per la valutazione del valore di rimborso al gestore uscente.

Decreto Legge 23 dicembre 2013, n. 145 convertito con modificazioni, dalla Legge 21 febbraio 2014, n. 9 (GU n.43 21 febbraio 2014)
Interventi urgenti di avvio del piano "Destinazione Italia", per il contenimento delle tariffe elettriche e del gas, per la riduzione dei premi RC-auto, per l'internazionalizzazione, lo sviluppo e la digitalizzazione delle imprese, nonché misure per la realizzazione di opere pubbliche ed EXPO 2015 L'articolo 1, comma 16, modificando l'articolo 15, comma 5 del Dlgs 164/2000, prevede che nella determinazione del valore di rimborso al gestore uscente nel primo periodo siano detratti sempre anchei contributi privati e che per gli aspetti in cui gli atti concessori non prevedano una propria metodologia si debba fare riferimento alle linee guida predisposte da MISE, ai sensi dell'articolo 4, comma 6, del DL 69/2013. Inoltre, il comma 16 prevede che l'ente locale concedente prima della pubblicazione del bandodi gara invii per verifica all'Autorità la documentazione con il calcolo dettagliato del valore di rimborso, qualora tale valore sia superiore del 10% alla RAB di località, e che la stazione appaltante tenga conto dieventuali osservazioni dell'Autorità nel valore da inserire nel bando di gara. E' prevista anche un'ulteriore proroga dei termini per la nomina della stazione appaltante e della pubblicazione del bando di gara per gli ambiti dei primi tre raggruppamenti.

Decreto Ministeriale 22 maggio 2014 (GU n.129 del 6 giugno 2014)
Approvazione del documento "Linee Guida su criteri e modalità applicative per la valutazione del valore di rimborso degli impianti di distribuzione del gas naturale" del 7 aprile 2014.
Con Decreto Ministeriale 22 maggio 2014 è stato approvato il documento MISE **Linee guida su criteri e modalità applicative per la valutazione del valore di rimborso degli impianti di distribuzione del gas naturale** del 7 aprile 2014 ai sensi dell'articolo 4, comma 6, del decreto-legge 21 giugno 2013, n. 69, convertito, con modificazioni, dalla legge 9 agosto 2013, n. 98 e dell'articolo 1, comma 16, del decreto legge 23 dicembre 2013, n. 145, convertito con modificazioni in legge 21 febbraio 2014, n. 9.

Decreto Legge 24 giugno 2014, n. 91 convertito con modificazioni, dalla Legge 11 agosto 2014, n. 116 (GU n.192 20 agosto 2014 - Supplemento ordinario n.72)
Disposizioni urgenti per il settore agricolo, la tutela ambientale e l'efficientamento energetico dell'edilizia scolastica e universitaria, il rilancio e lo sviluppo delle imprese, il contenimento dei costi gravanti sulle tariffe elettriche, nonché per la definizione immediata di adempimenti derivanti dalla normativa europea.
L'articolo 30 bis, comma 1, modificando l'articolo 15, comma 5 del D.lgs 164/2000, prevede che nella determinazione del valore di rimborso al gestore uscente nel primo periodo si segua la metodologia specificata nei contratti solo se stipulati prima dell'11 febbraio 2012, data di entrata in vigore del DM 11 novembre, 2011 n. 226, altrimenti si deve fare riferimento alle linee guida predisposte da MISE, approvate con DM 22 maggio 2014.
I commi 2 e 4 prevedono un'ulteriore proroga dei termini per la pubblicazione del bando di gara per gli ambiti dei primi sei raggruppamenti, ai fini dell'intervento sostitutivo della regione e delle penali previste dall'art. 4, comma 5, del DL 21 giugno 2013, n. 69. Il comma 3 prevede che tali ulteriori proroghe non si applicano agli ambiti interessati da eventi sismici del maggio 2012, per cui i termini erano già stati prorogati di 24 mesi.

Decreto Legge 31 dicembre 2014, n. 192 convertito con modificazioni, dalla Legge 27 febbraio 2015, n. 11 (GU n.49 28 febbraio 2015) Proroga di termini previsti da disposizioni legislative

La legge di conversione ha disposto che all'articolo 3 del Decreto Legge 31 dicembre 2014, n. 192 siano aggiunti i commi 3-ter e 3-quater, riportati di seguito:
3-ter. Il termine oltre il quale si applica la previsione di cui al comma 4 dell'articolo 30-bis del decreto-legge 24 giugno 2014, n. 91, convertito, con modificazioni, dalla legge 11 agosto 2014, n. 116, relativamente al primo e al secondo raggruppamento di cui all'allegato 1 al regolamento di cui al decreto del Ministro dello sviluppo economico 12 novembre 2011, n. 226, e' prorogato al 31 dicembre 2015.3-quater. I termini di cui all'articolo 3, comma 1, del regolamento di cui al comma 3-ter, relativi alla mancata pubblicazione del bando di gara, per gli ambiti del primo raggruppamento di cui all'allegato 1 allo stesso regolamento, sono prorogati all'11 luglio 2015, con esclusione degli ambiti di cui all'articolo 4, comma 3-bis, del decreto-legge 21 giugno 2013, n. 69, convertito, con modificazioni, dalla legge 9 agosto 2013, n. 98.

Decreto Ministeriale 20 maggio 2015, n. 106 (G.U. serie generale n. 161 del 14 luglio 2015)
Regolamento recante modifiche al Decreto Ministeriale 12 novembre 2011, n. 226 - Regolamento per i criteri di gara e per la valutazione dell'offerta per l'affidamento del servizio della distribuzione del gas naturale, in attuazione dell'articolo 46-bis del decreto-legge 1° ottobre 2007, n. 159, convertito in legge, con modificazioni, dalla legge 29 novembre 2007, n. 222
Il regolamento introduce modifiche al DM n. 226/2011 per renderlo congruente con le novità legislative intervenute dopo la sua emanazione e con la regolazione del IV periodo tariffario (2014-2019), definisce le modalità operative da seguire per il rispetto del criterio di gara relativo agli interventi di efficienza energetica nell'ambito ed esplicita i chiarimenti all'art.5 sul calcolo del valore di rimborso già forniti con le Linee Guida su criteri e modalità applicative per la valutazione del valore di rimborso degli impianti di distribuzione del gas naturale, approvate con DM 22 maggio 2014.

Decreto Legge 30 dicembre 2015, n. 210 convertito con modificazioni, dalla Legge 25 febbraio 2016, n. 21 (GU n.47 del 26 febbraio 2016) Proroga di termini previsti da disposizioni legislative
La legge di conversione ha disposto che all'articolo 3 del Decreto Legge 30 dicembre 2015, n. 210 siano aggiunti i commi 2-bis e 2-ter, riportati di seguito:
2-bis. I termini di cui all'articolo 3, comma 1, del regolamento di cui al decreto del Ministro dello sviluppo economico e del Ministro per i rapporti con le regioni e la coesione territoriale 12 novembre 2011, n. 226, relativi alla mancata pubblicazione del bando di gara di cui all'allegato 1 annesso allo stesso regolamento, sono prorogati rispettivamente di dodici mesi per gli ambiti del primo raggruppamento, di quattordici mesi per gli ambiti del secondo raggruppamento, di tredici mesi per gli ambiti del terzo, quarto e quinto raggruppamento, di nove mesi per gli ambiti del sesto e settimo raggruppamento e di cinque mesi per gli ambiti dell'ottavo raggruppamento, in aggiunta alle proroghe vigenti alla data di entrata in vigore della legge di conversione del presente decreto. 2-ter. All'articolo 4 del decreto-legge 21 giugno 2013, n. 69, convertito, con modificazioni, dalla legge 9 agosto 2013, n. 98, sono apportate le seguenti modificazioni:
a) al comma 2, il secondo periodo è sostituito dai seguenti: «Scaduti tali termini, la Regione competente sull'ambito assegna ulteriori sei mesi per adempiere, decorsi i quali avvia la procedura di gara attraverso la nomina di un commissario ad acta, ai sensi dell'articolo 14, comma 7, del decreto legislativo 23 maggio 2000, n. 164. Decorsi due mesi dalla scadenza di tale termine senza che la Regione competente abbia

proceduto alla nomina del commissario ad acta, il Ministero dello sviluppo economico, sentita la Regione, interviene per dare avvio alla gara nominando un commissario ad acta. L'importo eventualmente anticipato dai gestori uscenti per la copertura degli oneri di gara, di cui all'articolo 1, comma 16-quater, del decreto-legge 23 dicembre 2013, n. 145, convertito, con modificazioni, dalla legge 21 febbraio 2014, n. 9, è trasferito dalla stazione appaltante al commissario ad acta entro un mese dalla sua nomina, al netto dell'importo relativo agli esborsi precedentemente effettuati per la preparazione dei documenti di gara.»; b) i commi 4 e 5 (sanzioni per i Comuni) sono abrogati.

In data 8 marzo 2016 l'Autorità Garante della Concorrenza e del Mercato ha pubblicato una segnalazione al Parlamento e al Governo volta a evidenziare le criticità che hanno determinato gravi ritardi nell'avvio delle gare per la distribuzione del gas naturale che - a oltre quindici anni dall'emanazione del Decreto Letta (D.lgs. 164/2000) - dovrebbero ridefinire l'assetto competitivo del settore attraverso lo svolgimento di procedure competitive per l'affidamento del servizio per ambiti territoriali ottimali (c.d. ATEM).
A fronte di un quadro normativo complesso e stratificatosi nel tempo, le modifiche introdotte da ultimo con Legge 15 febbraio 2016, n. 21 hanno costituito l'occasione per l'AGCM per esprimere considerazioni sullo stato dell'arte ed indicare le possibili linee di intervento per accelerare l'attuazione di un processo di riforma finalizzato allo sviluppo efficiente del servizio, riduzione dei costi a favore dei clienti finali e rimozione delle barriere che ostacolano lo sviluppo della concorrenza nel settore della vendita di gas.
L'Autorità ha espresso un parere negativo riguardo alle previsioni (commi 2 bis e 2 ter dell'art. 3 del DL n. 201/2015, convertito con la citata Legge n. 21/2016), che hanno disposto una nuova consistente proroga dei termini per la pubblicazione dei bandi (che agiscono retroattivamente per gli ATEM per cui i termini siano già scaduti) nonché un allentamento dei meccanismi sanzionatori e di esercizio dei poteri sostitutivi da parte delle Regioni e ha proposto alcuni interventi normativi per il superamento delle criticità che ad oggi hanno rallentato il processo di avvio della concorrenza:
1) rivedere le scadenze per la pubblicazione dei bandi ripristinando una scansione temporale ragionevole per evitare il concentrarsi di un numero eccessivo di gare in periodi ridotti;
2) rafforzare la posizione degli Enti locali concedenti nei confronti dei gestori nell'acquisizione delle informazioni e dei dati necessari per la predisposizione delle gare, prevedendo sanzioni per i ritardi nella messa a disposizione dei dati;
3) semplificare l'iter di analisi dei bandi di gara e degli scostamenti VIR-RAB mediante l'identificazione di percorsi accelerati per i casi in cui le stazioni appaltanti siano nella condizione di certificare l'applicazione delle Linee guida per il calcolo del VIR e lo scostamento VIR-RAB aggregato d'ambito non risulti superiore ad una soglia predeterminata (che non dovrebbe comunque eccedere il 6%-8%);
4) introdurre maccanismi sanzionatori in caso di mancato rispetto delle scadenze per l'invio all'Autorità della documentazione necessaria per le verifiche relative agli scostamenti VIR-RAB (ad esempio prevedendo che il valore del VIR riconoscibile ai fini tariffari relativo ai Comuni nei quali sia stato determinato uno scostamento superiore al 10%, venga d'ufficio limitato al valore della RAB incrementata del 10%);
5) rivedere i requisiti di partecipazione previsti per i raggruppamenti temporanei di impresa allentando il vincolo relativo al possesso individuale di requisiti specifici che impediscono la partecipazione ai raggruppamenti e ai consorzi a soggetti che non operano nel settore della distribuzione del gas.

Circolare direttoriale 23/03/2017 del Ministero dello Sviluppo economico: la norma sulle gare di distribuzione gas introdotta nel decreto correttivo del Codice degli Appalti in corso di approvazione in

Parlamento fa salva l'applicazione, alle gare per l'affidamento del servizio di distribuzione gas, del decreto legislativo 23 maggio 2000, n. 164, nonché dell'articolo 46-bis, commi I, 2 e 3 del decreto-legge I ottobre 2007, n. 159, convertito, con modificazioni, dalla legge 29 novembre 2007, n. 222; ciò in quanto, e nella misura in cui, dette norme sono compatibili con il nuovo codice dei contratti, e specificatamente con la Parte III del codice relativa alle concessioni. In una lettura sistematica della norma si fa quindi salvo il quadro normativo vigente per le gare d'ambito, in particolare gli ambiti territoriali come già delineati, gli schemi di bando e disciplinare tipo, e di contratto di servizio, adottati dal Ministero in attuazione della normativa richiamata. Si ritiene che la norma di cui all'articolo 92 confermi l'attività fin qui svolta dalle stazioni appaltanti nella predisposizione della documentazione di gara per dare finalmente avvio alle procedure e transitare verso i nuovi affidamenti d'ambito. Quanto alla durata delle concessioni, tema anch'esso toccato dalla norma, allo stesso modo l'ultimo periodo dell'articolo 92 non comporta innovazioni circa la durata massima di 12 anni degli affidamenti assegnati con gara.

Con la deliberazione 905/2017/R/GAS, l'Autorità per l'energia elettrica il gas e il sistema idrico dà attuazione alle disposizioni della legge concorrenza (legge n. 124/2017) in relazione alle gare per l'affidamento del servizio di distribuzione del gas naturale, introducendo nella regolazione percorsi semplificati per la valutazione degli scostamenti VIR-RAB e per la valutazione dei bandi di gara. Il provvedimento, che segue specifica consultazione (dco 734/2017/R/GAS), con riferimento agli scostamenti VIR-RAB, approva il "Testo integrato delle disposizioni dell'Autorità in materia di determinazione del valore di rimborso delle reti di distribuzione del gas naturale ai fini delle gare d'ambito" (Allegato A), nel quale vengono fatte confluire le disposizioni contenute nella deliberazione dell'Autorità 310/2014/R/GAS, s.m.i.. Il Testo integrato chiarisce le modalità di determinazione dello scostamento VIR-RAB aggregato d'ambito e conferma gli orientamenti del documento di consultazione in relazione alle modalità di certificazione della sussistenza dei presupposti per accedere all'iter semplificato definito dalla legge concorrenza, con l'adozione di schemi-tipo (di prossima definizione da parte degli Uffici dell'Autorità) che dovranno essere utilizzati dagli Enti locali o di soggetti terzi per derogare all'obbligo di trasmissione all'Autorità degli scostamenti VIR-RAB superiori al 10% a livello di singolo Comune. Nell'ambito del Testo integrato sono inoltre indicati i requisiti relativi alle competenze professionali (da definire in dettaglio da parte degli Enti locali al momento della selezione), ai requisiti di onorabilità e di indipendenza del soggetto terzo certificatore, qualora tale ruolo non sia direttamente svolto dalla stazione appaltante per conto degli Enti locali concedenti. Alla luce dell'introduzione di tali previsioni, il quadro regolatorio con riferimento alla valutazione degli scostamenti VIR-RAB prevede, quindi, tre regimi: a) regime ordinario individuale per Comune; b) regime semplificato individuale per Comune; c) regime semplificato d'ambito ex legge n.124/17. 2 In relazione alla semplificazione dell'iter di valutazione dei bandi di gara, la delibera 905/2017/R/GAS approva il "Testo integrato delle disposizioni dell'Autorità in materia di iter di valutazione dei bandi di gara" (Allegato B), che conferma quanto prospettato in consultazione con l'introduzione di un percorso semplificato, ulteriore rispetto all'ordinario, che riduce l'ambito delle verifiche da parte dell'Autorità.

Nel corso dell'anno 2018, ARERA ha pubblicato le determine dirigenziali 8 e 9 che vanno ad aggiornare le disposizioni in materia di acquisizione della documentazione ai fini della verifica degli scostamenti tra VIR e RAB per i Comuni ricadenti nel regime ordinario individuale per Comune e nel regime semplificato individuale per Comune ai sensi della deliberazione 905/2017//R/GAS.

Nel dicembre 2020 da ARERA sono arrivati una serie di chiarimenti sulla riconoscibilità tariffaria degli investimenti indicati nei piani di sviluppo dell'impianto e sui criteri per i riconoscimenti tariffari nei casi di disaccordo tra Ente locale concedente e gestore uscente in tema di gare gas. In particolare, l'Autorità si è soffermata su cinque quesiti: estensione e potenziamento reti, interventi di sostituzione, interventi integrativi, valore di rimborso.

Riconoscimento tariffario dei costi relativi agli interventi di estensione della rete: l'Arera ritiene che siano meritevoli di riconoscimento tariffario solo gli investimenti che siano effettuati in condizioni di economicità e che, di conseguenza, le condizioni minime di sviluppo debbano individuare livelli compatibili con lo sviluppo economico del servizio. Nelle osservazioni sul bando di gara dell'Atem Belluno, il Regolatore ha ricordato di avere sottolineato che in caso di estensioni di rete che eccedano il livello individuato nelle condizioni minime di sviluppo è previsto un onere a carico delle imprese (per la quota relativa a quanto le imprese si impegnano a offrire in sede di gara ai sensi di quanto previsto dall'articolo 13, comma 1, lettera c, del decreto 226/111). In questo caso gli investimenti in esito alle offerte, per la parte che eccede il livello corrispondente alle condizioni minime di sviluppo, non potranno concorrere alla determinazione del livello del capitale investito rilevante ai fini tariffari (riconoscimento di ammortamento e remunerazione del capitale investito).

Poi è previsto un onere diretto a carico dei clienti finali che richiedano la connessione, per la parte di estensione della rete che eccede il livello delle condizioni minime di sviluppo e quello offerto in sede di gara dalle imprese. In tema di Comuni montani l'Autorità ha ritenuto che i limiti di "densità minima Pdr per km" in tali zone disagiate debbano prevedere un valore tale per cui, sul piano tariffario, sia possibile garantire una piena socializzazione del costo. Sulla base di tali considerazioni ha ritenuto ragionevole che tali limiti non possano essere superiori a 20-25 metri per utente.

I costi relativi agli interventi di potenziamento della rete: l'Arera ha sottolineato come i principi generali in tema di estensione della rete trovano applicazione anche con riferimento agli interventi di potenziamento. Il riconoscimento tariffario è quindi previsto solo qualora gli investimenti siano supportati da adeguate analisi costi-benefici e a condizione che non eccedano il livello eventualmente individuato nelle condizioni minime di sviluppo del bando di gara.

Gli interventi di sostituzione: la riconoscibilità tariffaria è subordinata al rispetto dei criteri di sicurezza e affidabilità delle reti, tenuta in considerazione la dislocazione dell'utenza servita. Le reti sostituite devono essere funzionali al servizio delle medesime utenze servite dalla rete precedentemente posata. Il riconoscimento tariffario di tali interventi è subordinato inoltre a valutazioni relative al rispetto di condizioni di economicità. Eventuali estensioni della rete sostituita rispetto alla rete originariamente posata dovranno essere adeguatamente motivate e tali interventi saranno oggetto dell'analisi-costi benefici.

Gli interventi integrativi e scostamenti rispetto al documento guida di cui all'articolo 15, comma 2, del decreto 226/11 e i costi relativi a interventi di ottimizzazione di cui al punto C. del disciplinare di gara tipo: in linea generale gli interventi integrativi e scostamenti rispetto al documento guida e gli interventi di ottimizzazione possono essere ricondotti nel loro complesso alle tre tipologie estensione della rete, potenziamento e interventi di sostituzione.

Determinazione del valore di rimborso nei casi di disaccordo tra Ente locale concedente e gestore uscente: in coerenza con quanto illustrato nei chiarimenti pubblicati il 13 marzo 2015 il 3 ottobre 2016, l'Autorità procederà, all'esito della definitiva fissazione del valore di rimborso, a ridefinire la tariffa di riferimento spettante al gestore d'ambito, sulla base del valore del capitale investito netto determinato a valle del contenzioso. L'Arera ha evidenziato che in tale caso non trova applicazione la delibera 310/2014/R/Gas,

come successivamente modificata e integrata: i valori di rimborso così determinati non saranno soggetti alla valutazione di idoneità ai fini dei riconoscimenti tariffari.

Come si può vedere la legislazione in questi anni ha prodotto molte norme sempre più complicate e difficili da applicare con l'unico risultato di avere burocratizzato l'elaborazione della documentazione preparatoria e propedeutica al bando di gara.
Nel corso del **2021**, il Governo, per mezzo del **disegno di legge annuale per il mercato e la concorrenza**, ha pubblicato le seguenti disposizioni volte a valorizzare adeguatamente le reti di distribuzione gas di proprietà degli enti locali ed a rilanciare gli investimenti accelerando le procedure per l'effettuazione delle gare per il servizio di distribuzione di gas naturale; in particolare, l'articolo 4 del DDL concorrenza prevede che:

- le disposizioni di cui all'articolo 14.8 del d. lgs. 164/2000 (VIR) si applicano anche ai casi di trasferimento di proprietà di impianti da un EE.LL al nuovo gestore subentrante all'atto della gara di affidamento del servizio di distribuzione. Anche in questo caso, ARERA riconoscerà in tariffa al gestore entrante l'ammortamento della differenza tra il valore di rimborso e il valore delle immobilizzazioni nette, al netto dei contributi pubblici in conto capitale e dei contributi privati relativi ai cespiti di località;
- il gestore, nell'offerta di gara, possa versare agli enti locali l'ammontare pari al valore dei titoli di efficienza energetica corrispondenti agli interventi di efficienza energetica previsti nel bando di gara;
- il gestore uscente sia tenuto a fornire all'ente locale tutte le informazioni necessarie per predisporre il bando di gara, entro un termine non superiore a trenta giorni. Qualora il gestore uscente ometta di fornire le informazioni richieste ovvero fornisca informazioni inesatte o fuorvianti, l'ente locale può imporre una sanzione amministrativa pecuniaria il cui importo può giungere fino all'1 per cento del fatturato totale realizzato durante l'esercizio sociale precedente e valutare il comportamento tenuto dal gestore uscente ai fini dell'applicazione dell'articolo 80.5, lettera c-bis) del decreto legislativo 50/2016 (esclusione dalla procedura di appalto)

L'art. 6 della legge 118 del 5 agosto 2022 ha introdotto le seguenti disposizioni normative:

- L'ente proprietario di reti può alienare a VIR (linee guida) le proprie reti in sede di gara Atem;
- Arera è tenuta a definire entro 90 gg (fine novembre 2022) una disciplina complementare per la valorizzazione delle reti dell'ente;
- il nuovo gestore può, in luogo di realizzare interventi di efficienza energetica in grado di soddisfare l'offerta aggiuntiva di TEE, trasferire per ogni anno della concessione il controvalore economico dell'obbligo;
- approvazione di un nuovo decreto per l'aggiornamento del Regolamento delle Gare Atem di cui al DM 226/2011, volto, in particolare ad aggiornare i criteri di valutazione degli interventi di innovazione tecnologica al fine di valorizzare nuove tipologie di interventi maggiormente rispondenti al rinnovato quadro tecnologico

Delle 131 stazioni appaltanti che si sono accreditate presso l'Autorità, solo 99 hanno avviato il procedimento necessario per la verifica degli scostamenti VIR-RAB; di queste, 32 lo hanno concluso (detti procedimenti hanno finora riguardato solo le porzioni di rete relative ai gestori e quindi potrebbero comunque essere riaperti nel caso gli enti locali volessero alienare le proprie porzioni di rete) e a fine 2022 il procedimento risultava in itenere per ben 67 stazioni. Di questi nel corso del 2023 sono stati conclusi sei procedimenti.

Al **31-12-2024**, delle 177 gare previste, pari al numero degli ATEM con cui è stato suddiviso il territorio nazionale, dal febbraio 2012 si sono concluse le procedure di affidamento di 10 ambiti (Milano 1, Torino 1, Torino 2, Belluno, Valle d'Aosta, Udine 2, Napoli 1, La Spezia, Rimini, Catanzaro-Crotone) di cui 9 effettivamente avviate alla gestione.

Tutto ciò premesso, l'Autorità, con la deliberazione 6 febbraio 2024, 35/2024/R/GAS, ha avviato un procedimento volto a:

- introdurre un regime innovativo che preveda la riunificazione in un unico procedimento dei due procedimenti distinti attualmente previsti per le due competenze dell'Autorità in materia di gare gas, ovvero quelle connesse alle osservazioni sui valori di rimborso (nel caso di scostamenti VIR-RAB superiori al 10%) e quelle connesse alle osservazioni sui documenti di gara predisposti dalle Stazioni Appaltanti;
- apportare ulteriori semplificazioni ai procedimenti di verifica degli scostamenti VIR-RAB delle porzioni di rete a devoluzione onerosa nella titolarità degli enti locali e dei gestori uscenti e alle disposizioni in materia di iter di valutazione dei bandi di gara.

Nel corso del 2025, la struttura del mercato è cambiata radicalmente con l'acquisizione di 2i Rete Gas da parte di Italgas e la formazione di un operatore che serve all'incirca il 55% dei Pdr.

In questo contesto, sono emerse diverse proposte: **Utilitalia** ha suggerito un modello simile a quello introdotto per il settore elettrico, con proroghe agli attuali concessionari a fronte di piani di investimenti pluriennali; una **seconda ipotesi**, prevede la drastica riduzione del numero di Atem (da 172 a 43 in una fase transitoria e infine a 31) con la centralizzazione delle procedure di gara; infine, **Assogas** ha avanzato una riforma in due step, con una prima fase di consolidamento e un'altra caratterizzata da correttivi per rendere contendibili gli ambiti. Sullo sfondo rimane la revisione del DM Criteri, che periodicamente riemerge "con urgenza" e poi sistematicamente si inabissa.

Poiché non è in dubbio che le tubazioni, pur facendo generose assunzioni su combustibili alternativi quali il biometano e l'idrogeno verde, trasporteranno sempre meno gas, occorrerà incentivare lo sviluppo delle infrastrutture, sostituendo il DM Criteri con altri più attenti a incoraggiare l'innovazione tecnologica e un uso innovativo degli impianti esistenti. Sotto questo profilo, diventa importante tra l'altro favorire la convergenza tra le reti gas e quelle dell'energia elettrica, visto che la complementarietà tra di esse è destinata ad acquisire sempre più importanza.

La **regolazione tariffaria** per il quarto periodo regolatorio (2014-2019) introdotta da ARERA con la delibera 573/2013/R/gas limitava la normazione alle gestioni comunali e sovracomunali. Le principali novità rispetto al terzo periodo di regolazione sono di seguito riportate:

- nuove modalità di trattamento dei contributi percepiti dal 2012 in poi. In particolare il loro valore verrà portato in detrazione del valore degli investimenti ai fini sia del calcolo del capitale investito netto, sia della quota ammortamento;
- sono previste delle revisioni infraperiodo del coefficiente di remunerazione del capitale investito (ogni 3 anni) e dei valori dei coefficienti di recupero di produttività (ogni 2 anni),
- il processo di determinazione delle tariffe di riferimento per il generico anno t prevede che queste vengano calcolate, in via provvisoria tenendo conto dei valori pre-consuntivi degli investimenti dell'anno t-1 (viene quindi ridotto il time lag con cui gli investimenti trovavano riconoscimento in tariffa), e in via definitiva, nel corso dell'anno t stesso, in base ai valore consuntivi degli investimenti dell'anno t,
- sono previste delle componenti delle tariffe di riferimento di località a copertura della remunerazione del capitale e della quota ammortamento distinte, è prevista, a decorrere dal 2015,

l'articolazione delle quote fisse della tariffa obbligatoria su tre scaglioni riferiti alla classe del contatore installato.

Nell'estate del 2014, attraverso la delibera 367/2014, ARERA ha provveduto ad integrare la regolazione tariffaria relativa al periodo 2014-2019, disciplinando anche la gestione del servizio per ambito. Più specificatamente:

- i costi relativi alla corresponsione del corrispettivo una tantum saranno riconosciuti per i dodici anni di concessione, come quota annua di ammortamento dell'onere sostenuto;
- la differenza VIR-RAB sarà riconosciuta in tariffa nei soli casi in cui ci sarà un esborso finanziario, ossia gestore entrante diverso da gestore uscente;
- al fine di trattare situazioni con livelli di RAB disallineate rispetto alle medie di settore, prevede che, dopo l'effettuazione delle gare, in caso di disallineamento, il valore delle immobilizzazioni lorde per metro di rete sia fissato pari al 75% del valore medio nazionale;
- le vite utili regolatorie, dopo la gara d'ambito, saranno allungate in coerenza con quanto riportato nel decreto 226/11

Tramite la delibera 583/2015/R/com, ARERA ha provveduto ad aggiornare per il triennio 2016-2018 i valori del WACC per i diversi servizi infrastrutturali dei settori elettrico e gas, riducendo il tasso di remunerazione sul capitale investito netto al 6,1% nella distribuzione gas (contro il 6,9% del biennio 2014-2015) e al 6,6% alla misura gas (contro il 7,2% del biennio 2014-2015)

Nel novembre 2016 ARERA ha pubblicato un DCO per la revisione/determinazione di alcune componentitariffarie (alcune con decorrenza tariffe 2017, altre 2018); in particolare:

1. revisione tasso di riduzione annuale del corrispettivo/PdR riconosciuto a copertura dei costi operativi dei servizi di distribuzione, misura e commercializzazione (decorrenza tariffe 2017)
2. revisione della componente ΔCVER a copertura dei costi relativi alle verifiche metrologiche (decorrenza tariffe 2017)
3. determinazione delle componenti t(tel) e t(con), espresse in €/PdR, a copertura dei costi centralizzati per il sistema di telelettura/telegestione e dei costi dei concentratori (decorrenza tariffe 2017)
4. revisione dei costi standard inclusivi dei costi di installazione e messa in servizio relativi agli investimenti in GdM successivi al 2016 (decorrenza tariffe 2018)

Al Documento di Consultazione in data 22 dicembre 2016 ha fatto seguito la deliberazione 775/2016/R/GAS, pubblicata sul sito ARERAin data 27 dicembre 2016.

Punto 1
Corrispettivo/PdR riconosciuto a copertura dei costi operativi della distribuzione.
La deliberazione 775/2016/R/GAS ha confermato per il triennio 2017-2019 la riduzione del 2,5% così come già fissata per gli anni 2016-2016.

Corrispettivo/PdR riconosciuto a copertura dei costi di commercializzazione.
Tale corrispettivo non è differenziato in funzione della dimensione d'azienda (nel 2016 per ERG pari a 1,20 €/PdR). Attraverso la deliberazione 775/2016/R/GAS, ARERA ha portato per il triennio 2017-2019 il corrispettivo a 2,00€/PdR. Il recupero di efficienza per il suddetto triennio è pari a 0%.

Corrispettivo/PdR riconosciuto a copertura dei costi di misura.

Attraverso la deliberazione 775/2016/R/GAS, ARERA ha confermato per il triennio 2017-2019 il corrispettivo di 5,46€/PdR. Il recupero di efficienza per il suddetto triennio è pari a 0%. Come preannunciato con il dco, è stato confermato l'avvio di un monitoraggio dei costi sostenuti dalle imprese per l'attività di installazione e manutenzione dei GdM per verificare gli impatti derivanti dallo sviluppo dei programmi di messa in servizio degli smart-meter.

Punto 2
Nel 2016 ARERA ha riconosciuto 60,33 €/PdR soggetto a verifica metrologica. La stessa ARERA, esaminando l'unbundling contabile, ha rilevato che i costi attribuiti al comparto "verifica periodica ex-lege dei dispositivi di conversione" sono parecchio inferiori rispetto ai ricavi riconosciuti.
Di conseguenza, attraverso la deliberazione 775/2016/R/GAS, ARERA ha ridotto il corrispettivo in questione a 50,00 €/PdR soggetto a verifica metrologica per il triennio 2017-2019. E' stato confermato l'avvio di una raccolta dati con l'obiettivo di rilevare il numero dei misuratori che sono stati oggetto di verifica metrologica e l'orientamento di addivenire ad un costo standard a misuratore effettivamente sottoposto a verifica.

Punto 3
Attraverso la deliberazione 775/2016/R/GAS, ARERA ha esteso fino al 2017 incluso il riconoscimento a piè di lista dei costi sostenuti per i sistemi di telelettura/telegestione e dei concentratori, introducendo però un tetto ai riconoscimenti tariffari per i costi sostenuti nel 2017 pari a 5,74 €/PdR presso cui sia stato messo in servizio uno smart-meter. Viene, inoltre, previsto che le imprese che abbiano adottato una soluzione di tipo buy (outsourcing) debbano presentare specifiche istanze ad ARERA al fine di ottenere il riconoscimento tariffario

Punto 4
Attraverso la deliberazione 775/2016/R/GAS, ARERA ha fissato per l'anno 2017 il costo standard per i misuratori di classe G4 in 135 euro, e in 170 euro per i misuratori integrati di classe G6. Anche i valori per mancata installazione dei GdM sono stati oggetto di aggiornamento

Tramite la deliberazione 775/2016/R/GAS, infine, ARERA si rende possibilista circa il riconoscimento tariffario dei costi sostenuti dalle imprese per il cambio del marchio e per le relative politiche di comunicazione purché i suddetti costi siano stati rendicontati in forma separata.

Con il provvedimento deliberativo 145/2017/R/GAS ARERA ha proceduto all'approvazione delle tariffe di riferimento definitive per i servizi di distribuzione e misura del gas per l'anno 2016, sulla base di quanto disposto dall'articolo 3, comma 2, della RTDG, considerando le richieste rettifica di dati presentate entro la data del 15 febbraio 2017 e le istanze di rideterminazione tariffaria presentate da tre imprese distributrici. Il vincolo ai ricavi totale di Edma Reti Gas si attesta a 19,126 milioni di euro.

Con la delibera 904/2017/R/gas, l'Autorità per l'energia elettrica il gas e il sistema idrico adotta disposizioni in materia di riconoscimento dei costi relativi al servizio di misura sulle reti di distribuzione del gas naturale, modificando ed integrando la "Regolazione delle tariffe dei servizi di distribuzione e misura del gas per il periodo 2014-2019 (RTDG 2014-2019)". Il provvedimento, che segue un ampio processo di consultazione (dco 629/2016/R/gas e dco759/2017/R/gas), considera le seguenti tematiche:

Modalità di riconoscimento dei costi relativi ai sistemi di telelettura/telegestione e dei costi dei concentratori:

- viene differita al quinto periodo di regolazione - che avrà inizio dal 2020 - la scelta di adottare logiche parametriche, prevedendo che il riconoscimento dei costi per gli anni 2018-2019 sia effettuato in sostanziale continuità di criteri rispetto a quanto attualmente previsto, sulla base dei dati rilevati a consuntivo nei limiti di un tetto massimo, sia per le imprese che hanno adottato soluzioni make che per quelle che hanno adottato soluzioni buy;
- ai fini dell'individuazione del tetto massimo, accogliendo le richieste di introduzione di forme di gradualità emerse in fase di consultazione, viene prevista una progressiva riduzione del livello del tetto fissato per il 2017 (pari a 5,74 euro per punto di riconsegna equipaggiato con smart meter), con l'obiettivo di recuperare in sei anni il gap esistente con i livelli di costo ritenuti efficienti, fissati pari a 2,74 euro per punto di riconsegna equipaggiato con smart meter;
- viene, pertanto, definito un tetto pari a 5,24 euro per punto di riconsegna equipaggiato con smart meter per l'anno 2018 e a 4,74 euro per punto di riconsegna equipaggiato con smart meter per l'anno 2019.

Criteri per la definizione dei costi standard dei gruppi di misura del gas per gli anni 2018-2019:

- vengono confermati gli orientamenti illustrati in fase di consultazione con riferimento ai valori dei costi standard, prevedendo in particolare che:
    - per le classi G4 e G6, le classi superiori a G40 e i dispositivi add on venga confermato il valore dei costi standard definito per l'anno 2017;
    - per le classi da G10 a G25 venga definito un costo standard inferiore rispetto a quello fissato per l'anno 2017;
    - per la classe G40 venga definito un costo standard superiore rispetto a quello fissato per l'anno 2017;
    - la percentuale di sharing tra costi effettivi e costi standard relativa ai gruppi di misura in relazione agli anni 2018 e 2019 viene fissata pari al 40%, tenendo conto di quanto emerso in fase di consultazione.

Revisione delle modalità di riconoscimento dei costi relativi alle verifiche metrologiche:

- ai fini del riconoscimento tariffario dei costi relativi alle verifiche sono previste logiche di riconoscimento a consuntivo, in ragione dell'articolata differenziazione delle tempistiche previste nel decreto ministeriale n. 93/17 e dell'esigenza di una puntuale valutazione degli effetti delle disposizioni transitorie introdotte dal decreto;
- viene stabilito che il riconoscimento dei costi sia subordinato al rispetto degli obblighi previsti dal decreto ministeriale n. 93/17 e alla trasmissione di idonea documentazione relativa allo svolgimento delle verifiche e dei relativi costi;
- viene previsto che nel corso del 2018 venga effettuata una ricognizione con le imprese al fine di valutare le condizioni per l'introduzione di deroghe in relazione alle tempistiche delle verifiche;
- viene confermato in via definitiva il valore della componente ΔCVERunit,t per l'anno 2017 (ultimo anno di applicazione di un riconoscimento su base parametrica) pari a 50 euro per punto di riconsegna.

Inoltre, la delibera 904/2017/R/gas:

- prevede che vengano condotti approfondimenti in relazione al riconoscimento degli ammortamenti in caso di dismissione di un gruppo di misura tradizionale G4 e G6 sostituito con uno smart meter,

riconducibili alla dismissione anticipata di contatori che non sono giunti alla fine della loro vita utile o che hanno visto mutarla a seguito di successive modifiche regolatorie, al fine di valutare l'esistenza di eventuali effetti di disincentivo al rinnovamento del parco misuratori;

- rimanda a successivo provvedimento dell'Autorità da adottare entro il mese di febbraio 2018, a valle di specifici approfondimenti con le imprese distributrici e le loro associazioni, la revisione delle scadenze del programma temporale minimo degli obblighi di installazione previsti dalle Direttive per la messa in servizio dei gruppi di misura del gas fino al 2020;
- posticipa al mese di novembre 2018 i termini di cui alla deliberazione 704/2016/R/gas per la definizione del prezzario e del relativo metodo di riferimento per il riconoscimento dei costi relativi agli investimenti nelle reti di distribuzione del gas naturale - che troveranno applicazione a partire dagli investimenti del 2019 -, in ragione della necessità di ulteriori approfondimenti, nell'ambito del tavolo di lavoro tecnico congiunto ad hoc istituito.

Deliberazione 18 dicembre 2018 n. 667/2018/R/gas:

Con questa deliberazione l'Autorità ha aggiornato in particolare le componenti a copertura dei costi di capitale centralizzati a dei costi operativi delle tariffe TVD, TVM e COT, per l'anno 2019.

Deliberazione 6 dicembre 2018 n. 639/2018/R/com:

A.R.E.R.A ha pubblicato la delibera con l'aggiornamento del tasso di remunerazione del capitale investito per i servizi infrastrutturali del settore gas per l'anno 2019.
Il tasso di remunerazione per il 2019 cresce di 0,2 punti sia nel settore misura che passa dal 6,6% al 6,8% sia nel settore distribuzione che passa dal 6,1% al 6,3%.

Deliberazione 27 dicembre 2019 n. 570/2019/R/gas:

Con la Deliberazione n. 570/2019/R/gas l'Autorità ha approvato il Testo Unico della Regolazione Tariffaria dei servizi di distribuzione e misura del gas per il V periodo 2020-2025.
Nel V periodo viene confermato il sistema tariffario vigente che prevede una tariffa di riferimento sempre determinata in funzione dei costi operativi, della remunerazione del capitale investito e degli ammortamenti, con la revisione del parametro Wacc e l'azzeramento del differenziale di rendimento degli investimenti per la misura e la distribuzione.
Più in particolare le novità sono le seguenti:

- Gli investimenti relativi al servizio distribuzione realizzati a partire dal 2022 saranno remunerati mediante l'applicazione del costo standard;
- Anche per il riconoscimento dei costi di telelettura/telegestione dal 2023 è previsto il riconoscimento in modo parametrico, fondato su analisi di efficienza;
- Forte diminuzione del riconoscimento dei costi operativi relativi al servizio di distribuzione derivante dai recuperi di produttività conseguiti nel IV periodo di regolazione con l'applicazione di egual peso ai costi effettivi e ai costi di riconosciuti e graduale assorbimento della differenziazione per classe dimensionale;
- Riconoscimento dei costi relativi alle letture di switch mantenuto a 5 euro per ciascuna lettura di switch che eccede il numero di letture di switch effettuate nel 2018 anziché 2011;
- Riconoscimento a consuntivo dei costi operativi connessi alle verifiche periodiche dei gruppi di misura di classe maggiore di G6 ed erogazione di un acconto pari a 50 euro per ciascun PDR;
- Entro il 30/06/2020 verrà adottato da ARERA un provvedimento per incentivare le aggregazioni tra

imprese di distribuzione in particolar modo tra piccole e medie imprese;

- Revisione del peso attribuito al costo standard per l'installazione dei misuratori elettronici dal 40% al 30%;
- Allineamento del tasso di remunerazione del capitale investito del servizio di misura a quello del servizio di distribuzione;
- Revisione dei criteri di ammortamento del capitale residuo dei misuratori tradizionali sostituiti con smart meter da riconoscere alle imprese distributrici in cinque anni (IRMA).

In data 25/2/2020, è stato depositato presso il TAR per la Lombardia, sez. Milano, un ricorso contro ARERA per l'annullamento della Deliberazione n. 570/2019/R/gas del 27 dicembre 2019, recante la Regolazione delle tariffe dei servizi di distribuzione e misura del gas per il periodo di regolazione 2020-2025 (RTDG 2020-2025) con le seguenti motivazioni:

- determinazione di tassi annuali costanti e non decrescenti di recupero di produttività per i costi operativi dell'attività di distribuzione, nonostante tale previsione sia stata costantemente ritenuta illegittima dalla giurisprudenza amministrativa (l'art. 16 della RTDG 2020- 2025 prevede tassi annuali costanti e non decrescenti di recupero di produttività: 6,59% per le imprese piccole; 4,79% per le imprese medie; 3,53% per le imprese grandi);
- carenza e travisamento dei presupposti nella determinazione dei tassi annuali di recupero di produttività per le imprese di piccola e media dimensione, in relazione alla definizione dei livelli-obiettivo a fine periodo (2025) per tali categorie di imprese: il Regolatore ha inteso stabilire livelli-obiettivo per i costi operativi concettualmente differenziati, da un latto, per le imprese piccole e medie e, dall'altro lato, per le imprese grandi. Per il cluster delle grandi si è ritenuto che l'obiettivo di fine periodo dovesse essere individuato nel livello dei costi medi effettivi per il 2018 che la stessa ARERA ha individuato per questo cluster. Per i cluster delle medie e delle piccole, invece, il criterio-guida per l'individuazione degli obiettivi di efficienza da raggiungere non è affatto legato né ai margini di efficienza che si riterrebbero già raggiunti, né a quelli che, in ipotesi, si potrebbero ritenere raggiungibili da queste imprese sulla base di un'analisi economica puntuale, concreta e documentata. Il criterio-guida anche per le imprese piccole e medie è dato dai livelli dei COE già raggiunti, secondo l'Autorità, dalle imprese grandi nel 2018;
- sulla particolare composizione disomogenea del cluster delle imprese grandi e, quindi, sulla rilevanza decisiva delle due imprese dominanti per la determinazione dei parametri di riferimento per tutti gli operatori.

A fine maggio 2020 è stata presentata istanza al Presidente del Tar Lombardia – sezione Milano - ex art. 65 c.p.a. per dare impulso alla richiesta istruttoria già contenuta nel ricorso, nonché istanza di prelievo per sollecitare la fissazione dell'udienza di trattazione del ricorso.

In data 02/07/2020 è stato notificato il ricorso per motivi aggiunti (di valenza prudenziale e di contenuto molto breve), allo scopo di non lasciare incontestato il completamento della motivazione della delibera n. 570, che è avvenuto ad opera della Relazione Tecnica pubblicata, tuttavia, più di cinque mesi dopo rispetto al provvedimento.

Con il DCO 545/2020/R/GAS ARERA ha proposto in consultazione i propri orientamenti in relazione ai criteri di dismissione a fini regolatori di misuratori tradizionali di classe fino a G6, sostituiti in attuazione delle Direttive per la messa in servizio dei gruppi di misura del gas di cui alla deliberazione 631/2013/R/gas, al fine di omogeneizzare i criteri di dismissione tra i misuratori di classe fino a G6, con quelli previsti per i misuratori di classe maggiore di G6.

L'Autorità con deliberazione n. 287/2021 del 06/07/2021 ha definitivamente posto fine alla questione relativa

alle dismissioni dei gruppi di misura tradizionali con contatori elettronici, modificando l'art. 57.1 della RTDG con l'applicazione del cosiddetto metodo "FIFO REGOLATORIO" indipendentemente dalla classe del contatore.
Sempre in materia di dismissioni dei misuratori, ARERA ha determinato le modalità di riconoscimento degli importi a recupero dei mancati ammortamenti (IRMA) ai sensi dell'art. 57.3 della RTDG ed a seguito della raccolta dati effettuata nel periodo luglio/settembre 2021, con la quale sono state nuovamente dichiarate le dismissioni dal 2014 al 2019, con delibera 559/2021 l'Autorità ha approvato gli importi da riconoscere a ciascuna impresa di distribuzione e rideterminato le tariffe di riferimento per gli anni 2015-2020.
Gli importi riconosciuti verranno erogati dalla CSEA in 5 anni (anni tariffari 2020-2024).
In materia di regolazione tariffaria nel mese di dicembre 2021 l'Autorità con deliberazione n. 614/2021 ha approvato i criteri per la determinazione e l'aggiornamento del tasso di remunerazione del capitale investito per il periodo 2022/2027 (TIWACC).

Nell'anno 2022 il WACC per il servizio di distribuzione e misura del gas è passato dal 6,3% al 5,6%.

In data 29 dicembre 2022 ARERA, tramite la deliberazione 737/2022/R/GAS ha provveduto all'aggiornamento infra-periodo della Regolazione tariffaria dei servizi di distribuzione e misura del gas per il triennio 2023-2025.
La suddetta delibera, in particolare, prevede che:

- si attivi un meccanismo di aggiustamento nel contesto della perequazione, qualora si verifichi una riduzione dei punti di riconsegna serviti nella singola località superiore al 2% rispetto al numero di punti di riconsegna serviti nel 2018;
- il valore del tasso di riduzione annuale dei costi unitari riconosciuti a copertura dei costi operativi relativi al servizio di misura rimanga pari al 0%;
- i costi di capitale per installazione e messa in servizio di misuratori elettronici, in linea con i pesi previsti per gli investimenti effettuati successivamente al 2019, sia pari a 70% per i costi effettivi e 30% per i costi standard;
- venga riconosciuto il valore residuo degli smart meter dismessi anticipatamente fino all'anno 2018, purchè tali dismissioni siano riferite ad apparati prodotti fino all'anno 2016;
- sia istituita una componente tariffaria unica deputata alla copertura dei costi operativi e di capitale di telelettura/telegestione e concentratori, in luogo dei previgenti meccanismi basati sulla presentazione di istanze da parte degli operatori;
- i livelli di costo riconosciuto per le letture di switch sia differenziato in funzione del tipo di misuratore installato (smart o convenzionale), stabilendo in particolare 0,5 euro per le letture di switch relative a punti di riconsegna dotati di smart meter e 5 euro per ciascuna lettura di switch nel caso i punti di riconsegna siano dotati di misuratore convenzionale;
- le fatture di distribuzione recanti importo negativo siano liquidate entro la data di scadenza riportata nel documento contabile

In data 28 novembre 2023, attraverso la delibera 556/2023/R/com, Arera ha provveduto all'aggiornamento del tasso di remunerazione del capitale investito per i servizi infrastrutturali dei settori elettrico e gas, per l'anno 2024, fissandolo in misura pari al 6,5%.

In data 8 maggio 2024, l'Autorità ha pubblicato la Delibera n° 173/2024/R/gas con la quale, in via straordinaria, ha aggiornato il tasso di variazione del deflatore per l'anno 2024 portandolo al 5,3% rispetto al 3,8% precedente. La Delibera riconosce gli effetti derivanti dalla revisione dei dati ISTAT utilizzati ai fini della determinazione della variazione del deflatore degli investimenti fissi lordi per i servizi di distribuzione e misura del gas.
Con la Delibera 376/2024/R/gas, ARERA ha rideterminato i valori delle tariffe di riferimento per i servizi di

distribuzione e misura del gas naturale per gli anni dal 2015 al 2023 per il riconoscimento del valore residuo degli smart meter di classe minore o uguale a G6, installati entro il 31 dicembre 2018, con anno di fabbricazione non successivo al 2016, dismessi anticipatamente rispetto al termine della vita utile ai fini tariffari secondo le modalità operative indicate nella determinazione 1/2023 DINE.

In ottemperanza alle sentenze del Consiglio di Stato, Sez. II, nn. 10185/2023, 10293/2023, 10294/2023, 10295/2023 e 1450/2024, con il Documento per la consultazione 427/2024/R/GAS pubblicato il 22 ottobre 2024, ARERA ha rideterminato il corrispettivo riconosciuto a copertura dei costi operativi per la distribuzione per l'anno 2020, in forma distinta per cluster dimensionali e classe di densità. Il nuovo corrispettivo per le imprese di media dimensione e densità è individuato in 36,56 euro, contro i precedenti 33,96 euro. L'11 marzo 2025 il suddetto Documento per la consultazione è stato convertito nella deliberazione 87/2025/R/GAS, la cui tabella 4 ha ridefinito i valori della componente a copertura dei costi operativi relativi al servizio di distribuzione dal 2020 a tutto il 2025. Successivamente, con la deliberazione 98/2025/R/GAS sono state rideterminate le tariffe di riferimento.

Tabella 4: Valori della componente a copertura dei costi operativi relativi al servizio di distribuzione (euro/punto di riconsegna)

a) Gestioni comunali e sovracomunali

		Anno 2020			Anno 2021			Anno 2022			Anno 2023			Anno 2024			Anno 2025		
		Densità clientela			Densità clientela			Densità clientela			Densità clientela			Densità clientela			Densità clientela		
		alta	media	bassa	alta	media	bassa	alta	media	bassa	alta	media	bassa	alta	media	bassa	alta	media	Bassa
Dimensione imprese	grandi	28,96	30,81	32,36	28,47	30,29	31,81	27,71	29,48	30,96	28,05	29,85	31,34	29,80	31,72	33,30	29,70	31,61	33,18
	medie	34,37	36,56	38,38	33,09	35,20	36,95	31,54	33,55	35,22	31,29	33,28	34,94	32,61	34,68	36,41	31,83	33,85	35,54
	piccole	43,17	45,93	48,22	40,80	43,40	45,57	38,16	40,59	42,62	37,18	39,55	41,52	38,09	40,52	42,53	36,51	38,83	40,76

Dimensione imprese
Grandi: oltre 300.000 punti di riconsegna
Medie: oltre 50.000 e fino a 300.000 punti di riconsegna
Piccole: fino a 50.000 punti di riconsegna

Densità clientela
Alta densità: oltre 0,12 punti di riconsegna per metro di condotta
Media densità: oltre 0,07 e fino a 0,12 punti di riconsegna per metro di condotta
Bassa densità: fino a 0,07 punti di riconsegna per metro di condotta

In data 27 marzo 2025 è stata assunta la deliberazione 130/2025/R/COM la quale ha previsto che, per tutti i servizi infrastrutturali regolati dei settori dell'energia elettrica e del gas, a decorrere dalla rivalutazione dei costi di capitale all'anno 2024, rilevante per l'anno tariffario 2025, venga utilizzato l'indice dei prezzi al consumo armonizzato per i Paesi dell'Unione Europea relativo all'Italia (IPCA Italia) in luogo del deflatore degli investimenti fissi lordi.

Con la determinazione 02-2025 della Direzione Infrastrutture Energia dell'ARERA sono state definite le modalità di Riconoscimento dei costi operativi per la verifica dei gruppi di misura del gas di classe maggiore di G6, per gli anni 2018 e 2019, prevedendo, in particolare, che il riconoscimento sia legato ai costi indicati nei CAS, con particolare riferimento ai costi imputati al comparto delle verifiche metrologiche.

Con deliberazione 513/2024/R/COM, ARERA ha aggiornato il tasso di remunerazione del capitale investito per il sub-periodo 2025-2027 e del parametro BETA ASSET per i servizi infrastrutturali dei settori elettrico e gas. In particolare, il WACC per l'anno 2025 è stato determinato in misura pari al 5,9%. Lo stesso tasso è stato riconfermato per l'anno 2026.

In materia di **sicurezza e qualità** nell'erogazione del servizio, con deliberazione n. 569/2019/R/gas del 27/12/2019 è stata approvata la regolazione della qualità dei servizi di distribuzione e misura del gas per il periodo di regolazione 2020-2025.

La deliberazione introduce alcune importanti novità relativamente agli obblighi di servizio e al monitoraggio della pressione di esercizio nelle reti in bassa pressione. Il sistema di monitoraggio della pressione di esercizio

dovrà essere applicato indistintamente a tutte le reti di distribuzione del gas naturale in bassa pressione ed ha come finalità quella di raccogliere e pubblicare i dati, correlarli alla qualità del servizio offerto ai clienti finali, individuare indicatori di performance ed infine valutare in prospettiva possibili sviluppi di meccanismi di regolazione economica.
L'Autorità per il quinto periodo di regolazione, considerato che la protezione catodica rappresenta l'elemento fondamentale per preservare le condotte in acciaio dai fenomeni corrosivi e pertanto costituisce uno dei parametri più significativi da tenere sotto costante controllo ai fini sia della sicurezza del sistema di distribuzione gas che del contenimento delle emissioni di gas in atmosfera, ha rimodulato in aumento i valori percentuali di messa in protezione catodica efficace delle reti in acciaio. I livelli specifici e generali della qualità commerciale del servizio di distribuzione gas non sono stati modificati rispetto al precedente periodo regolatorio.

Per quanto riguarda la **sostituzione dei misuratori tradizionali con quelli elettronici,** il quadro di riferimento che si è venuto a creare con la produzione normativa dell'ARERA dal 2008 ad oggi è il seguente:

- delibera 155/2008 (introduzione dell'obbligo della messa in servizio di GdM caratterizzati da requisiti di telelettura)
- delibera 28/2012 (dilazione obblighi di sostituzione, istituzione di componenti tariffarie a copertura dei costi, mancato riconoscimento quote ammortamento residue in caso di sostituzione di contatori di piccolo calibro)
- delibere 193/2012 – 246/2012 – 316/2012 (ulteriore dilazione obblighi di sostituzione, riconoscimento quote residue fino a 15 anni di vita utile,
- delibera 575/2012 (posticipo di un anno degli obblighi di roll-out calibri G10, G16-G25 ma contestuale introduzione step intermedi, dal 2013 facoltà di posa dei misuratori tradizionali per calibri non superiori a G16, obbligo posa elettronici per calibri maggiori di G16)
- delibera 631/2013 (facoltà di installazione G4-G6 convenzionali per l'anno 2014, introduzione obblighi intermedi installazione G4-G6 al 2014 e 2015 per aziende di grandi dimensioni, penali 2014 nulle per calibri G4-G6)
- delibera 651/2014 (modifica delle modalità di comunicazione al cliente finale e delle tempistiche di verifica metrologica sui cambi contatori)
- delibera 117/2015 (approva la riforma della regolazione in materia di misura, in particolare rivedendo profondamente le classi e le frequenze di lettura)
- delibera 554/2015 (aggiorna sino al 2018 gli obblighi di messa in servizio degli *smart meter* gas, e stabilisce le penali che le imprese distributrici devono versare per il mancato rispetto degli obblighi di installazione e messa in servizio per l'anno 2014)
- delibera 775/2016 (introduce una penale di 4 euro per ogni misuratore <=G6 per il mancato rispetto degli obblighi di installazione e messa in servizio a partire dall'anno 2015)
- delibera 522/17 (introduce l'obbligo di sostituzione dei contatori tradizionali "non/parzialmente accessibili" mai letti, a partire dal 2018, con "smart meter" entro l'anno successivo. Tali sostituzioni saranno aggiuntive rispetto agli obblighi imposti dalla delibera 631/13 e, se non effettuate, produrranno una penale di 4 euro ciascuna)
- delibera 669/2018 aggiorna fino al 2021 gli obblighi di messa in servizio degli *smart meter* gas
- delibera 501/2020 proroga fino al 2022 gli obblighi di messa in servizio degli *smart meter* gas a causa della pandemia
- delibera 269/2022 introduce la revisione del servizio di misura a decorrere dal 1 aprile 2023 con riferimento alla frequenza e alla modalità di rilevazione e pubblicazione delle letture consumi per gli

smart meter

A titolo di sintesi, nella pagina che segue è riportato il cronoprogramma fissato da ARERA in funzione del calibro del contatore da sostituire per Aziende dalle dimensioni di EDMA Reti Gas.

Obblighi smart meter gas in Italia

Stabiliti dalla Autorità per l'energia elettrica, il gas ed il Sistema idrico per le Aziende di distribuzione con numero di Clienti finali compreso tra 100.000 e 200.000

Classe contatore	2010	2011	2012	2013	2014	2015	2016	2017	2018	2019	2020	2021	2022
>G40			100%										
G40				95%		100%							
G25+G16				25%	60%	100%							
G10					15%	30%	50%	85%	100%				
≤G6 installati						3%		15%	33%				85%
≤G6 in servizio							3%	15%	33%				85%

Dal 1 gennaio 2015 le imprese di distribuzione con un numero di Clienti finali>50.000 devono installare esclusivamente smart meter presso nuove utenze e in caso di sostituzione contatori.

Nel corso dell'anno 2025 sono stati installati, messi in servizio e teleletti 4.186 smart meter, di cui 1.646 per adeguamenti alla delibera 631 (è stata raggiunta una percentuale di adeguamenti, calcolata sui GdM esistenti, pari al 82,56%), 2.540 per la sostituzione dei GdM guasti.

Il "**Sistema incentivante i recuperi di sicurezza**" è regolamentato dalla delibera ARERA n° 569 del 2019 al Titolo VIII.

Come per il periodo regolatorio precedente, il Sistema prevede premi o penalità in funzione dell'andamento di alcuni risultati dell'attività delle aziende di distribuzione gas alle quali è fortemente legata la sicurezza del servizio: le dispersioni ed il grado di odorizzazione.

La formula che determina l'importo da corrispondere come premio (o da trattenere come penalità) tiene conto, per le dispersioni:

- dell'andamento del numero delle dispersioni rispetto ad una curva predeterminata dalla Autorità;
- della diffusione del telecontrollo per il monitoraggio dei sistemi di protezione catodica delle reti e dei gruppi di riduzione finali.

La formula connessa al grado di odorizzazione, invece, tiene conto sia del numero di misure dello stesso, sia della tipologia degli impianti di odorizzazione in esercizio.

Con la Delibera n. 463/2020, l'ARERA ha definito i livelli di partenza e i livelli tendenziali del servizio di distribuzione gas nell'ambito della regolazione premi-penalità per il periodo 2020-2025. I livelli di partenza sono pari alla media dei livelli effettivi nel triennio 2017-2019, ponderata sul numero di clienti serviti. I livelli

tendenziali sono fissati in funzione dei livelli di partenza, del tasso annuo di miglioramento richiesto per ogni impianto di distribuzione nei limiti di un tetto massimo pari al livello obiettivo identificato al comma 42.4 della RQDG 2020-2025. La delibera ARERA 532/2025/R/gas del 2 dicembre 2025, proroga il Testo Unico della regolazione della qualità e delle tariffe (TUDG), e quindi la RQDG, per gli anni 2026 e 2027.

Di seguito sono riportati i risultati previsionali relativi al 2024 e 2025 in euro.

Attività	2024 ERG	2025 ERG	Totale
Dispersioni	319.961,53	354.990,46	674.951,99
Odorizzazione	60.192,00	60.192,00	120.384,00
TOTALE	**380.153,53**	**415.182,46**	**795.335,99**

In materia di **separazione contabile e funzionale *(unbundling)*,** si ricorda che con la delibera n. 11/07, parzialmente modificata con delibere nn. 253/07 e ARG/com 57/10, l'Autorità ha emanato il Testo Integrato in materia di separazione amministrativa e contabile per le imprese operanti nei settori dell'elettricità e del gas, modificando la vigente disciplina in materia (stabilita, per il settore del gas, con delibera n. 311/01).
Con Delibera 296/2015, l'Autorità ha profondamente rivisto alcuni aspetti:

- definizione di impresa verticalmente integrata. L'Autorità adotta una definizione di impresa verticalmente integrata nel settore dell'energia elettrica e del gas in linea con la definizione contenuta nelle direttive 2009/72/CE e 2009/73/CE e nel D. lgs. 93/11, prevedendo, in tal senso, l'inclusione in tale definizione di fattispecie nelle quali il controllo è esercitato da persone fisiche o da **enti pubblici anche non economici**;
- separazione funzionale per i gestori dei sistemi di distribuzione con più di 100.000 clienti. L'Autorità stabilisce, in coerenza con il dettato normativo contenuto nelle direttive 2009/72/CE e 2009/73/CE e nel D. lgs. 93/11, un rafforzamento degli obblighi di separazione funzionale per le imprese con più di 100.000 clienti, prevedendo, oltre all'obbligo di nomina del gestore indipendente, anche l'obbligo di nomina di un **Responsabile della conformità** e di predisposizione ed invio all'Autorità del programma di adempimenti con relativa revisione annuale;
- separazione della politica di comunicazione e di marchio. L'Autorità conferma quanto prospettato nel DCO 77/2015/R/ COM, e cioè l'obbligo di **separazione del marchio** e delle politiche di comunicazione (compresa la denominazione sociale) delle imprese di distribuzione rispetto alle imprese di vendita. In tema di separazione del marchio, poi, l'Autorità conferma l'orientamento di lasciare libertà alle imprese di decidere quale, tra quella di distribuzione e quelle di vendita, debba modificare il marchio e le politiche di comunicazione, nell'ottica di rispettare le scelte imprenditoriali che garantiscano il minore impatto economico legato al valore commerciale dei marchi. Infine, nell'ambito della separazione delle politiche di comunicazione, nella delibera si prevede l'obbligo che il gestore indipendente assicuri che le attività commerciali relative all'attività di distribuzione, in particolare le attività di interfaccia con i clienti finali, vengano svolte tramite l'utilizzo di canali informativi, di spazi fisici e di personale distinti da quelli relativi all'attività di vendita dell'energia elettrica o del gas naturale. Stessi obblighi valgono per le imprese che svolgono l'attività di vendita ai clienti liberi dell'energia elettrica rispetto a quelle del servizio di maggior tutela;
- trattamento delle informazioni commercialmente sensibili. L'Autorità prevede per tutti i distributori, indipendentemente dalla loro dimensione, che l'obbligo di trattamento riservato delle informazioni commercialmente sensibili sia assolto facendo ricorso, laddove disponibili, agli strumenti messi a disposizione dalla regolazione dell'Autorità, tra cui, in primo luogo il Sistema Informativo Integrato

(SII). Nel TIUF viene individuato il perimetro delle informazioni commercialmente sensibili per i distributori e viene superato l'obbligo di separazione fisica delle banche dati, di nomina del garante delle informazioni commercialmente sensibili e di tenuta del registro di accesso alle stesse, in un'ottica di semplificazione degli adempimenti a carico delle imprese.

La delibera prevede, inoltre, di avviare un procedimento finalizzato a definire linee guida volontarie per la stesura del Programma di adempimenti e gli standard minimi per la gestione delle informazioni commercialmente sensibili. Nell'ambito del suddetto procedimento verranno valutate, altresì, eventuali proposte da parte degli operatori in materia di self-auditing sugli obblighi di separazione funzionale.

A tale proposito si evidenzia che Edma Reti Gas, dal 2016, partecipa ad un progetto di "Implementazione e gestione operativa di una procedura di self audit ai sensi della delibera 296/15". In tale contesto, EDMA Reti Gas ha conferito da allora alla Società I.L.M. di Milano l'incarico di Responsabile della conformità che comprende, tra l'altro, la gestione operativa della procedura di self audit ammessa dall'Autorità alla sperimentazione. Nel mese di dicembre 2017 il Collegio della Autorità ha valutato gli esiti della prima fase e deciso di:

- prolungare la sperimentazione per poter gestire, prima della decisione finale sulle proposte presentate per la sperimentazione, il passaggio informativo nei confronti della Commissione Europea;
- avvalersi della Società I.L.M. S.r.l. per la presentazione del modello agli uffici della Commissione Europea;
- prevedere il riconoscimento della copertura dei costi in tariffa con la fondamentale precisazione integrativa per cui il beneficio viene estesa anche alla sperimentazione genericamente richiamata, ciò che comporta l'inclusione anche degli oneri sostenuti nella prima fase.

In data 7/8/2019 l'Autorità ha richiesto una relazione finale con evidenziazione delle aree di controllo oggetto delle procedure, gli esiti dei controlli effettuati e le criticità riscontrate.

Con comunicazione datata 3 dicembre 2020, la competente Direzione ARERA ha notificato ad Edma Reti Gas S.r.l., le risultanze istruttorie relative al procedimento individuale cui è stato dato impulso con la presentazione dell'istanza di ammissione alla sperimentazione di una procedura di self audit a mente delle deliberazioni dell'Autorità per la Regolazione di Energia Reti e Ambiente nn. 296/2015/R/Com e 507/2015/R/Com.

Di seguito si richiamano sinteticamente i passaggi chiave della Comunicazione delle Risultanze Istruttorie:

- il primo tema è quello dell'istruttoria tecnica relativamente alla coerenza tra la procedura di self audit presentata da Edma Reti Gas ed i parametri di valutazione: su questo versante l'esito è pienamente aderente alle aspettative. I quattro anni di sperimentazione hanno comportato la produzione di un flusso di tools operativi (check list) e di esiti rispetto ai quali non è stata formulata alcuna indicazione di riserva o formula dubitativa. Le check list sono espressamente approvate come coerenti con le finalità di verifica a cui la procedura deve corrispondere in base ai parametri di valutazione declinati nella deliberazione n. 296/2015/R/Com;

- ulteriore impatto è riferito al valore diretto, immediato, degli accertamenti e dei segnali trasmessi sull'output i quali, attivando un generale canale di controllo additivo a quelli ordinari dell'Autorità possono costituire la radice dell'impulso ad una logica collaborativa, proattiva della regolazione e delle funzioni di controllo/enforcement come attuazione dell'indirizzo posto nel Quadro Strategico 2019-2021;
- vi sono poi le metodiche relative che presidiano la finalità di interesse generale della prevenzione/esclusione di sussidiazioni indebite a carico della tariffa: anche in questo caso l'approvazione della metodica è stata ampia.

La deliberazione 599/2022/E/COM ha previsto l'avvio di una campagna di verifiche di carattere documentale in materia di separazione contabile e di investimenti dichiarati per un campione di imprese regolate esercenti le attività di distribuzione elettrica (tre) e di distribuzione e trasporto del gas naturale (cinque) per gli anni 2018-2021. Nel settore gas, il perimetro dell'ispezione è rivolto alle imprese che servono almeno 50.000 PdR. Le indagini saranno condotte allo scopo di accertare:

- la conformità al TIUC delle modalità seguite dalle imprese nella compilazione dei conti annuali separati, con particolare riferimento ai criteri di separazione delle poste economiche e patrimoniali per attività e per comparto;
- la coerenza tra la movimentazione delle immobilizzazioni comunicata ai fini della contabilità regolatoria (unbundling) redatta ai sensi del TIUC e quella comunicata in sede di raccolta dati RAB ai fini delle determinazioni tariffarie di competenza dell'Autorità, nonché con quella risultante dai bilanci certificati;
- che gli investimenti effettuati, valutando a campione la documentazione relativa alle modalità di progetto, di assegnazione e di collaudo, risultino compatibili con l'efficienza e la sicurezza del sistema e siano realizzati secondo criteri di economicità;
- che la valorizzazione delle transazioni nell'ambito del gruppo societario avvenga sulla base del prezzo di libera concorrenza;
- che le procedure interne di definizione degli obiettivi aziendali e le politiche di incentivazione e i meccanismi di delega del management siano compatibili con i criteri di efficienza, sicurezza ed economicità degli investimenti.

Le verifiche saranno concluse entro il 31 marzo 2024.

In materia di **efficienza energetica**, Edma Reti Gas S.r.l., quale distributore gas con più di 50.000 PdR**,** è soggetta ai seguenti obblighi relativi alla produzione di certificati bianchi (detti brevemente: TEE):

- n. 2.834 TEE per l'anno 2025
- n. 7.676 TEE per l'anno 2024
- n. 7.591 TEE per l'anno 2023
- n. 5.273 TEE per l'anno 2022 (DRMT/EFC/7/2022);
- n. 3.082 TEE per l'anno 2021,
- n. (23.165) 9.278 TEE per l'anno 2020 (Det. 1/2020-DRMT, aggiornata con Det. 6/2021-DRMT),
- n. 25.686 TEE per l'anno 2019,
- n. 23.735 TEE per l'anno 2018,
- n. 22.917 TEE per l'anno 2017,
- n. 25.375 TEE per l'anno 2016,
- n. 20.875 TEE per l'anno 2015,
- n. 17.312 TEE per l'anno 2014,
- n. 7.425 TEE per l'anno 2013 (pari al restante 50 % dell'intero obbligo 2013, essendo consentito il rinvio dell'adempimento degli obblighi 2013-2014 ai due anni successivi, nella quantità massima pari

al 50 % degli stessi).

Per ogni TEE prodotto in adempimento all'obbligo (il termine di presentazione dell'obbligo annuale scade il 31 maggio dell'anno successivo) si riceve dalla Cassa Conguaglio Settore Elettrico un contributo tariffario, definito dalla ARERA. Per l'anno d'obbligo 2018, concluso il 31 maggio 2019, è stato determinato con Determina DMRT/EFC/04/2019 il contributo tariffario definitivo pari a: € 248,89/TEE. Il contributo è stato calcolato sulla base della disposizione normativa (D.M. 10/05/2018, Delibera ARERA 487/2018/E/EFR), che ha introdotto la revisione dei meccanismi di calcolo, con finalità di calmierare il mercato. In particolare, è stato introdotto un price cap per il contributo tariffario definitivo dei TEE per l'anno d'obbligo 2018 e successivi fino al 2020, pari ad € 250,00/TEE e la possibilità per i Distributori Obbligati, in possesso di almeno il 30% dei TEE previsti dall'obbligo di riferimento, di acquisire i titoli mancanti per il conseguimento dell'obiettivo, direttamente dal GSE ad un prezzo pari a € 260,00/TEE, con minusvalenza massima di 15€/TEE. Nel corso del 2019 EDMA Reti Gas non ha avuto necessità di utilizzare il suddetto dispositivo il quale invece è stato utilizzato nel corso dell'anno 2020.

Nel corso del 2019, il T.A.R. Lombardia, Sezione Prima, con la sentenza n. 2538/2019, ha annullato il provvedimento dell'ARERA 487/2018/E/EFR. L'Autorità quindi ha avviato, con la deliberazione 10 dicembre 2019, 529/2019/R/efr, il procedimento per la riforma della disciplina di calcolo del contributo tariffario definitivo, attualmente ancora in corso.

Con il provvedimento deliberativo 15 dicembre 2020 550/2020/R/efr è stato determinato il contributo tariffario per l'anno d'obbligo 2019 ai sensi della deliberazione 270/2020/R/efr; più precisamente:

- il contributo tariffario unitario di cui all'articolo 4, comma 1, dell'Allegato A alla deliberazione 270/2020/R/efr per l'anno d'obbligo 2019 è pari a 250,00 €/TEE;
- il corrispettivo addizionale unitario di cui all'articolo 4, comma 2, dell'Allegato A alla deliberazione 270/2020/R/efr per l'anno d'obbligo 2019 è pari a 4,49 €/TEE.

Il 15.04.2021 ARERA ha rilasciato il parere 153/2021/I/efr al Ministro per la Transizione Ecologica in merito allo schema di decreto recante nuovi obiettivi quantitativi (dai precedenti 3,92 milioni di TEE, agli attuali 1,57 per l'anno 2020 e tra 0,55 e 1,22 milioni di TEE per il periodo 2021-2024) di risparmio energetico **per gli anni 2021-2024** nell'ambito del meccanismo dei TEE, nonché correttivi e modifiche al vigente decreto interministeriale 11 gennaio 2017.

Con la delibera 03 agosto 2021 – 358/2021/R/efr è stato determinato il contributo tariffario per l'anno d'obbligo 2020 ai sensi della 270/2020/R/efr e più precisamente:

- il contributo tariffario unitario di cui all'articolo 4, comma 1, dell'Allegato A alla deliberazione 270/2020/R/efr per l'anno d'obbligo 2020 è pari a 250,00 €/TEE;
- il corrispettivo addizionale unitario di cui all'articolo 4, comma 2, dell'Allegato A alla deliberazione 270/2020/R/efr per l'anno d'obbligo 2020 è pari a 10,00 €/TEE.

Con la delibera 28 giugno 2022 – 292/2022/R/efr è stato determinato il contributo tariffario per l'anno d'obbligo 2021 ai sensi della 270/2020/R/efr e più precisamente:

- il contributo tariffario unitario di cui all'articolo 4, comma 1, dell'Allegato A alla deliberazione 270/2020/R/efr per l'anno d'obbligo 2021 è pari a 250,00 €/TEE;
- il corrispettivo addizionale unitario di cui all'articolo 4, comma 2, dell'Allegato A alla deliberazione 270/2020/R/efr per l'anno d'obbligo 2021 è pari a 3,44 €/TEE.

Con la delibera 25 luglio 2023 – 340/2023/R/efr è stato determinato il contributo tariffario per l'anno d'obbligo 2022 ai sensi della 270/2020/R/efr e più precisamente:

- il contributo tariffario unitario di cui all'articolo 4, comma 1, dell'Allegato A alla deliberazione 270/2020/R/efr per l'anno d'obbligo 2022 è pari a 250,00 €/TEE;

- il corrispettivo addizionale unitario di cui all'articolo 4, comma 2, dell'Allegato A alla deliberazione 270/2020/R/efr per l'anno d'obbligo 2022 è pari a 0,68 €/TEE.

Con la delibera 1 luglio 2025 – 303/2025/R/efr è stato determinato il contributo tariffario per l'anno d'obbligo 2024 ai sensi della 270/2020/R/efr e più precisamente:

- il contributo tariffario unitario di cui all'articolo 4, comma 1, dell'Allegato A alla deliberazione 270/2020/R/efr per l'anno d'obbligo 2024 è pari a 247,35 €/TEE;
- il corrispettivo addizionale unitario di cui all'articolo 4, comma 2, dell'Allegato A alla deliberazione 270/2020/R/efr per l'anno d'obbligo 2024 è pari a 0 €/TEE.

Affidamento e svolgimento del servizio di distribuzione del gas naturale

Il triennio 2016-2018 ha costituito l'arco temporale in cui si è definito concordemente tra i Comuni ed Edma Reti Gas il valore di rimborso a quest'ultima spettante ai sensi dell'art. 15, comma 5, d.lgs. n. 164/2000 e s.m.i., valore da indicare nel bando di gara e da porre a carico del Gestore subentrante; in particolare, tra il Consulente incaricato dai Comuni (Energas Engineering Srl) e Edma Reti Gas si è svolto un articolato confronto tecnico propedeutico all'invio, da parte del Gestore stesso, della documentazione ex Art.19 delle Linee Guida approvate dal Ministero dello Sviluppo Economico con DM 22/05/2014, ivi compresi la corretta determinazione del valore di rimborso e la tabella 18 (riassuntiva del relativo calcolo), nonché dello stato di consistenza delle reti e degli impianti, diviso per soggetto proprietario.

Al fine di superare la situazione di enpasse che si sarebbe potuta creare in sede di quantificazione del VIR, nel caso in cui la condotta di allacciamento dei pozzi Cassiano e Castellaro alla rete gestita da Edma Reti Gasfosse rimasta in proprietà di Edison (e quindi di un soggetto che non sia nè Ente Locale, né Gestore), Edma Reti Gas stessa ha acquistato il suddetto tratto di rete, beneficiando di una congrua valutazione in fase di determinazione del VIR, così come si evince dalla documentazione ex Art.19 delle Linee Guida.

In data 12/10/2018 Edma Reti Gas ha inviato alla stazione appaltante e ai singoli comuni concedenti:

- le informazioni di cui all'art.4 del D.M. 226/2011 e smi (regolamento per i criteri di gara);
- la stima degli impianti al 31/12/2017
- la relazione di cui all'art.19 delle Linee Guida 07/04/2014 e relativi allegati

Nel mese di novembre 2020, il Comune di Ancona, in qualità di stazione appaltante dell'Atem Ancona, ha richiesto la fornitura della documentazione informativa di cui all'art. 4 del DM 226/2011, aggiornata al 31.12.2019, nonché dell'immobilizzato lordo in smart meter relativo ai cespiti degli anni 2012-2017 a moneta 2018. Le informazioni sono state fornite in data 08/02/2021.

Con la deliberazione 76/2021/R/GAS del 2 marzo 2021, ARERA ha riconosciuto idonei, ai fini dei riconoscimenti tariffari e in relazione alla documentazione trasmessa dalla Stazione Appaltante dell'Atem Ancona, i valori dei VIR dei 15 Comuni gestiti da Edma Reti, essendo i suddetti valori determinati in accordo con le previsioni di cui all'art. 28, comma 1, dell'Allegato A alla deliberazione 905/2017/R/GAS.

Nel mese di aprile 2021, la Stazione Appaltante ha richiesto l'aggiornamento dei dati al 31/12/2020, trasmessi il giorno 26/07/2021. Sempre nel corso del 2021, è stata condivisa con l'Advisor nominato dalla Stazione Appaltante la metodologia per la rivalutazione del valore delle immobilizzazioni nette rivalutate: in tale contesto, è stato sottolineato alla Stazione Appaltante che Edma Reti non condividerà eventuali aggiornamenti con metodi semplificati dei valori determinati al 31/12/2017.

In data 01/06/2022, la Stazione Appaltante ha richiesto la trasmissione della documentazione informativa di cui all'art.4 DM 226/2011 aggiornata alla data di riferimento 31/12/2021. La suddetta richiesta è stata riscontrata parzialmente da Edma Reti in data 01/09/2022 trasmettendo i dati e le informazioni obbligatorie di cui:

- all'art. 4.1.b. "protocollo di comunicazione delle apparecchiature installate per lo svolgimento

dell'attività di misura";

- all'art. 4.1.c "informazioni sulle obbligazioni finanziarie in essere relative agli investimenti realizzati e sui contratti di servitù e concessioni di attraversamento";
- all'art. 4.1.d "relazione sullo stato dell'impianto di distribuzione, con indicazione delle zone con maggiore carenza strutturale e dei dati di ricerca fughe degli ultimi tre anni, evidenziati per tipologia di impianto e per modalità di individuazione della fuga";
- all'art. 4.1.e. "numero di punti di riconsegna e i volumi distribuiti riferiti ai tre anni precedenti";
- all'art. 4.1.f "costo riconosciuto di località e tariffa di riferimento come definiti dall'Autorità, ivi incluse le schede contenenti tutti i dati rilevanti per il calcolo delle tariffe (c.d. schede località)";

con contestuale impegno a fornire le informazioni di cui all'art. 4.1.a "stato di consistenza dell'impianto di distribuzione del gas naturale" e art. 4.1.g "informazioni sul personale addetto alla gestione locale dell'impianto" entro la fine del mese di settembre 2022.

Si è, inoltre, colta l'occasione per ribadire, come già anticipato in precedente corrispondenza, che le procedure di aggiornamento delle stime al 31/12/2021, diverse da quelle prodotte con uno stato di consistenza aggiornato alla stessa data, si ritengono non rispondenti alle attuali previsioni normative, chiedendo un aggiornamento delle stime sulla base dei nuovi stati di consistenza al 31/12/2021, riguardanti anche la corretta e puntuale applicazione dei sovraprezzi per i vincoli sovraordinati e l'individuazione delle rispettive % di lavorazioni soggette a vincoli, in coerenza con tutto il set informativo di cui all'art 4 del 226/11.

La trasmissione della restante parte di documentazione richiesta è stata poi effettuata in data 05/10/2022

Ulteriori elementi di rilievo sull'andamento operativo e gestionale dell'esercizio 2025

L'andamento operativo di Edma Reti Gas, nel corso del 2025, si è mantenuto e sviluppato nel contesto normativo e regolatorio di riferimento per quanto attiene all'attività principale di gestione della rete di distribuzione del gas, nel rispetto dei parametri e degli standard qualitativi e di sicurezza stabiliti dall'Autorità per l'energia elettrica e il gas.

Le principali attività di investimento hanno interessato interventi di ampliamento, riqualificazione e potenziamento dei beni strumentali all'esercizio dell'attività di distribuzione gas con la nuova realizzazione/rinnovamento di reti per circa 1.986.000 €, impianti per circa 610.000 €, la sostituzione della catena di misura sia sulle REMI che sui PDR per 1.555.000 €, oltre ad investimenti per circa 1.537.000 € sulle derivazioni di utenza, circa 261.000 € in protezione catodica e 53.000 € in attrezzatura, automezzi ed altre immobilizzazioni.

Il giorno 4 gennaio 2025, alle ore 07:55, si è verificato un incidente stradale ad Ancona; una delle auto coinvolte ha impattato e distrutto il Gruppo di Riduzione Finale GR001275, situato in via Aso (Frazione Torrette di Ancona). L'evento ha provocato l'interruzione del servizio di distribuzione gas su oltre 5.000 utenze dei quartieri Torrette e Collemarino di Ancona tra le quali l'Ospedale Regionale (dotato di alimentazione ausiliaria) e due RSA. In seguito all'evento è stata attivata la procedura di Emergenza Gas. Gli interventi di riparazione provvisoria del Gruppo di Riduzione Finale e di ripristino in sicurezza del servizio di distribuzione su tutti i PDR coinvolti si sono conclusi alle ore 16:00 del giorno 5 gennaio. Tutti i costi d'esercizio sostenuti nell'immediato per la gestione dell'emergenza, nonché le attività di investimento legate al rinnovamento del Gruppo di Riduzione Finale e alla sua protezione sono stati destinati ad una commessa ad hoc. E' tuttora in corso la pratica di risarcimento danni, al fine di ottenere il relativo rimborso assicurativo.

Nel corso del 2025, inoltre, si è addivenuti, con i singoli comuni (ad eccezione di Ancona), alla stipula di un contratto di servizio quadriennale che prevede la corresponsione di un canone/anno fisso determinato in linea con il canone riconosciuto per l'anno 2024. Poiché:

- sulla base della normativa vigente in materia, nell'attuale fase di gestione ope legis del servizio, successiva alla scadenza dell'affidamento, il Gestore è tenuto a garantire la continuità del servizio, limitatamente all'ordinaria amministrazione (cfr. art. 14, comma 7, d.lgs. n. 164/2000);
- se la Società si attenesse soltanto a quanto strettamente obbligatorio (ordinaria amministrazione), cessando gli investimenti, la conseguenza sarebbe, inevitabilmente, la riduzione della base di calcolo (VRD) del canone espresso in percentuale (38,5%) e, quindi, la riduzione delle relative entrate per i bilanci comunali;

con la contrattualizzazione di un canone fisso ai Comuni concedenti è stato garantito il mantenimento della stessa entrata, al contempo permettendo al Gestore di mantenere un livello adeguato degli investimenti che consenta di salvaguardare la rete e gli impianti in condizioni ottimali di funzionalità, efficienza e sicurezza.

A decorrere dal 01.07.2025, è stato implementato un nuovo sistema informativo (Mappa Applicativa Unica) adottato a livello di Gruppo, al fine di migliorare la digitalizzazione dei processi e di conseguire economie di scala.

In relazione alla controversia tra il Comune di Mosciano Sant'Angelo ed Edma Reti Gas s.r.l., sorta in ordine al pagamento dei canoni dovuti al Comune in virtù del "Contratto di affidamento del servizio pubblico di distribuzione del gas metano del territorio comunale", stipulato in data 23/6/2014, tra il Comune di Mosciano Sant'Angelo e Coingas s.p.a, nella cui titolarità è successivamente subentrata Edma Reti Gas s.r.l, che ha continuato a gestire il servizio in regime di gestione obbligatoria ope legis, limitatamente all'ordinaria amministrazione, si ricorda che è stata espletata una procedura arbitrale, in esito alla quale è stato emesso il lodo arbitrale in data 20.09.2019, con il quale è stato accolto il principio di diritto sostenuto da Edma, per il quale il canone deve essere riconsiderato nella fase transitoria post-scadenza della concessione.
il Comune di Mosciano Sant'Angelo, pendenti comunque tentativi di accordo in merito all'esatto importo residuo da corrispondere dopo le risultanze del lodo, con atto di citazione notificato in data 16.12.2019, ha promosso giudizio di impugnazione del lodo arbitrale innanzi alla Corte di Appello dell'Aquila (nrg 1375/2019).
Conseguentemente Edma Reti Gas si è costituita in giudizio.
Nel frattempo, nonostante il Comune continui a richiedere i canoni per una cifra superiore a quanto stabilito nel lodo impugnato, Edma sta pagando quanto invece prescritto nel lodo, essendo questo efficace nonostante l'impugnazione del Comune.
In data 15.12.2023 è stato comunicato il deposito della sentenza del 30.11.2023, che ha accolto l'impugnazione del Comune e ha rigettato l'impugnazione incidentale di Edma.
In sostanza, la Corte ha ritenuto dovuto il canone previsto dal contratto scaduto. Non ha escluso la possibilità di una revisione del canone, ma solo pro futuro e mediante il rimedio di cui all'art. 165, d.lgs. n. 50/2016 (indicato dalla Corte Costituzionale, nell'ambito del contenzioso tra Centria e i Comuni del Valdarno, con sentenza emessa soltanto nel corso del giudizio), nella sola ipotesi di "dimostrato sopravvenuto squilibrio contrattuale".
Nonostante Edma avesse proposto in giudizio anche domanda di rideterminazione del canone, richiamando tutte le pertinenti disposizioni (ivi compreso l'art. 165), la Corte ha ritenuto che non fosse stato attivato lo strumento specifico; inoltre, gli Arbitri, secondo la Corte, hanno ritenuto erroneamente di indicare come dovuto per la fase transitoria un canone diverso da quello previsto nel contratto scaduto, senza acquisire la dimostrazione in concreto di un sopravvenuto squilibrio.
La condanna (sentenza della Corte d'Appello di L'Aquila n. 1759/2023 pubblicata il 15/12/2023) è per una somma pari alla differenza tra quanto pagato e l'ammontare dei canoni contrattuali (periodo ottobre 2016 – dicembre 2017), oltre agli interessi moratori (ex d.lgs. n. 231/2002) e alle spese di giudizio, come da dispositivo della sentenza.
In data 30/05/2024 sono stati effettuati i relativi pagamenti, con riserva di ripetizione, in quanto Edma Reti

Gas ha presentato il ricorso per Cassazione contro la predetta sentenza. In data 27/10/2025 la società ha depositato l'atto di rinuncia al ricorso con adesione della controparte ex art. 390 cpc.

Il Comune di Ancona, con nota dirigenziale notificata ad Edma Reti Gas in data 08/02/2023, determinava, in via unilaterale e autoritativa, in assenza di accordo tra le Parti, che da tempo si confrontavano sul tema dell'entità del canone soprattutto dopo la delibera ARERA 570/2019/gas, il canone di concessione per il servizio di distribuzione del gas naturale nel territorio comunale per gli anni 2021, 2022, 2023, nell'ambito del periodo di gestione ope legis del servizio, successivo alla scadenza dell'affidamento.
Con nota successiva pertanto Edma chiedeva il ritiro delle determinazioni assunte dall'Ente, nonché, costruttivamente, la riapertura del confronto, entro la fine del mese di marzo 2023, preannunciando, diversamente, l'azione in giudizio, che si è resa poi necessaria a fronte del silenzio mantenuto dall'Amministrazione comunale e l'invio della nota contestata.
Nel ricorso presentato al TAR Ancona e notificato ad aprile 2023, è stata chiesta la nullità o l'annullabilità delle note del Comune, sia quella del febbraio 2023 che le precedenti del 2022, al fine di accertare l'insussistenza, in capo alla Società ricorrente, dell'obbligo di pagare al Comune di Ancona il canone per il servizio di distribuzione del gas naturale nella misura unilateralmente e autoritativamente determinata dallo stesso Comune nella citata nota del Febbraio 2023 per gli anni 2021, 2022, 2023.
È stato proposto ricorso per motivi aggiunti (notificato in data 5.06.2023) avverso ulteriori note confermative emesse dal Comune di Ancona.
Nel corso del 2025 è stato predisposto un accordo transattivo che conferma un canone nella misura del 42,5% del VRD per gli anni 2021-2022-2023 e prevede la riduzione al 38,5% (sempre del VRD) per il biennio 2024-2025, oltre ai relativi interessi legali per il periodo intercorrente tra le date di effettivo pagamento e le scadenze previste nelle proposte contrattuali.

Nel febbraio del 2025, in opposizione all'avviso di accertamento n. 914 del 27.12.2024 emesso da ABACO SpA per conto del Comune di Senigallia nei confronti di Edma Reti Gas per un credito asseritamente vantato a titolo di COSAP per l'annualità 2019, la società ha depositato un atto di citazione presso il Tribunale di Ancona, in quanto il pagamento del Canone Unico Patrimoniale per le reti presenti nel territorio comunale di Senigallia contrasta con il contenuto del contratto di servizio gas, posto anche che la società non è in proprietà delle reti che materialmente occupano il suolo. L'udienza al momento risulta fissata (ultimo rinvio) al 13.1.2027.
In data 19.12.2025, è stato emesso da ABACO SpA per conto del Comune di Senigallia un nuovo avviso di accertamento, questa volta inerenti il pagamento della COSAP per l'anno 2020. Anche questo avviso sarà oggetto di impugnazione nel corso del 2026

Risorse umane, rapporti sindacali, formazione, aggiornamento e qualificazione

Nel corso del 2025 n. 1 dipendente con mansioni operative ha cessato la propria attività lavorativa per pensionamento.
Nel prima metà dell'anno sono stati assunti n. 3 impiegati tecnici a seguito di una selezione conclusa nel mese di gennaio.
Successivamente, a seguito di una selezione per operativo reti/impianti sono stati assunti n. 4 operai.
Nel mese di giugno n. 1 dipendente con mansioni di impiegato amministrativo è stato distaccato in Alia Servizi Ambientali Spa.
Il personale complessivamente alle dipendenze al 31.12.2025 risulta composto da n. 54 unità.
Al 31.12.2025 è presente, inoltre, n. 1 dipendente con distacco da Viva Servizi Spa.

Nella tabella sottostante è riportato l'organico giuridico dei dipendenti al 31 dicembre 2025 con la ripartizione per qualifica:

Qualifica	31/12/2025	31/12/2024
Dirigenti	0	0
Quadri	2	2
Impiegati e Tecnici	28	25
Operai	24	21
TOTALE	**54**	**51**

Lo stato dei rapporti con il personale dipendente e con le rappresentanze sindacali registra una valutazione complessivamente positiva.

Nel 2025 è stato registrato un solo infortunio.

Nel 2025 è stato prorogato l'accordo sindacale quadro in materia di lavoro agile (smart working) adottato da tutte le società del Gruppo, attualmente fino al 19.06.2026.

Qualità, Sicurezza, Ambiente – Sistemi di gestione aziendale integrati

EDMA Reti Gas ha certificato, attraverso l'Ente esterno ICIM S.p.A., i propri processi aziendali con un Sistema di Gestione Integrato della Qualità, Sicurezza e Ambiente, conformemente alle norme UNI EN ISO 9001:2015, UNI ISO 45001:2023 e UNI EN ISO 14001:2015. EDMA Reti Gas, inoltre, è in possesso della registrazione EMAS.

Il campo di applicazione del sistema riguarda le attività di*: Progettazione, gestione e realizzazione di impianti e reti di distribuzione del gas metano; Erogazione dei servizi di misura e vettoriamento per la distribuzione del gas metano*.

Il Sistema Integrato di Gestione Qualità, Sicurezza e Ambiente è mantenuto costantemente aggiornato e verificato attraverso visite periodiche di Enti esterni e tramite audit interni.

È attiva una puntuale pianificazione delle visite periodiche e degli audit interni, verificata dall'Ente Certificatore.

Tutti i processi aziendali sono tenuti sotto controllo e monitorati in un'ottica di costante miglioramento per tutti gli aspetti di applicazione puntuale delle normative vigenti, nonché per il miglioramento degli standard sulla sicurezza e salute dei lavoratori e sul rispetto dell'ambiente. A tal fine, viene prodotto un "cruscotto periodico" dei principali indicatori, attraverso il quale sono analizzati tutti i processi aziendali.

NORMATIVA IN MATERIA DI PROTEZIONE DEI DATI PERSONALI

Nell'anno 2025, Edma Reti Gas S.r.L., società del Gruppo Estra, ha confermato un impegno costante nel rispetto della normativa vigente in materia di protezione dei dati personali, con particolare riferimento al Regolamento (UE) 2016/679 e il D.lgs. n. 196/2003. La società ha consolidato le misure attuative per la corretta adesione alle direttive europee in materia di cybersecurity e protezione dei dati, con specifico riguardo al D.Lgs. 138/2024 (recepimento della Direttiva Europea U.E. 2022/2555-NIS2 avvenuto nell'ottobre 2024). Tale approccio ha garantito la massima tutela dei diritti degli interessati e la piena conformità alle disposizioni normative applicabili.

DPO e Funzione Privacy di Gruppo

Edma Reti Gas S.r.L., ha mantenuto un modello di compliance efficace, attraverso il Data Protection Officer (DPO) del Gruppo. Tale figura opera in stretta sinergia con la funzione privacy di Estra, assicurando una strategia unitaria e coordinata per tutta l'organizzazione.

Modello di Organizzazione e Gestione dei Dati Personali

Il Titolare ha operato in continuità con il proprio Modello di Organizzazione e Gestione dei Dati Personali (M.O.P.), che definisce chiaramente ruoli e responsabilità all'interno dell'organizzazione. Il modello integra tutte le figure previste dalla normativa, (Titolare del trattamento, DPO, e ruoli di presidio aziendale), assicurando una governance strutturata della protezione dei dati. In questo contesto, si ricorda che il coordinamento avviene, ove necessario, anche in coerenza con le linee guida di Plures S.p.A., Holding della Multiutility Toscana che ha acquisito il controllo in Estra, esercitando il ruolo di direzione e coordinamento.

Procedure e Misure di Sicurezza

È stato garantito il presidio costante delle procedure in materia di trattamento di dati personali, già implementate nel corso degli anni precedenti.

Queste procedure sono rese disponibili per tutti i dipendenti tramite l'intranet aziendale, garantendo una diffusione capillare delle informazioni e delle buone pratiche e della cultura della protezione del dato.

Gestione dei Trattamenti e Valutazione dei Rischi
La funzione preposta ha assicurato il regolare monitoraggio e l'aggiornamento dei Registri dei trattamenti, prevista ai sensi dell'art. 30 GDPR. Questo include la:

a) Mappatura puntuale dei trattamenti dei dati personali
b) Definizione di finalità, categorie degli interessati e destinatari
c) Analisi e descrizione dei trasferimenti verso paesi terzi
d) Valutazione dei rischi privacy associati ai trattamenti dei dati personali
e) Gestione dei fornitori con assegnazione dei relativi trattamenti

Risposta ai Data Breach
La procedura aziendale per la gestione tempestiva delle violazioni dei dati personali è rimasta operativa, garantendo un flusso comunicativo interno efficace.
Nel corso del 2025 non si sono verificati casi di data breach.

Informative Privacy
Il Titolare ha continuato a garantire la massima trasparenza verso gli interessati, fornendo informative dettagliate sui trattamenti dei loro dati personali, sia attraverso informative privacy consegnate direttamente, sia tramite pubblicazione sui siti web aziendali.

Gestione delle Richieste degli Interessati
Le richieste e i reclami degli interessati sono state gestite seguendo una specifica procedura da parte della funzione aziendale preposta. Questa procedura ha previsto una verifica accurata e la redazione di un riscontro, in collaborazione con le strutture interne competenti e, ove necessario, con il DPO.

Rapporti con Fornitori e Subfornitori
La gestione dei soggetti terzi che trattano dati personali per conto del Titolare è proseguita attraverso la stipula di appositi accordi di nomina a Responsabile del Trattamento (ex art.28 GDPR). Questi accordi hanno incluso obblighi e istruzioni specifiche che i fornitori si sono impegnati a rispettare, garantendo al Titolare la possibilità di effettuare verifiche sul rispetto delle normative privacy.
Nel corso del 2025 si è proceduto al mantenimento dei modelli di prequalifica privacy e dei data Protection Agreement (DPA), già in uso. Tali standard, avendo beneficiato di un profondo processo di revisione e integrazione nel corso del 2024 (con particolare riferimento ai servizi Cloud, Software on-premise, letture contatori, recupero crediti e rapporti infragruppo), sono stati ritenuti pienamente idonei e aggiornati rispetto al quadro normativo e tecnologico vigente. Non si è pertanto resa necessaria alcuna ulteriore modifica, garantendo continuità operativa e stabilità nei processi di valutazione dell'idoneità dei fornitori.

Responsabilità amministrativa (D. Lgs 231/2001)

Edma Reti Gas si è dotata di un proprio Codice Etico aziendale e di un Modello di organizzazione, gestione e controllo (MOGC), in ottemperanza al D.Lgs. 231/2001, al fine di prevenire il compimento dei reati previsti nel decreto menzionato. Il Codice Etico della Società è pubblicato sul sito Internet (http://www.edmaretigas.it/amm-trasparente/atti-generali/)

Si ricorda che il decreto legislativo 8 giugno 2001 n. 231 (di seguito: D. Lgs. n. 231/2001) ha introdotto la disciplina della responsabilità amministrativa (da reato) delle persone giuridiche.

Secondo tale disciplina, gli Enti possono essere ritenuti responsabili - e conseguentemente sanzionati - in relazione a taluni reati commessi o tentati nell'interesse o a vantaggio dell'Ente dagli amministratori, dai dipendenti o dai collaboratori. Tra i reati previsti in tale decreto si ricordano, tra gli altri, i reati contro la Pubblica Amministrazione (concussione, corruzione, malversazione, truffa in danno dello Stato, ecc.), i reati societari, i reati per omicidio colposo e lesione colposa grave o gravissima, commessi con violazione delle norme antinfortunistiche e sulla tutela dell'igiene e della salute sul lavoro, i delitti informatici, i delitti in materia di violazione del diritto di autore, i reati contro la personalità individuale (ad esempio, pornografia minorile), i reati di turbata libertà dell'industria e del commercio, i reati di ricettazione e riciclaggio, i reati ambientali ed altri ancora.

La responsabilità della Società può essere esclusa o mitigata se la stessa adotta ed attua in modo efficace e costante MOGC potenzialmente idoneo a prevenire i reati stessi. I principi presenti nel MOGC di Edma Reti Gas possono essere rinvenuti nel codice di comportamento (linee guida) predisposto dalla Confindustria e dalle linee guida di Confservizi.

L'efficace e costante adozione di tale Modello può consentire, oltre che di ottemperare a quanto richiesto dalla normativa richiamata, di rafforzarne il sistema di controllo interno per lo svolgimento dell'attività secondo condizioni di correttezza e trasparenza.

La Società, in conformità con normativa di riferimento, ha inoltre deliberato l'istituzione di un Organismo di Vigilanza (OdV), incaricato di verificare l'effettiva attuazione delle regole e dei principi enunciati nel Modello Organizzativo.

I compiti dell'Organismo di Vigilanza, in accordo con quanto stabilito dalle linee guida di Confindustria, dalle linee guida di Confservizi e dal Modello approvato dalla Società, sono così sintetizzabili:

- vigilanza sull'effettività del modello, che si sostanzia nella verifica della coerenza tra i comportamenti concreti ed il modello istituito;
- disamina in merito all'adeguatezza del modello, ossia della sua reale (e non meramente formale) capacità di prevenire, in linea di massima, i comportamenti non voluti;
- analisi circa il mantenimento nel tempo dei requisiti di solidità e funzionalità del modello;
- cura del necessario aggiornamento in senso dinamico del modello, nell'ipotesi in cui le analisi operate rendano necessario effettuare correzioni ed adeguamenti. Tale cura, di norma, si realizza in due momenti distinti ed integrati;
- presentazione di proposte di adeguamento del modello verso gli organi/funzioni aziendali in grado di dare loro concreta attuazione nel tessuto aziendale;
- follow-up, ossia verifica dell'attuazione e dell'effettiva funzionalità delle soluzioni proposte.

Principali dati economici – Sintesi della gestione economica

Il **conto economico riclassificato** della società al 31 dicembre 2025 è il seguente:

DATI ECONOMICI	2025	%	2024	%
RICAVI DELLE VENDITE	17.136.851	79,0%	16.102.871	78,7%
ALTRI RICAVI E PROVENTI	4.544.341	21,0%	4.361.500	21,3%
TOTALE RICAVI	**21.681.192**	100,0%	**20.464.370**	100,0%
COSTI ESTERNI	(10.696.731)	(49,3%)	(11.178.457)	(54,6%)
COSTO DEL LAVORO	(2.845.906)	(13,1%)	(2.701.285)	(13,2%)
MARGINE OPERATIVO LORDO	**8.138.555**	37,5%	**6.584.628**	32,2%
AMMORTAMENTI E SVALUTAZIONI	(2.796.238)	(12,9%)	(2.631.364)	(12,9%)
ACCANTONAMENTI		0,0%		0,0%
REDDITO OPERATIVO	**5.342.317**	24,6%	**3.953.265**	19,3%
PROVENTI FINANZIARI	18.622	0,1%	2.036	0,0%
ONERI FINANZIARI	(472.099)	(2,2%)	(415.896)	(2,0%)
REDDITO DI COMPETENZA	**4.888.840**	22,5%	**3.539.404**	17,3%
REDDITO ANTE-IMPOSTE	**4.888.840**	22,5%	**3.539.404**	17,3%
IMPOSTE	(1.355.502)	(6,3%)	(977.048)	(4,8%)
REDDITO NETTO	**3.533.338**	16,3%	**2.562.357**	**12,5%**

I ricavi delle vendite si riferiscono ai ricavi per vettoriamento gas, mentre negli altri ricavi sono iscritti i ricavi per la vendita dei titoli di efficienza energetica per circa 1,29 milioni, oltre alle capitalizzazioni di lavori realizzati in economia per circa 2.239 migliaia.

I costi esterni comprendono i costi per materie prime per euro 1.040 migliaia, i costi per servizi per euro 3.074 migliaia, i costi per godimento beni di terzi per euro 4.611 migliaia, oltre ad oneri diversi di gestione per euro 1.651 migliaia. I costi per servizi sono in prevalenza rappresentati dai costi per service forniti da Viva Servizi, Centria, Plures ed Estra. Nei costi per godimento beni di terzi sono compresi i costi per canoni di concessione riconosciuti ai Comuni soci pari a euro 4.152 migliaia.

Gli ammortamenti si riferiscono sia alle licenze Software iscritte tra le immobilizzazioni immateriali, sia ai beni materiali, tra cui le condutture e allacciamenti gas che ne costituiscono la parte più significativa.

Il risultato netto risulta pari a euro 3.533 migliaia.

Principali dati patrimoniali

STATO PATRIMONIALE RICLASSIFICATO	2025	%	2024	%
Immobilizzazioni immateriali	57.333	0,1%	122.227	0,3%
Immobilizzazioni materiali	54.932.079	143,6%	51.710.479	118,4%
Immobilizzazioni finanziarie				
Totale immobilizzazioni netti (A)	**54.989.412**	**143,70%**	**51.832.706**	**118,7%**
Attività correnti	13.915.541	36,4%	13.968.087	32,0%
Passività correnti	28.792.021	75,2%	20.381.789	46,7%
Totale attività correnti nette	**(14.876.481)**	(38,9%)	**(6.413.702)**	**78,5%**
Trattamento di fine rapporto	447.375	1,2%	470.331	1,1%
Fondi rischi e oneri	1.398.939	3,7%	1.283.261	2,9%
Capitale di esercizio netto (B)	**(16.722.794)**	**-43,70%**	**(8.167.294)**	**(18,7%)**
CAPITALE INVESTITO NETTO (A+B)	**38.266.617**	**100,00%**	**43.665.412**	**100,0%**
Patrimonio netto	39.870.322	104,19%	37.554.104	86,0%
Fonti Interne	**39.870.322**	**104,19%**	**37.554.104**	**86,0%**
Posizione finanziaria oltre 12 mesi	0	0,00%	826.173	1,9%
Posizione finanziaria a breve termine	(1.603.707)	-4,19%	5.285.136	12,1%
Fonti Esterne	**(1.603.707)**	**-4,19%**	**6.111.309**	**14,0%**
TOTALE FONTI DI FINANZIAMENTO	**38.266.617**	**100,00%**	**43.665.414**	**100,0%**

Il Capitale Investito Netto si attesta a euro 38 milioni e risulta composto quasi esclusivamente dal capitale strutturale, rappresentato dal valore degli impianti ricevuti con il conferimento di Viva Servizi S.p.a. nel 2014 e dall'incremento per i lavori di migliorie realizzati negli anni 2014/2020. Nell'esercizio 2020 la società si è avvalsa dell'applicazione della norma in materia di rivalutazione, di cui alla legge n. 126 del 13 ottobre 2020 "Conversione in legge, con modificazioni, del decreto-legge 14 agosto 2020, n. 104", che ha proposto la rivalutazione dei beni di impresa con un'aliquota dell'imposta sostitutiva del 3%, ai fini del riconoscimento fiscale dei maggiori valori iscritti nel Bilancio di esercizio al 31 dicembre 2020.
La struttura finanziaria e patrimoniale della società risulta quindi in equilibrio, considerando che la società è in grado di finanziare con mezzi propri il Capitale Investito Netto.

Principali dati finanziari

POSIZIONE FINANZIARIA	31-dic-25	31-dic-24
Depositi bancari	68.316	731.574
Denaro e altri valori in cassa	162	40
Disponibilità liquide	**68.477**	**731.614**
Crediti finanziari verso società del gruppo (entro 12 mesi)	**(2.363.978)**	
Debiti finanziari verso società del gruppo (entro 12 mesi)	-	5.193.415
Debiti verso banche (entro 12 mesi)	828.749	823.335
Debiti finanziari a breve termine	**(1.535.230)**	**6.016.750**
POSIZIONE FINANZIARIA NETTA A BREVE TERMINE	**(1.603.707)**	**5.285.136**
Debiti verso banche (oltre 12 mesi)	**0**	**826.173**
POSIZIONE FINANZIARIA NETTA A MEDIO LUNGO TERMINE	**0**	**826.173**
POSIZIONE FINANZIARIA NETTA COMPLESSIVA	**(1.603.707)**	**6.111.309**

Attività di ricerca e sviluppo

Edma Reti Gas è l'esercente l'attività di distribuzione del gas naturale che gestisce il maggior numero di PdR all'interno dell'ATEM Ancona.
In funzione della sua specifica attività e del posizionamento che la società ha raggiunto, è tenuta a mantenere ed incrementare l'attività legata al territorio ed il ruolo super-partes che riveste rispetto ai soggetti venditori, avendo ben presente i vincoli di azione nei confronti del mercato.
Pertanto, i suoi specifici obiettivi, legati all'attività di ricerca e sviluppo, sono attualmente in corso e legati ad innovazioni che saranno presentate al momento della gara ATEM Ancona per farne strumenti competitivi per la miglior gestione del servizio.
L'attività di ricerca e di attenzione alle innovazioni è stata sempre un elemento caratterizzante delle società che hanno creato Edma Reti Gas e, in continuità con il passato, si è proseguito secondo un approccio innovativo, mirato ad applicare alla gestione i migliori e più moderni sistemi tecnologici sia da un punto di vista operativo che informatico, in modo che la società si possa confermare come un importante competitor nel quadro regionale del settore della distribuzione.

Rapporti con parti correlate

In un'ottica di realizzare le migliori sinergie ed economie di scala fra le società del Gruppo è stato deciso di centralizzare le funzioni di interesse comune affidandole alla società che ha le risorse e le competenze migliori per lo svolgimento del servizio nell'interesse del Gruppo e nel rispetto delle finalità della separazione funzionale.

Più specificatamente, la Società intrattiene i seguenti rapporti con parti correlate che producono transazioni con i soci e con le società a cui fanno capo i soci, formalizzate mediante contratti intercompany, che presentano natura differente e, di conseguenza, una diversa modalità di determinazione delle relative condizioni economiche:

- ricavi di vettoriamento gas e ricavi accessori relativi all'uso della rete di distribuzione da parte di Prometeo, le cui condizioni economiche derivano da formule o tariffe già fissate da parte dell'AEEG;
- costi per servizi per l'esistenza di contratti di servizio con Estra S.p.a. e Viva Servizi S.p.a. per la gestione accentrata di servizi di natura amministrativa, finanziaria, legale, logistica e prestazioni informatiche;
- altre transazioni commerciali le cui condizioni economiche sono regolate in contraddittorio tra le parti.

Rapporti con i soci.

I rapporti con Estra S.p.a. ed Plures S.p.A. si riferiscono a service erogati direttamente a Edma Reti Gas,

con Centria Srl si riferiscono a service erogati e alla gestione dei TEE.

Descrizione	Credito	Debito	Costi	Ricavi
Estra S.p.a	2.370.899	349.489	695.984	18.566
Plures S.p.A.	28.604	587.884	939.290	5.307
Centria S.r.l	49.990	758.010	2.129.882	5.898
Totale	**2.449.493**	**1.695.383**	**3.765.156**	**29.771**

Rapporti le altre società consociate

I rapporti con le società sottoposte al loro controllo sono esclusivamente di natura commerciale e ne vengono di seguito rappresentati i saldi a credito e a debito.

Descrizione	Credito	Debito	Costi	Ricavi
Prometeo S.p.A.	2.690.234	2.342.064	62.380	9.639.708
EstraEnergie S.r.l.	57.211	95.562	594	229.765
Estracom S.r.l.	0	75.146	432.536	0
Totale	**2.747.445**	**2.512.772**	**495.510**	**9.869.473**

I rapporti con Prometeo S.p.a., Estra Energie S.r.l. sono di natura commerciale e si riferiscono rispettivamente al vettoriamento gas.

Analisi degli indici finanziari

In osservanza del nuovo contenuto dell'art. 2428 C.C. ed in linea con il vademecum operativo del 14 gennaio 2009 predisposto dal Consiglio Nazionale Dei Dottori Commercialisti e degli Esperti Contabili esponiamo i principali "indicatori finanziari" intesi più propriamente come gli indicatori desumibili dalla contabilità generale, atti a illustrare in modo più completo possibile la situazione aziendale.

Indicatori di solidità

L'analisi di solidità patrimoniale ha lo scopo di studiare la capacità della società di mantenere l'equilibrio finanziario nel medio-lungo termine. Detta capacità dipende da due ordini di ragioni:

- la modalità di finanziamento degli impieghi a medio/lungo termine;
- la composizione delle fonti di finanziamento;

Gli indicatori volti a studiare la correlazione fra il tempo di recupero degli impieghi e il tempo di recupero delle fonti sono i seguenti:

INDICATORI DI FINANZIAMENTO DELLE IMMOBILIZZAZIONI		2025	2024
Margine primario di struttura	Mezzi Propri - Attivo Fisso	(15.119.089)	(14.278.602)
Quoziente primario di struttura	Mezzi Propri / Attivo Fisso	0,73	0,72
Margine secondario di struttura	(Mezzi Propri + Passività Consolidate)- Attivo Fisso	(13.272.776)	(12.525.010)
Quoziente secondario di struttura	(Mezzi Propri + Passività Consolidate)/ Attivo Fisso	0,76	0,76

Analisi della situazione finanziaria

Sulla base dello schema dello stato patrimoniale finanziario sono costruiti gli indicatori di natura finanziaria strumentali a valutare la solvibilità (o liquidità) finanziaria dell'impresa.
L'analisi di liquidità si propone di studiare la capacità della società di mantenere l'equilibrio finanziario nel breve termine, cioè di fronteggiare le uscite attese nel breve termine (passività correnti) con la liquidità esistente (liquidità immediate) e le entrate attese per il breve periodo (liquidità differite).
Gli indicatori volti a studiare la correlazione fra il tempo di recupero degli impieghi e il tempo di recupero delle fonti sono i seguenti:

INDICATORI DI SOLVIBILITA'		2025	2024
Margine di disponibilità	Attivo Circolante - Passività Correnti	(8.985.195)	(8.369.320)
Quoziente di disponibilità	Attivo Circolante / Passività Correnti	0,65	0,64
Margine di tesoreria	(Liquidità Differite + Liquidità Immediate) - Passività Correnti	(12.352.900)	(9.693.109)

Rapporti economici con i Comuni concessionari del servizio di distribuzione

Nel 2025, sono stati contabilizzati canoni di concessione ai Comuni affidatari del servizio di distribuzione e misura del gas naturale, per l'ammontare complessivo di euro 4.348.807.

Azioni proprie/quote di società controllanti

Ai sensi dell'art. 2428 punti 3. e 4. C.C., non esistono né azioni proprie né azioni o quote di società controllanti possedute dalla società anche per tramite di società fiduciaria o per interposta persona e che né azioni proprie né azioni o quote di società controllanti sono state acquistate e/o alienate dalla società, nel corso dell'esercizio, anche per tramite di società fiduciaria o per interposta persona.

Rischi aziendali e politiche per la loro gestione – Accantonamenti Fondo rischi ed oneri

Gestione dei rischi

A norma dell'art. 2428 comma 2, punto 6-bis) c.c., così come modificato dal D. Lgs. N. 394/03, si espongono di seguito le informazioni richieste.

Rischio normativo e regolatorio
La società opera in un settore fortemente regolamentato. Tra i fattori di rischio nell'attività di gestione rileva pertanto l'evoluzione costante e non sempre prevedibile del contesto normativo e regolatorio di riferimento per il settore del gas naturale. A fronte di tali fattori di rischio, la società adotta politiche di monitoraggio e gestione in grado di mitigarne, per quanto possibile, gli effetti, attraverso presidi di responsabilità che prevedono il dialogo collaborativo con le istituzioni e con gli organismi di regolazione del settore, la partecipazione attiva ad associazioni di categoria ed a gruppi di lavoro istituiti presso gli stessi Enti, nonché l'esame delle evoluzioni normative e dei provvedimenti dell'Autorità di settore.
Tra le principali materie oggetto di evoluzioni normative e regolatorie in corso, si segnalano in particolare:

- l'evoluzione della normativa che interessa il conseguimento degli obiettivi di risparmio ed efficienza energetica;
- l'evoluzione dell'aggiornamento regolatorio in materia di qualità dei servizi di distribuzione e misura del gas per il periodo 2014 – 2019 che è volto a sterilizzare e ridurre le penalità economiche derivanti dal metodo;
- la normativa che riguarda il programma per progressiva sostituzione dei GdM (del. 631/2013/R/gas).

Rischi derivanti dall'approvazione di nuovi sistemi tariffari
In base al sistema tariffario attualmente in essere i ricavi sono in parte aggiornati in funzione di criteri prefissati dall'ARERA- Autorità per l'energia Elettrica il gas ed il sistema idrico. L'approvazione da parte dell' autorità di settore della delibera 570/2019/R/GAS, peraltro impugnata da Edma Reti nel mese di febbraio, inciderà, in senso peggiorativo, sui ricavi di Edma Reti Gas.

Rischi connessi alla concorrenza
Edma Reti Gas opera in un contesto competitivo che la pone in concorrenza con soggetti italiani e multinazionali, alcuni dei quali dotati di risorse finanziarie maggiori. Nonostante Edma Reti Gas ritenga di

godere di vantaggi competitivi che derivano dal suo forte radicamento nel territorio, qualora, a seguito dell'ampliamento del numero dei suoi diretti concorrenti, non fosse in grado di mantenere la propria forza competitiva sul mercato, potrebbe registrare una riduzione della propria clientela e/o vedere ridotti i propri margini, con conseguenti effetti negativi sull'attività e sulle prospettive di crescita, nonché sulla sua situazione economica, patrimoniale e finanziaria.

Rischi ambientali legati all'attività della società

L'attività di Edma Reti Gas è soggetta alla normativa italiana e dell'Unione Europea in materia di tutela dell'ambiente e della salute ed ogni attività viene svolta nel rispetto di tali normative e delle autorizzazioni eventualmente richieste ed ottenute. Sebbene Edma svolga la propria attività nel rispetto delle leggi e dei regolamenti in materia di ambiente e sicurezza, non può tuttavia essere escluso che la stessa possa incorrere in costi o responsabilità in materia di tutela dell'ambiente.

Rischi connessi al malfunzionamento e/o all'interruzione dell'operatività delle infrastrutture di rete e degli impianti

Nei settori in cui opera Edma Reti Gas la normale prestazione delle attività dipende dalla corretta operatività di infrastrutture quali le reti e gli impianti di distribuzione del gas naturale. Eventuali interruzioni o limitazioni dell'operatività di tali infrastrutture (causate, ad esempio, da errori umani, calamità naturali, attentati, atti di sabotaggio, provvedimenti dell'autorità giudiziaria e/o amministrativa) potrebbero comportare interruzioni totali o parziali delle attività svolte da Edma Reti Gas, ovvero un incremento dei costi per lo svolgimento di tali attività.

Rischi legati alla scadenza delle concessioni/affidamenti di distribuzione del gas di è titolare Edma Reti Gas

<u>Rischi relativi alle gare per l'assegnazione delle nuove concessioni di distribuzione del gas</u>

L'attuale normativa di settore prevede che il servizio di distribuzione del gas naturale venga affidato attraverso delle procedure di gara da svolgersi per Ambiti Territoriali minimi entro termini temporali predefiniti. Edma reti Gas gestisce in prevalenza l'attività di distribuzione gas in territori in cui dovranno essere indette gare ai sensi di tale normativa. Sebbene Edma Reti Gas sia fortemente radicata nel territorio dove opera e godrà del regime che la legge assegna in sede di gara a qualunque gestore uscente del servizio (id est, tipicamente, il diritto all'indennizzo/rimborso relativo alle reti), a seguito delle gare che dovranno essere indette per l'assegnazione delle concessioni, Edma Reti Gas potrebbe aggiudicarsi le concessioni a condizioni meno favorevoli di quelle attuali, con possibili effetti negativi sulla situazione economico-patrimoniale. Edma Reti Gas è proprietaria di parte delle reti di distribuzione del gas nei Comuni in cui eroga il suddetto servizio.

<u>Incertezze relative alla durata residua delle concessioni/affidamenti di distribuzione del gas di cui è titolare Edma Reti Gas</u>

Le gare per l'affidamento del servizio negli Ambiti Territoriali in cui sono ricomprese le concessioni attualmente detenute da Edma Reti Gas non sono ancora state indette, né è possibile fare previsioni attendibili circa la data di esaurimento delle procedure di gara e dei relativi ricorsi giurisdizionali – se verranno promossi e se avranno come conseguenza la sospensione dell'assegnazione della gara; tuttavia, per quanto appena riferito, l'assegnazione della gara non è prossima. L'incertezza sui tempi esatti dell'aggiudicazione delle gare potrebbe tuttavia determinare disallineamenti dei flussi economico -finanziari rispetto alle attuali

previsioni.

Rischio di liquidità

Si definisce rischio di liquidità il rischio che la società non riesca a far fronte ai propri impegni di pagamento quando essi giungono a scadenza. La liquidità della società potrebbe essere danneggiata dalla stagionalità dei ricavi da vettoriamento, da imprevisti flussi di cassa in uscita, dall'obbligo di prestare maggiori garanzie ovvero dall'incapacità di accedere ai mercati dei capitali. Questa situazione potrebbe insorgere a causa di circostanze indipendenti dal controllo della società, come una generale turbativa del mercato di riferimento o un problema operativo che colpisca la società o terze parti o anche dalla percezione, tra i partecipanti al mercato, che la società o altri partecipanti del mercato stiano avendo un maggiore rischio di liquidità. La crisi di liquidità e la perdita di fiducia nelle istituzioni finanziarie può aumentare i costi di finanziamento e limitare l'accesso ad alcune delle sue tradizionali fonti di liquidità. La Funzione Finanza della Società Edma Reti Gas è gestita attraverso un contratto di service con la Società Estra S.p.A.. La Funzione Finanza del Gruppo Estra è centralizzata allo scopo di ottimizzare il reperimento e l'utilizzo delle risorse finanziarie. Viene costantemente monitorata la situazione finanziaria attuale, prospettica e la disponibilità di adeguati affidamenti bancari. Attraverso i rapporti che l'Emittente intrattiene con i principali Istituti di Credito vengono ricercate le forme di finanziamento più adatte alle proprie esigenze e le migliori condizioni di mercato.

Rischi connessi all'indebitamento

Edma Reti Gas reperisce le proprie risorse finanziarie principalmente tramite il tradizionale canale bancario e con strumenti tradizionali quali finanziamenti a medio/lungo termine, mutui, affidamenti bancari a breve termine e linee di credito e dai flussi derivanti dalla gestione operativa d'impresa, nell'ambito dei rapporti commerciali con i soggetti debitori per i servizi resi ed i soggetti creditori per acquisti di beni e servizi. L'indebitamento finanziario netto è influenzato dalla stagionalità dell'attività svolta e, conseguentemente, subisce fluttuazioni significative nel corso dell'anno. I rischi del re-financing dei debiti sono gestiti attraverso il monitoraggio delle scadenze degli affidamenti ed il coordinamento dell'indebitamento con le tipologie di investimenti, in termini di liquidabilità degli attivi in cui le società del Gruppo investono. Edma Reti Gas gode di elevata affidabilità presso il sistema bancario.

Rischi connessi al tasso di interesse

Edma Reti Gas è esposta alle fluttuazioni dei tassi d'interesse soprattutto per quanto concerne la misura degli oneri finanziari relativi all'indebitamento. Edma Reti Gas mitiga il rischio derivante dall'indebitamento a tasso variabile grazie ad investimenti ed impieghi di liquidità sostanzialmente indicizzati ai tassi a breve termine. Inoltre, la politica di gestione del rischio tasso persegue l'obiettivo di limitare tale volatilità attraverso l'individuazione di un mix di finanziamenti a medio/lungo termine a tasso fisso e a tasso variabile ed attraverso l'utilizzo di strumenti derivati di copertura IRS stipulati con controparti finanziarie di elevato standing creditizio che limitino le fluttuazioni dei tassi di interesse. Tenuto conto delle politiche attive di monitoraggio del rischio tasso, l'eventuale futura crescita dei tassi di interesse non dovrebbe avere conseguenze particolarmente negative sulla situazione economica e finanziaria di Edma Reti Gas.

Rischi connessi al tasso di cambio

Non sussistono allo stato attuale rischi connessi alle variazioni dei tassi di cambio che possano avere un impatto rilevante sulla situazione economico-patrimoniale e finanziaria di Edma Reti Gas fatta eccezione per

quanto riportato nell'ambito del rischio prezzo commodities.

Rischi connessi ai rapporti con società del Gruppo

Edma Reti Gas ha intrattenuto, e intrattiene tuttora, rilevanti rapporti di natura commerciale con i soci. In particolare, Edma Reti Gas riceve infatti "servizi comuni" rappresentati principalmente da attività di consulenza e assistenza in materia gestionale, amministrativi, contabili e di tesoreria. Con riferimento alla prestazione di tali servizi non sussistono rischi diversi dagli ordinari rischi di mercato.

Rischi derivanti dai procedimenti giudiziali in essere

Edma Reti Gas è parte di alcuni procedimenti giudiziari civili, amministrativi (principalmente relativi ad atti dell'ANAC ovvero alle concessioni di servizio pubblico), tributari e giuslavoristi (sia attivi che passivi), che afferiscono all'ordinaria gestione delle attività nel settore della distribuzione del gas naturale che non mostrano alcuna materialità rispetto al valore di Edma Reti Gas. In presenza di obbligazioni attuali, conseguenti a eventi passati, che possono essere di tipo legale, contrattuale oppure derivare da comportamenti da cui possa scaturire una obbligazione, Edma Reti Gas hanno effettuato negli anni congrui accantonamenti in appositi fondi per rischi ed oneri presenti tra le passività di bilancio.

Rischi legati alle locazioni in essere

Edma Reti Gas ha formalizzato contratti di locazione necessari al normale svolgimento dell'attività, tra cui, in particolare, i contratti di locazione per i siti di Ancona e Senigallia con il Socio Viva Servizi. In riferimento ai contratti di locazione in essere non sussistono rischi diversi da quelli ordinari collegati a contratti di locazione.

Rischio Operativo

Si definisce rischio operativo il rischio di perdite dovute ad errori, violazioni, interruzioni, danni causati da processi interni, personale, sistemi ovvero causati da eventi esterni. Edma Reti Gas è pertanto esposta a molteplici tipi di rischio operativo, compreso il rischio di frode da parte di dipendenti e soggetti esterni, il rischio di operazioni non autorizzate eseguite da dipendenti oppure il rischio di errori operativi, compresi quelli risultanti da vizi o malfunzionamenti dei sistemi informatici o di telecomunicazione. I sistemi e le metodologie di gestione del rischio operativo sono progettati per garantire che tali rischi connessi alle proprie attività siano tenuti adeguatamente sotto controllo. Qualunque inconveniente o difetto di tali sistemi potrebbe incidere negativamente sulla posizione finanziaria e sui risultati operativi di Edma Reti Gas. Tali fattori, in particolar modo in periodi di crisi economico-finanziaria, potrebbero condurre la società a subire perdite, incrementi dei costi di finanziamento, riduzioni del valore delle attività detenute, con un potenziale impatto negativo sulla liquidità di Edma Reti Gas e sulla sua stessa solidità patrimoniale.

Il Decreto Legislativo 231/2001 ha introdotto nell'ordinamento giuridico italiano il regime della responsabilità amministrativa a carico degli enti, per determinati reati commessi nel loro interesse o a loro vantaggio, da parte di soggetti che rivestono posizione di vertice o di persone sottoposte alla direzione o alla vigilanza di questi. Al fine di assicurare la prevenzione dei reati contemplati nel Decreto, Edma Reti Gas si è dotata di un Modello di organizzazione, gestione e controllo ex D.Lgs. 231/01 e di un codice etico.

Rischi connessi alle perdite su crediti

Il rischio di credito di Edma Reti gas è principalmente attribuibile all'ammontare dei crediti commerciali

derivanti dalla distribuzione di gas. Edma Reti gas, a seguito del perdurare dell'attuale situazione economica, ha migliorato il controllo sui rischi di credito attraverso il rafforzamento delle procedure di monitoraggio e reportistica, al fine di trovare in modo tempestivo possibili contromisure a fronte delle cause individuate. Le condizioni di pagamento generalmente applicate alle società di vendita sono riconducibili alla normativa o ai regolamenti vigenti; in caso di mancato pagamento si procede con l'addebito degli interessi di mora nella misura stabilita dalla vigente normativa. Gli accantonamenti ai fondi svalutazione crediti riflettono, in maniera accurata, i rischi di credito effettivi attraverso la mirata quantificazione dell'accantonamento.

Rischi di Information Technology

Le attività di Edma Reti gas sono gestite attraverso complessi sistemi informativi che supportano i principali processi aziendali, sia operativi che amministrativi e commerciali. L'inadeguatezza o il mancato aggiornamento di tali sistemi informativi rispetto alle esigenze di business, la loro eventuale indisponibilità, la non adeguata gestione degli aspetti legati all'integrità ed alla riservatezza delle informazioni, rappresentano potenziali fattori di rischio che Edma Reti Gas mitiga attraverso appositi presidi governati dai Sistemi Informativi del gruppo Estra. Nel corso del 2014, è stato implementato il percorso di integrazione e consolidamento dei sistemi informativi. A rafforzamento del percorso intrapreso, che ha visto l'integrazione su un'unica piattaforma dei sistemi, è pianificato un programma di evoluzione dei principali sistemi informativi a supporto del processo di separazione funzionale e di tutte le attività amministrative e commerciali, onde perseguire l'aggiornamento della piattaforma di riferimento per aumentarne ulteriormente il grado di affidabilità e integrazione. Per mitigare i potenziali rischi di interruzione delle attività di business sui processi ritenuti strategici, il Gruppo si è dotato di infrastrutture tecnologiche ad alta affidabilità. Tali infrastrutture sono garantite da contratti di manutenzioni diretti con le ditte produttrici. E', inoltre, attuata un politica di back-up che persegue la salvaguardia dei dati nel rispetto di quanto disposto dalla normativa in materia di privacy. La riservatezza e la sicurezza delle informazioni sono oggetto di presidi specifici da parte del Gruppo, sia attraverso politiche interne che attraverso strumenti di segregazione degli accessi alle informazioni.

Rischi connessi alle coperture assicurative

Edma Reti Gas svolge attività tali che potrebbero esporle al rischio di subire o procurare danni talvolta di difficile prevedibilità e/o quantificazione. Sebbene gli organi amministrativi ritengano di aver stipulato polizze assicurative adeguate all'attività svolta, ove si verifichino eventi per qualsiasi motivo non compresi nelle coperture assicurative ovvero tali da cagionare danni aventi un ammontare eccedente le coperture medesime, Edma Reti Gas sarebbe tenuta a sostenere i relativi oneri con conseguenti effetti negativi sulla situazione economica, patrimoniale e finanziaria.

Obiettivi strategici ed evoluzione prevedibile della gestione

Lo scenario industriale di breve termine di Edma Reti Gas prevede il proseguimento nella gestione delle concessioni della distribuzione del gas, detenute nella Provincia di Ancona, fino all'indizione della gara ATEM Ancona, ponendo particolare attenzione alla situazione economico-finanziaria monitorata trimestralmente ai sensi delle Linee Guida per la conformità al CCII, considerando che gli investimenti annui imposti dalle normative di settore, in particolare sull'attività di misura, e da esigenze di sicurezza (reti ed impianti ubicati in zone franose) sono superiori alle capacità di autofinanziamento dell'azienda.

Con riferimento alle gare gas, con l'approvazione in data 03.03.2025 da parte di AGCM dell'acquisizione di 2i

Rete Gas, la quota di mercato nazionale della distribuzione del gas naturale posseduta da Italgas ha raggiunto il 55%, valore che corrisponde a circa 12 milioni di clienti allacciati alla rete (c.d. PDR). Ciò impone una valutazione della situazione sotto il profilo della tutela della concorrenza per evitare che il settore della distribuzione del gas naturale evolva verso una situazione di monopolio in contrasto con gli obiettivi di liberalizzazione del decreto legislativo n. 164/2000. Finora sono state aggiudicate 12 gare, di cui 8 gare ad Italgas, con una quota pari a due terzi, includendo l'ATEM Napoli 1 assegnato a 2i Rete Gas. Perciò, esiste un rischio molto elevato che il meccanismo delle gare d'ambito non sia adeguato a garantire la concorrenza effettiva nel mercato e che la sproporzione delle forze in campo conduca ad una situazione di quasi monopolio da parte di Italgas, con effetti dannosi per gli utenti del servizio. Di conseguenza, è opportuno che il legislatore fissi un tetto massimo alla quota del mercato di distribuzione del gas detenibile da un singolo operatore sia per assicurare una concorrenza effettiva nelle gare, sia per fare in modo che gli utenti del servizio ottengano offerte realmente competitive per l'aggiudicazione delle gare d'ambito. Il tetto potrà essere determinato in base al numero dei PDR posseduti a livello nazionale, in analogia con quanto stabilito per altri settori della filiera del gas con il d.lgs. n. 164/2000.
Parallelamente, si dovrà continuare, causa esaurimento batterie, alla sostituzione dei Gruppi di Misura oggetto di cambio massivo, avviare importanti investimenti per lo spostamento della cabina di Torrette/Bompiano dall'attuale zona in frana e per la risoluzione di interferenze della rete di distribuzione gas con gli interventi infrastrutturali previsti nel territorio da: RFI, ANAS e Consorzio di Bonifica Marche, finanziati per la quasi totalità dai contributi dei concessionari, garantendo gli obiettivi di equilibrio finanziario.
Dal punto di vista delle possibili acquisizioni, considerata l'irrisorietà degli incentivi economici esposti da ARERA nel DCO 312/2020/R/gas, appaiono difficili aggregazioni con altri gestori locali.
In ogni caso, non verranno perse di vista le procedure per la preparazione della gara dell'Ambito di ambito Ancona per l'affidamento del servizio di distribuzione del gas naturale che sono state avviate nel 2016, tant'è che è operativo nella controllante Estra un gruppo di lavoro dedicato per supportare tutte le aziende di scopo della società attive nei vari territori.

Fatti di rilievo avvenuti dopo la chiusura dell'esercizio

In data 20.02.2026, si è addivenuti alla sottoscrizione di un accordo transattivo tra il Comune di Ancona ed Edma Reti Gas, in merito all'ammontare del canone relativo al periodo 2021-2025, che era oggetto di controversia.

Sedi secondarie

Ai sensi dell'art. 2428 si segnala che la società opera nelle unità locali di seguito elencate:

Regione	Località	Indirizzo
Marche	Ancona	Via del Commercio
	Senigallia	Via dell'Artigianato

Per il Consiglio di Amministrazione
L'Amministratore Delegato
Marco Bianchini

Via Trieste, 2
60124 Ancona (AN)
Capitale sociale Euro 21.134.840,00 I.V.
P.Iva e C.F.: 02637140423
R.E.A. 203389

BILANCIO DI ESERCIZIO AL 31/12/2025

STATO PATRIMONIALE ATTIVO	31/12/2025	31/12/2024
A) Crediti verso soci per versamenti ancora dovuti		
(di cui già richiamati*)*		
B) Immobilizzazioni		
I. Immateriali		
1) Costi di impianto e di ampliamento		
2) Costi di sviluppo		
3) Diritti di brevetto industriale e di utilizzo di opere dell'ingegno	113	37.212
4) Concessioni, licenze, marchi e diritti simili		
5) Avviamento		
6) Immobilizzazioni in corso e acconti		
7) Altre	57.220	85.014
Totale	**57.333**	**122.227**
II. Materiali		
1) Terreni e fabbricati		
2) Impianti e macchinario	53.945.313	49.887.897
3) Attrezzature industriali e commerciali	291.989	302.406
4) Altri beni	32.229	47.521
5) Immobilizzazioni in corso e acconti	662.547	1.472.655
Totale	**54.932.079**	**51.710.479**
Totale immobilizzazioni	**54.989.412**	**51.832.706**
C) Attivo circolante		
I. Rimanenze		
1) Materie prime, sussidiarie e di consumo	1.003.726	1.323.789
2) Prodotti in corso di lavorazione e semilavorati		
3) Lavori in corso su ordinazione		
4) Prodotti finiti e merci		
5) Acconti		
Totale	**1.003.726**	**1.323.789**
II. Crediti		
1) Verso clienti		
- entro 12 mesi	4.350.756	3.473.828
- oltre 12 mesi		
Totale	**4.350.756**	**3.473.828**
2) Verso imprese controllate		
- entro 12 mesi		
- oltre 12 mesi		
3) Verso imprese collegate		
- entro 12 mesi		
- oltre 12 mesi		
4) Verso controllanti		
- entro 12 mesi	85.515	47.637
- oltre 12 mesi		

Totale	**85.515**	**47.637**
5) Verso imprese sottoposte al controllo delle controllanti		
- entro 12 mesi	2.747.445	2.470.034
- oltre 12 mesi		
Totale	**2.747.445**	**2.470.034**
5-bis) Per crediti tributari		
- entro 12 mesi	161	2.768
- oltre 12 mesi		
Totale	**161**	**2.768**
5-ter) Per imposte anticipate		
- entro 12 mesi	1.887.729	1.799.448
- oltre 12 mesi		
Totale	**1.887.729**	**1.799.448**
5-quater) Verso altri		
- entro 12 mesi	3.828.792	4.840.249
- oltre 12 mesi		
Totale	**3.828.792**	**4.840.249**
	12.900.397	12.633.964
III. Attività finanziarie che non costituiscono Immobilizzazioni		
7) crediti per Cash Pooling	2.363.978	-
IV. Disponibilità liquide		
1) Depositi bancari e postali	68.314	731.574
2) Assegni		
3) Denaro e valori in cassa	162	40
Totale	**68.475**	**731.614**
Totale attivo circolante	**16.336.577**	**14.689.367**
D) Ratei e risconti		
- disaggio su prestiti		
- vari	11.417	10.335
Totale	**11.417**	**10.335**
TOTALE ATTIVO	**71.337.406**	**66.532.407**

STATO PATRIMONIALE PASSIVO	31/12/2025	31/12/2024
A) Patrimonio netto		
I. Capitale	21.134.840	21.134.840
II. Riserva da sovrapprezzo delle azioni		
III. Riserva di rivalutazione	12.039.068	12.039.068
IV. Riserva legale	790.126	662.008
V. Riserve statutarie		
VI. Altre riserve, distintamente indicate		
Riserva straordinaria o facoltativa	1.155.831	1.155.831
Riserva per conversione EURO		
VI. Riserva per operazioni di copertura dei flussi finanziari attesi		
VIII. Utili (perdite) portati a nuovo	1.217.119	-
IX. Utile (perdita) dell'esercizio	3.533.338	2.562.357
X. Riserva negativa per azioni proprie in portafoglio		
Totale patrimonio netto	**39.870.322**	**37.554.104**
B) Fondi per rischi e oneri		
1) Fondi di trattamento di quiescenza e obblighi simili		
2) Fondi per imposte, anche differite		
3) Strumenti finanziari derivati attivi		
4) Altri fondi rischi ed oneri	1.398.939	1.283.261
Totale fondi per rischi e oneri	**1.398.939**	**1.283.261**
C) Trattamento fine rapporto di lavoro subordinato	**447.375**	**470.331**
D) Debiti		
3) Debiti verso soci per finanziamenti		
- entro 12 mesi	8.000.000	-
- oltre 12 mesi		
	8.000.000	-
4) Debiti verso banche		
- entro 12 mesi	828.749	823.335
- oltre 12 mesi	0	826.172
Totale	**828.749**	**1.649.507**
7) Debiti verso fornitori		
- entro 12 mesi	6.673.481	5.760.490
- oltre 12 mesi		
Totale	**6.673.481**	**5.760.490**
11) Debiti verso controllanti		
- entro 12 mesi	1.695.383	8.866.117
- oltre 12 mesi		
Totale	**1.695.383**	**8.866.117**
11 bis) Debiti verso imprese sottoposte al controllo delle controllanti		
- entro 12 mesi	2.512.772	2.643.033
- oltre 12 mesi		
Totale	**2.512.772**	**2.643.033**
12) Debiti tributari		
- entro 12 mesi	499.223	474.214
- oltre 12 mesi		
Totale	**499.223**	**474.214**
13) Debiti verso istituti di previdenza e di sicurezza sociale		
- entro 12 mesi	277.450	265.838
- oltre 12 mesi		
Totale	**277.450**	**265.838**
14) Altri debiti		
- entro 12 mesi	4.834.714	3.399.489
- oltre 12 mesi		
Totale	**4.834.714**	**3.399.489**
Totale debiti	**25.321.772**	**23.058.687**

E) Ratei e risconti		
- aggio sui prestiti		
- vari	4.298.998	4.166.025
Totale	**4.298.998**	**4.166.025**
TOTALE PASSIVITA' E PATRIMONIO NETTO	**71.337.406**	**66.532.407**
	-	-

CONTO ECONOMICO	31/12/2025	31/12/2024
A) Valore della produzione		
1) Ricavi delle vendite e delle prestazioni	17.136.851	16.102.871
4) Incrementi di immobilizzazioni per lavori interni	2.239.397	2.149.167
5) Altri ricavi e proventi:		
- vari	2.304.944	2.212.333
- contributi in conto esercizio		
- contributi in conto capitale (quote esercizio)		
Totale valore della produzione	**21.681.192**	**20.464.370**
B) Costi della produzione		
6) Per materie prime, sussidiarie, di consumo e di merci	1.040.216	1.168.694
7) Per servizi	3.073.821	3.123.552
8) Per godimento di beni di terzi	4.611.280	4.726.793
9) Per il personale		
a) Salari e stipendi	2.011.736	1.901.933
b) Oneri sociali	682.102	652.771
c) Trattamento di fine rapporto	146.449	140.815
d) Trattamento di quiescenza e simili		
e) Altri costi	5.619	5.765
Totale	**2.845.906**	**2.701.285**
10) Ammortamenti e svalutazioni		
a) Ammortamento delle immobilizzazioni immateriali	65.186	92.362
b) Ammortamento delle immobilizzazioni materiali	2.620.794	2.437.282
c) Altre svalutazioni delle immobilizzazioni	110.257	101.719
d) Svalutazione dei crediti compresi nell'att. circ. e delle disp. liquide		
Totale	**2.796.238**	**2.631.364**
11) Variazioni delle rimanenze di m. prime, sussidiarie, di consumo e merci	320.063	174.754
12) Accantonamento per rischi		
14) Oneri diversi di gestione	1.651.352	1.984.663
Totale costi della produzione	**16.338.875**	**16.511.105**
Differenza tra valore e costi di produzione (A-B)	**5.342.317**	**3.953.265**
C) Proventi e oneri finanziari		
16) Altri proventi finanziari:		
a) da crediti iscritti nelle immobilizzazioni		
- da imprese controllate		
d) proventi diversi dai precedenti:		
- altri	18.622	2.036
Totale	**18.622**	**2.036**
17) Interessi e altri oneri finanziari:		
- da imprese controllate		
- da imprese collegate		
- da controllanti	325.315	374.026
- altri	146.784	41.871
Totale	**472.099**	**415.896**
Totale proventi e oneri finanziari	**(453.477)**	**(413.861)**
Risultato prima delle imposte (A-B±C±D±E)	**4.888.840**	**3.539.404**
20) Imposte sul reddito dell'esercizio, correnti, differite e anticipate		
a) Imposte correnti	1.443.783	1.042.298
b) Imposte relative ad esercizi precedenti		
c) Imposte differite e anticipate	(88.281)	(65.250)
d) oneri (proventi) da adesione al regime di consolidato fiscale		
Totale	**1.355.502**	**977.048**
21) Utile (Perdita) dell'esercizio	**3.533.338**	**2.562.357**

Rendiconto finanziario, metodo indiretto

Rendiconto finanziario	2025	2024			
A) Flussi finanziari derivanti dall'attività operativa					
Utile (perdita) dell'esercizio	3.533.338	2.562.357			
Imposte sul reddito	1.355.502	977.048			
Interessi passivi/(attivi)	453.477	413.861			
(Dividendi)					
(Plusvalenze)/Minusvalenze derivanti dalla cessione di attività					
1) Utile (perdita) dell'esercizio prima d'imposte sul reddito, interessi, dividendi e plus/minusvalenze da cessione	**5.342.317**	**3.953.265**			
Rettifiche per elementi non monetari che non hanno avuto contropartita nel capitale circolante netto					
Accantonamenti ai fondi	262.126	265.699			
Ammortamenti delle immobilizzazioni	2.685.980	2.529.644			
Svalutazioni per perdite durevoli di valore	110.257	101.719			
Rettifiche di valore di attività e passività finanziarie di strumenti finanziari che non comportano movimentazione monetarie					
Altre rettifiche in aumento/(in diminuzione) per elementi non monetari					
Totale rettifiche per elementi non monetari che non hanno avuto contropartita nel capitale circolante netto	**3.058.363**	**2.897.062**			
2) Flusso finanziario prima delle variazioni del capitale circolante netto	**8.400.680**	**6.850.327**			
Variazioni del capitale circolante netto					
Decremento/(Incremento) delle rimanenze	320.063	174.754			
Decremento/(Incremento) dei crediti verso clienti	(876.928)	(1.650.905)	876928		
Incremento/(Decremento) dei debiti verso fornitori	912.991	(1.380.059)	912991		
Decremento/(Incremento) dei ratei e risconti attivi	(1.082)	1.601	1082		
Incremento/(Decremento) dei ratei e risconti passivi	132.973	173.153	132973		
Altri decrementi/(Altri Incrementi) del capitale circolante netto	(6.053.898)	5.441.392			
Totale variazioni del capitale circolante netto	(5.565.881)	2.759.936	8541443	7836347	705096
3) Flusso finanziario dopo le variazioni del capitale circolante netto	**2.834.799**	**9.610.263**	9459567	15648690	-6189123
Altre rettifiche					
Interessi incassati/(pagati)	(453.477)	(413.861)			
(Imposte sul reddito pagate)	(1.062.498)	(743.000)			
Dividendi incassati					
(Utilizzo dei fondi)	0	(345.513)			
Altri incassi/(pagamenti)					
Totale altre rettifiche	(1.515.975)	(1.502.374)			
Flusso finanziario dell'attività operativa (A)	**1.318.824**	**8.107.890**			
B) Flussi finanziari derivanti dall'attività d'investimento					
Immobilizzazioni materiali					
(Investimenti)	(6.004.681)	(5.877.270)			
Disinvestimenti	424.869	290.099			
Immobilizzazioni immateriali					
(Investimenti)	(293)	(1.156)			
Disinvestimenti					
Attività finanziarie non immobilizzate					
(Investimenti)					
Decremento					
(Acquisizione di rami d'azienda al netto delle disponibilità liquide)					
Cessione di rami d'azienda al netto delle disponibilità liquide					
Flusso finanziario dell'attività di investimento (B)	**(5.580.105)**	**(5.588.327)**			
C) Flussi finanziari derivanti dall'attività di finanziamento					
Mezzi di terzi					
Incremento/(Decremento) debiti a breve verso banche	(8.453)	24.665	-820758		
Accensione finanziamenti	8.000.000				
(Rimborso finanziamenti)	(812.305)	(798.670)			
Decremento per cash pooling	(2.363.978)				
Mezzi propri					
Aumento di capitale a pagamento					
(Rimborso di capitale)					
Cessione/(Acquisto) di azioni proprie					
(Dividendi e acconti su dividendi pagati)	(1.217.119)	(1.401.461)			
Flusso finanziario dell'attività di finanziamento (C)	**3.598.144**	**(2.175.466)**			
Incremento (decremento) delle disponibilità liquide (A ± B ± C)	**(663.138)**	**344.097**			
Disponibilità liquide a inizio esercizio					
Depositi bancari e postali	731574	387.507			
Assegni					
Danaro e valori in cassa	40	11			
Totale disponibilità liquide a inizio esercizio	**731.614**	**387.518**			
Disponibilità liquide a fine esercizio					
Depositi bancari e postali	68314	731574			
Assegni					
Danaro e valori in cassa	162	40			
Totale disponibilità liquide a fine esercizio	**68.476**	**731.614**			
	(663.138)	344.096			
	(0)	1			

NOTA INTEGRATIVA AL
BILANCIO D'ESERCIZIO 2025

Il presente bilancio di esercizio chiuso al 31.12.2025 presenta un utile di euro 3.533.338.

CRITERI DI FORMAZIONE

Il bilancio dell'esercizio chiuso al 31 dicembre 2025 è stato redatto in conformità alla normativa del Codice civile, così come modificata dal D. Lgs. 139/2015 (il "Decreto"), interpretata ed integrata dai principi contabili italiani emanati dall'Organismo Italiano di Contabilità ("OIC") in vigore dai bilanci con esercizio avente inizio a partire dal primo gennaio 2016. In merito si precisa che, nel corso del 2016, sono stati modificati e aggiornati molteplici principi contabili nell'ambito del processo di revisione avviato dall'OIC a seguito dell'avvenuto recepimento nella normativa nazionale della Direttiva 2013/34/UE (c.d. "Direttiva Accounting"). Il bilancio non è redatto in forma xblr in quanto la vigente tassonomia non è sufficiente a rappresentare la situazione aziendale.

Il Bilancio è costituito dallo Stato Patrimoniale (preparato in conformità allo schema previsto dagli artt. 2424 e 2424 bis del Codice Civile), dal Conto Economico (preparato in conformità allo schema di cui agli artt. 2425 e 2425 bis del Codice Civile), dal Rendiconto Finanziario (il cui contenuto, conforme all'art. 2425-ter del Codice Civile, è presentato secondo le disposizioni del principio contabile OIC 10) e dalla presente Nota Integrativa, redatta secondo quanto disciplinato dagli artt. 2427 e 2427-bis del Codice Civile.
La Nota Integrativa che segue analizza ed integra i dati di bilancio con le informazioni complementari ritenute necessarie per una veritiera e corretta rappresentazione dei dati illustrati, tenendo conto che non sono state effettuate deroghe ai sensi degli articoli 2423 e 2423-bis del Codice civile.
Le voci non espressamente riportate nello Stato Patrimoniale e nel Conto Economico, previste dagli artt. 2424 e 2425 del Codice civile e nel Rendiconto Finanziario presentato in conformità al principio contabile OIC 10, si intendono a saldo zero. La facoltà di non indicare tali voci si intende relativa al solo caso in cui le stesse abbiano un importo pari a zero sia nell'esercizio in corso sia nell'esercizio precedente. In ottemperanza all'art. 2497-bis, comma 4, si segnala che l'attività della società non è sottoposta alla direzione ed al coordinamento di società ed enti.

Per quanto concerne le informazioni aggiuntive sulla situazione della Società, sull'andamento e sul risultato della gestione, nel suo complesso e nei vari settori in cui essa ha operato, anche attraverso imprese controllate, con particolare riguardo ai costi, ai ricavi e agli investimenti, nonché per una descrizione dei principali rischi ed incertezze cui la Società è esposta, si rinvia a quanto indicato nella Relazione sulla gestione del Consiglio di Amministrazione.

PRINCIPI GENERALI DI REDAZIONE DEL BILANCIO

In aderenza al disposto dell'art. 2423 del Codice civile, nella redazione del Bilancio si sono osservati i postulati generali della chiarezza e della rappresentazione veritiera e corretta della situazione patrimoniale e finanziaria della Società e del risultato economico dell'esercizio.
La rilevazione, valutazione, presentazione e informativa delle voci può differire da quanto disciplinato dalle disposizioni di legge sul bilancio nei casi in cui la loro mancata osservanza abbia effetti irrilevanti sulla rappresentazione veritiera e corretta della situazione patrimoniale e finanziaria della Società e del risultato economico dell'esercizio. A tal fine un'informazione si considera rilevante, sulla base di aspetti qualitativi e/o quantitativi, quando la sua omissione o errata indicazione potrebbe ragionevolmente influenzare le decisioni prese dagli utilizzatori sulla base del bilancio dell'impresa. Ulteriori criteri specifici adottati per declinare il concetto di irrilevanza sono indicati in corrispondenza delle singole voci di bilancio quando interessate dalla sua applicazione. La rilevanza delle singole voci è giudicata nel contesto di altre voci analoghe.

Si sono inoltre osservati i principi statuiti dall'art. 2423-bis del Codice civile come di seguito illustrato.

La valutazione delle voci di bilancio è stata effettuata secondo prudenza e nella prospettiva della continuazione dell'attività, su previsione di poter partecipare alle gare per le concessioni, con buone possibilità di successo, nonché tenendo conto della sostanza dell'operazione o del contratto. Per ciascuna operazione o fatto, e comunque per ogni accadimento aziendale, è stata pertanto identificata la sostanza dello stesso qualunque sia la sua origine ed è stata valutata l'eventuale interdipendenza di più contratti facenti parte di operazioni complesse.

Gli utili indicati in Bilancio sono esclusivamente quelli realizzati alla data di chiusura dell'esercizio.

I proventi e gli oneri indicati sono quelli di competenza dell'esercizio, indipendentemente dalla data di incasso o pagamento.

Si è tenuto conto dei rischi e delle perdite di competenza dell'esercizio, anche se conosciuti dopo la data di chiusura dell'esercizio.

Gli elementi eterogenei ricompresi nelle singole voci sono stati valutati ed iscritti separatamente.
A norma dell'art. 2423-ter, comma 5, del Codice civile, per ogni voce dello Stato Patrimoniale e del Conto Economico è indicato l'importo della voce corrispondente dell'esercizio precedente. Qualora le voci non siano comparabili, quelle dell'esercizio precedente sono opportunamente adattate e la non comparabilità e l'adattamento o l'impossibilità di questo sono segnalati e commentanti nella presente Nota Integrativa.

A norma dell'art.2423-ter, comma 2, del Codice civile, le voci precedute da numeri arabi possono essere ulteriormente suddivise, senza eliminazione della voce complessiva e dell'importo corrispondente; esse possono essere raggruppate soltanto quando il raggruppamento, a causa del loro importo, è irrilevante per la rappresentazione veritiera e corretta della situazione patrimoniale e finanziaria della società e del risultato economico dell'esercizio o quando favorisce la chiarezza del

bilancio. In questo secondo caso la Nota Integrativa contiene distintamente le voci oggetto di raggruppamento.

Il Bilancio e tutti i valori di commento e dei prospetti della presente Nota Integrativa sono espressi in unità di euro.

Le informazioni della presente Nota Integrativa relative alle voci dello Stato Patrimoniale e delle connesse voci di Conto Economico sono presentate secondo l'ordine in cui le relative voci sono indicate nello Stato Patrimoniale e nel Conto Economico ai sensi dell'art. 2427, comma 2, del Codice civile.

I criteri di valutazione delle varie voci di bilancio sono conformi a quelli stabiliti dall'art. 2426 del Codice civile e dai principi contabili di riferimento. Tra i postulati di bilancio vi è anche la continuità con l'esercizio precedente nell'applicazione dei criteri di valutazione adottati per la redazione del bilancio.
Peraltro, le novellate norme di legge ed i singoli principi contabili hanno previsto regole di transizione ai nuovi criteri di valutazione che consentono alle società di operare alcune scelte in merito alla loro applicabilità nel primo esercizio di adozione ed in quelli successivi.

I più significativi criteri di valutazione e regole di prima applicazione adottati sono di seguito illustrati, con specifica indicazione delle scelte operate tra più alternative contabili qualora consentite dal legislatore.

Criteri di valutazione

Immobilizzazioni immateriali

Le immobilizzazioni immateriali sono iscritte, previo consenso del Collegio Sindacale laddove previsto, al costo d'acquisto o di conferimento e sono esposte al netto degli ammortamenti. Nel costo di acquisto si computano anche i costi accessori.
I beni immateriali, costituiti da diritti di utilizzazione delle opere dell'ingegno e software, sono iscritti nell'attivo patrimoniale solo se individualmente identificabili e il loro costo è stimabile con sufficiente attendibilità.
Gli oneri pluriennali, che includono i costi di impianto e di ampliamento e altre immobilizzazioni immateriali di importo residuale, sono iscritti quando è dimostrata la loro utilità futura, esiste una correlazione oggettiva con i relativi benefici futuri di cui godrà la Società ed è stimabile con ragionevole certezza la loro recuperabilità.
Le immobilizzazioni immateriali sono ammortizzate sistematicamente e la quota di ammortamento imputata a ciascun esercizio si riferisce alla ripartizione del costo sostenuto sull'intera durata di utilizzazione. L'ammortamento decorre dal momento in cui l'immobilizzazione è disponibile e pronta per l'uso. La sistematicità dell'ammortamento è funzionale alla correlazione dei benefici attesi.
Le immobilizzazioni immateriali sono ammortizzate, a quote costanti, come segue:

- I costi d'impianto e ampliamento e gli oneri pluriennali sono ammortizzati in un periodo pari a cinque esercizi.
- I diritti di utilizzazione delle opere dell'ingegno sono ammortizzabili sulla base della loro residua possibilità di utilizzazione in un periodo di 5 anni.

- Le altre immobilizzazioni immateriali sono ammortizzate sulla base della loro residua possibilità di utilizzazione

Le immobilizzazioni immateriali vengono rivalutate, nei limiti del loro valore recuperabile, solo nei casi in cui leggi speciali lo richiedano o lo permettano.

Immobilizzazioni materiali

Le immobilizzazioni materiali sono iscritte al costo di acquisto o di conferimento, rettificato dei rispettivi ammortamenti accumulati. Nel costo di acquisto si computano anche i costi accessori.
I costi sostenuti per ampliare, ammodernare o migliorare gli elementi strutturali di una immobilizzazione materiale, incluse le modifiche apportate per aumentarne la rispondenza agli scopi per cui essa è stata acquisita, sono capitalizzati se producono un aumento significativo e misurabile della sua capacità produttiva, sicurezza o vita utile. Se tali costi non producono tali effetti, sono trattati come manutenzione ordinaria e addebitati al conto economico dell'esercizio.
Gli ammortamenti sono calcolati in modo sistematico e costante, sulla base di aliquote ritenute rappresentative della vita utile economico-tecnica stimata dei cespiti. Tali aliquote sono ridotte della metà nel primo esercizio in cui il bene è disponibile per l'uso, approssimando in tal modo il minor periodo di utilizzo dell'immobilizzazione. L'ammortamento inizia dal momento in cui il cespite è disponibile e pronto per l'uso.
Le aliquote di ammortamento applicate sono le seguenti:

Cespite	Aliquote applicate
Allacciamenti utenti gas	2,5%
Attrezzatura	10%
Autovetture	10%
Automezzi speciali	12%
Condotte gas	2%
Contatori gas	5%
Contatori gas elettronici	6,67%
Hardware	20%
Impianti di telecontrollo	20%
Mobili e macchine d'ufficio	12%
Serbatoi gas	5%
Stazioni di decompressione gas	5%

Le immobilizzazioni materiali vengono rivalutate, nei limiti del loro valore recuperabile, solo nei casi in cui leggi speciali lo richiedano o lo permettano. La società Edma Reti gas s.r.l. nel bilancio 2020 si è avvalsa dell'applicazione della norma in materia di rivalutazione, di cui alla legge n. 126 del 13 ottobre 2020 "Conversione in legge, con modificazioni, del decreto-legge 14 agosto 2020, n. 104".,

Perdite durevoli di valore delle immobilizzazioni materiali e immateriali

Nel corso dell'esercizio non sono emersi elementi che abbiano segnalato la necessità di contabilizzare perdite durevoli di valore delle immobilizzazioni materiali e immateriali.

Tuttavia, in presenza, alla data del bilancio, di indicatori di perdite durevoli di valore delle immobilizzazioni immateriali e materiali si procede alla stima del loro valore recuperabile.
Qualora il loro valore recuperabile, inteso come il maggiore tra il valore d'uso e il valore equo (fair value), al netto dei costi di vendita, è inferiore al corrispondente valore netto contabile, si procede alla svalutazione delle immobilizzazioni.
Quando non è possibile stimare il valore recuperabile di una singola immobilizzazione, tale analisi è effettuata con riferimento alla cosiddetta "unità generatrice di flussi di cassa" (nel seguito "UGC"), ossia il più piccolo gruppo identificabile di attività che include l'immobilizzazione oggetto di valutazione e genera flussi finanziari in entrata che sono ampiamente indipendenti dai flussi finanziari in entrata generati da altre attività o gruppi di attività.
Il valore d'uso è determinato sulla base del valore attuale dei flussi finanziari futuri che si prevede abbiano origine dall'uso dell'immobilizzazione, risultanti dai più recenti piani approvati dall'organo amministrativo relativamente agli esercizi futuri. I flussi finanziari relativi agli esercizi successivi rispetto a quelli presi a riferimento da tali piani sono determinati attraverso proiezioni degli stessi piani, facendo uso di un tasso di crescita stabile.
I flussi finanziari futuri sono stimati facendo riferimento alle condizioni correnti delle immobilizzazioni e pertanto non includono i flussi in entrata o in uscita che si suppone debbano derivare da future ristrutturazioni per le quali la Società non si è ancora impegnata, o dal miglioramento o dall'ottimizzazione del rendimento dell'immobilizzazione.
Il tasso di sconto usato ai fini del calcolo del valore attuale è il tasso al lordo delle imposte che riflette le valutazioni correnti del mercato del valore temporale del denaro nonché dei rischi specifici dell'immobilizzazione per i quali le stime dei flussi finanziari futuri non sono già state rettificate.
Tale tasso è stimato attraverso il tasso implicito utilizzato per attività similari o nelle contrattazioni correntemente presenti nel mercato.

Rimanenze

Il magazzino è costituito unicamente da materiali per la manutenzione e la costruzione di impianti.
Le rimanenze di magazzino sono inizialmente iscritte al costo di acquisto e successivamente valutate al minore tra il costo ed il corrispondente valore di realizzazione desumibile dal mercato.
Per costo di acquisto si intende il prezzo effettivo di acquisto più gli oneri accessori, con esclusione degli oneri finanziari.
Il costo di acquisto dei materiali include, oltre al prezzo del materiale, anche i costi di trasporto, dogana, altri tributi e gli altri costi direttamente imputabili a quel materiale. I resi, gli sconti commerciali, gli abbuoni e premi sono portati in diminuzione dei costi.
Il metodo di determinazione del costo adottato è il costo medio ponderato.
Ai fini della valutazione delle rimanenze di magazzino, il valore di realizzazione desumibile dall'andamento del mercato è rappresentato dal costo di sostituzione per le materie prime e sussidiarie. Sono altresì considerate le rimanenze di magazzino di materiali obsoleti o di lento movimento.
Sono pertanto oggetto di svalutazione le rimanenze di magazzino il cui valore di realizzazione desumibile dall'andamento del mercato è minore del relativo valore contabile. La svalutazione delle rimanenze obsolete o di lento movimento, se necessario, è effettuata tramite fondi di deprezzamento, che sono portati a diminuzione della parte attiva.
Qualora le cause che avevano determinato l'abbattimento del costo per adeguarsi al valore di realizzazione desumibile dal mercato dovessero venir meno, tale minore valore non viene mantenuto nei successivi bilanci e viene ripristinato attraverso un incremento delle rimanenze finali

di magazzino effettuato, nel rispetto del principio della prudenza, soltanto quando vi sia la certezza del recupero del valore tramite la vendita delle rimanenze in tempi brevi.

Crediti

I crediti iscritti in bilancio rappresentano diritti ad esigere ammontari di disponibilità liquide da clienti o da altri terzi e sono valutati secondo il valore presumibile di realizzazione.
Il valore nominale dei crediti è pertanto rettificato per tenere conto di perdite previste per inesigibilità, rettifiche di fatturazione, sconti e abbuoni e altre cause di minor realizzo.
Con riferimento alle perdite previste per inesigibilità, il valore nominale dei crediti è rettificato tramite un fondo di svalutazione per tenere conto della possibilità che il debitore non adempia integralmente ai propri impegni contrattuali. La stima del fondo svalutazione crediti avviene tramite l'analisi dei singoli crediti, con determinazione delle perdite presunte per ciascuna situazione di anomalia già manifesta o ragionevolmente prevedibile, e la stima, in base all'esperienza e ad ogni altro elemento utile, delle ulteriori perdite che si presume si dovranno subire sui crediti in essere alla data di bilancio. L'accantonamento al fondo svalutazione dei crediti assistiti da garanzie tiene conto degli effetti relativi all'escussione di tali garanzie.
Le rettifiche di fatturazione sono tenute in considerazione nel rispetto del principio della competenza e della prudenza mediante lo stanziamento di note credito da emettere rettificando i crediti ed i corrispondenti ricavi, ovvero mediante lo stanziamento di un apposito fondo rischi per i resi di merci o prodotti da parte dei clienti senza rettificare l'ammontare dei crediti.
Gli sconti e abbuoni commerciali che si stima saranno concessi al momento dell'incasso e le altre cause di minor realizzo sono oggetto anch'essi di apposito stanziamento. Gli sconti e abbuoni di natura finanziaria sono rilevati al momento dell'incasso.
La società non presenta crediti con scadenza superiore ai 12 mesi.
I crediti vengono cancellati dal bilancio quando i diritti contrattuali sui flussi finanziari derivanti dal credito sono estinti oppure quando la titolarità dei diritti contrattuali sui flussi finanziari derivanti dal credito è trasferita e con essa sono trasferiti sostanzialmente tutti i rischi inerenti al credito. Ai fini della valutazione del trasferimento dei rischi si tengono in considerazione tutte le clausole contrattuali.
Quando il credito è cancellato dal bilancio in presenza delle condizioni sopra esposte, la differenza fra il corrispettivo e il valore di rilevazione del credito (valore nominale del credito al netto delle eventuali perdite accantonate al fondo svalutazione crediti) al momento della cessione è rilevata a conto economico come perdita, salvo che il contratto di cessione non consenta di individuare altre componenti economiche di diversa natura.
I crediti oggetto di cessione per i quali non sono stati trasferiti sostanzialmente tutti i rischi rimangono iscritti in bilancio e sono assoggettati alle regole generali di valutazione sopra indicate. L'anticipazione di una parte del corrispettivo pattuito da parte del cessionario trova contropartita nello stato patrimoniale quale debito di natura finanziaria.
La Società presume non rilevanti gli effetti derivanti dall'applicazione del costo ammortizzato e dell'attualizzazione quando la scadenza dei crediti è entro i 12 mesi, tenuto conto anche di tutte le considerazioni contrattuali e sostanziali in essere alla rilevazione del credito, e i costi di transazione ed ogni differenza tra valore iniziale e valore nominale a scadenza sono di importo non significativo. In tale caso è stata omessa l'attualizzazione, gli interessi sono stati computati al nominale ed i costi

di transazione sono stati iscritti tra i risconti ed ammortizzati a quote costanti lungo la durata del credito a rettifica degli interessi attivi nominali.

Disponibilità liquide

Rappresentano i saldi attivi dei depositi bancari e postali, nonché il denaro e i valori in cassa alla chiusura dell'esercizio.
I depositi bancari e postali sono valutati al presumibile valore di realizzo, il denaro e i valori bollati in cassa al valore nominale.

Ratei e risconti attivi e passivi

I ratei attivi e passivi rappresentano rispettivamente quote di proventi e di costi di competenza dell'esercizio che avranno manifestazione finanziaria in esercizi successivi.
I risconti attivi e passivi rappresentano rispettivamente quote di costi e di proventi che hanno avuto manifestazione finanziaria nel corso dell'esercizio o in precedenti esercizi ma che sono di competenza di uno o più esercizi successivi.
Sono pertanto iscritti in tali voci soltanto quote di costi e proventi, comuni a due o più esercizi, l'entità dei quali varia in ragione del tempo fisico o economico.
Alla fine di ciascun esercizio sono verificate le condizioni che ne hanno determinato la rilevazione iniziale e, se necessario, sono apportate le necessarie rettifiche di valore. In particolare, oltre al trascorrere del tempo, per i ratei attivi è considerato il valore presumibile di realizzazione mentre per i risconti attivi è considerata la sussistenza del futuro beneficio economico correlato ai costi differiti.
All'interno di questa voce trovano collocazione, in particolare, i contributi da enti pubblici e privati che vengono portati a conto economico, anno dopo anno, per correlarli alle quote di ammortamento degli investimenti per i quali il contributo è stato concesso.

Trattamento di fine rapporto

Il trattamento di fine rapporto (TFR) rappresenta la prestazione cui il lavoratore subordinato ha diritto in ogni caso di cessazione del rapporto di lavoro, ai sensi dell'art. 2120 del Codice civile e tenuto conto delle modifiche normative apportate dalla Legge 27 dicembre 2006, n. 296. Esso corrisponde al totale delle indennità maturate, considerando ogni forma di remunerazione avente carattere continuativo, al netto degli acconti erogati e delle anticipazioni parziali erogate in forza di contratti collettivi o individuali o di accordi aziendali per le quali non ne è richiesto il rimborso. La passività per TFR è pari a quanto si sarebbe dovuto corrispondere ai dipendenti nell'ipotesi in cui alla data di bilancio fosse cessato il rapporto di lavoro. Gli ammontari di TFR relativi a rapporti di lavoro già cessati alla data di bilancio e il cui pagamento viene effettuato nell'esercizio successivo sono classificati tra i debiti.

Debiti

I debiti sono esposti in bilancio al loro valore nominale.
I debiti di natura commerciale sono inizialmente iscritti quando rischi, oneri e benefici significativi connessi alla proprietà sono stati trasferiti. I debiti relativi a servizi sono rilevati quando i servizi sono stati resi.

I debiti finanziari e quelli sorti per ragioni diverse dall'acquisizione di beni e servizi sono rilevati quando esiste l'obbligazione della società verso la controparte.
In presenza di estinzione anticipata, la differenza fra l'ammontare residuo del debito e l'esborso complessivo relativo all'estinzione è rilevata nel conto economico fra i proventi/oneri finanziari.
La Società presume non rilevanti gli effetti derivanti dall'applicazione del costo ammortizzato e dell'attualizzazione quando la scadenza dei debiti è entro i 12 mesi, tenuto conto anche di tutte le considerazioni contrattuali e sostanziali in essere alla rilevazione del debito, ed i costi di transazione ed ogni differenza tra valore iniziale e valore nominale a scadenza sono di importo non significativo.
In tale caso è omessa l'attualizzazione e gli interessi sono computati al nominale ed i costi di transazione sono iscritti tra i risconti ed ammortizzati a quote costanti lungo la durata del debito a rettifica degli interessi passivi nominali.

Ricavi e costi

I ricavi e i proventi, i costi e gli oneri sono iscritti al netto dei resi, degli abbuoni, degli sconti e dei premi nel rispetto al principio di competenza e di prudenza.
I ricavi per operazioni di vendita di beni o prestazioni di servizi sono rilevati quando il processo produttivo dei beni o dei servizi è stato completato e lo scambio è già avvenuto, ovvero si è verificato il passaggio sostanziale e non formale del titolo di proprietà.
Gli oneri finanziari sono addebitati per competenza e includono il differenziale relativo ai contratti stipulati al fine di ridurre i rischi derivanti dall'oscillazione dei tassi di interesse (interest rate swap).

Imposte sul reddito

Le imposte correnti sono calcolate sulla base di una realistica previsione del reddito imponibile dell'esercizio, determinato secondo quanto previsto dalla legislazione fiscale, e applicando le aliquote d'imposta in vigore alla data di bilancio.
Il relativo debito tributario è rilevato nello stato patrimoniale al valore nominale, al netto degli acconti versati, delle ritenute subite e dei crediti d'imposta compensabili e non richiesti a rimborso; nel caso in cui gli acconti versati, le ritenute ed i crediti eccedano le imposte dovute viene rilevato il relativo credito tributario.
Le imposte sul reddito differite e anticipate sono calcolate sull'ammontare cumulativo di tutte le differenze temporanee esistenti tra i valori delle attività e delle passività determinati con i criteri di valutazione civilistici ed il loro valore riconosciuto ai fini fiscali.
Le imposte differite relative a differenze temporanee imponibili correlate a partecipazioni in società controllate e a operazioni che hanno determinato la formazione di riserve in sospensione d'imposta non sono rilevate solo qualora siano soddisfatte le specifiche condizioni previste dal principio di riferimento.
Le imposte differite relative ad operazioni che hanno interessato direttamente il patrimonio netto non sono rilevate inizialmente a conto economico ma contabilizzate tra i fondi per rischi e oneri tramite riduzione della corrispondente posta di patrimonio netto.
Le imposte sul reddito differite e anticipate sono rilevate nell'esercizio in cui emergono le differenze temporanee e sono calcolate applicando le aliquote fiscali in vigore nell'esercizio nel quale le differenze temporanee si riverseranno, qualora tali aliquote siano già definite alla data di riferimento del bilancio diversamente sono calcolate in base alle aliquote in vigore alla data di riferimento del bilancio.

Le imposte anticipate sulle differenze temporanee deducibili e sul beneficio connesso al riporto a nuovo di perdite fiscali sono rilevate e mantenute in bilancio solo se sussiste la ragionevole certezza del loro futuro recupero, attraverso la previsione di redditi imponibili o la disponibilità di sufficienti differenze temporanee imponibili negli esercizi in cui le imposte anticipate si riverseranno.
Un'attività per imposte anticipate non contabilizzata o ridotta in esercizi precedenti, in quanto non sussistevano i requisiti per il suo riconoscimento o mantenimento in bilancio, è iscritta o ripristinata nell'esercizio in cui sono soddisfatti tali requisiti.
Nello stato patrimoniale le imposte differite e anticipate sono compensate quando ne ricorrono i presupposti (possibilità e intenzione di compensare), il saldo della compensazione è iscritto nelle specifiche voci dell'attivo circolante, se attivo, e dei fondi per rischi e oneri, se passivo.
In nota integrativa è presentato un prospetto delle differenze temporanee che hanno comportato la rilevazione di imposte differite e anticipate, specificando l'aliquota applicata e le variazioni rispetto all'esercizio precedente, gli importi addebitati o accreditati a conto economico o a patrimonio netto e le voci escluse dal calcolo nonché l'ammontare delle imposte anticipate contabilizzate in bilancio attinenti a perdite dell'esercizio o di esercizi precedenti e l'ammontare delle imposte non ancora contabilizzato.
Le imposte sul reddito anticipate sono calcolate sull'ammontare cumulativo di tutte le differenze temporanee esistenti tra i valori delle attività e delle passività determinati con i criteri di valutazione civilistici ed il loro valore riconosciuto ai fini fiscali.
Le imposte anticipate sulle differenze temporanee deducibili e sul beneficio connesso al riporto a nuovo di perdite fiscali sono rilevate e mantenute in bilancio solo se sussiste la ragionevole certezza del loro futuro recupero, attraverso la previsione di redditi imponibili o la disponibilità di sufficienti differenze temporanee imponibili negli esercizi in cui le imposte anticipate si riverseranno.

Fatti intervenuti dopo la chiusura dell'esercizio

I fatti intervenuti dopo la chiusura dell'esercizio che evidenziano condizioni già esistenti alla data di riferimento del bilancio e che richiedono modifiche ai valori delle attività e passività, secondo quanto previsto dal principio contabile di riferimento, sono rilevati in bilancio, in conformità al postulato della competenza, per riflettere l'effetto che tali eventi comportano sulla situazione patrimoniale e finanziaria e sul risultato economico alla data di chiusura dell'esercizio.
I fatti intervenuti dopo la chiusura dell'esercizio che indicano situazioni sorte dopo la data di bilancio, che non richiedono variazione dei valori di bilancio, secondo quanto previsto dal principio contabile di riferimento, in quanto di competenza dell'esercizio successivo, non sono rilevati nei prospetti del bilancio ma sono illustrati in nota integrativa, se ritenuti rilevanti per una più completa comprensione della situazione societaria
Il termine entro cui il fatto si deve verificare perché se ne tenga conto è la data di redazione del progetto di bilancio da parte degli Amministratori, salvo i casi in cui tra tale data e quella prevista per l'approvazione del bilancio da parte dell'Assemblea si verifichino fatti tali da rendere necessaria la modifica del progetto di bilancio.

ANALISI DELLE VOCI DI STATO PATRIMONIALE

ATTIVO

B. IMMOBILIZZAZIONI

B.I IMMOBILIZZAZIONI IMMATERIALI

Le immobilizzazioni immateriali sono così costituite:

Descrizione	31-dic-25	31-dic-24	Variazioni
Costi di impianto e di ampliamento	0	0	0
Diritti di brevetto industriale e di utilizzo di opere d'ingegno	113	37.212	(37.099)
Altre	57.220	85.014	(27.794)
Totale	**57.333**	**122.227**	**(64.894)**

Descrizione	Valori al 31/12/2025		
	Costo storico	F.do amm.to	Valore netto
Costi di impianto e di ampliamento	14.956	(14.956)	0
Diritti di brevetto industriale e di utilizzo di opere d'ingegno	5.113.483	(5.113.370)	113
Altre	1.136.081	(1.078.861)	57.220
Totale	**6.264.520**	**(6.207.187)**	**57.333**

Le acquisizioni dell'esercizio sono riassunte nella seguente tabella:

Descrizione	Valore al 31/12/24	AcquisizionI	Valore al 31/12/25
Costi di impianto e di ampliamento	14.956		14.956
Diritti di brevetto industriale e di utilizzo di opere d'ingegno	5.113.483	0	5.113.483
Altre	1.135.788	293	1.136.081
Totale	**6.264.227**	**293**	**6.264.519**

La movimentazione del fondo ammortamento è illustrata nella seguente tabella:

Descrizione	Valore al 31/12/24	Amm.to	Valore al 31/12/25
Costi di impianto e di ampliamento	14.956	-	14.956
Diritti di brevetto industriale e di utilizzo di opere d'ingegno	5.076.271	37.099	5.113.370
Altre	1.050.774	28.087	1.078.861
Totale	**6.142.000**	**65.186**	**6.207.187**

La voce “costi impianto e ampliamento” comprende le spese sostenute per la costituzione della società.
La voce “diritti di brevetto industriale e di utilizzo di opere di ingegno” comprende l’acquisto di software dalla società ESTRA SPA.
La voce “altre immobilizzazioni” comprende oneri pluriennali il cui beneficio si manifesterà in più di un esercizio e sono relative a costi per sicurezza e qualità e progetto per gara.

B.II IMMOBILIZZAZIONI MATERIALI
Le immobilizzazioni materiali sono prevalentemente costituite dalle dotazioni patrimoniali legate alla distribuzione gas.

Descrizione	Valori al 31/12/2025		
	Costo storico	F.do amm.to	Valore netto
Impianti e macchinari	87.179.900	(33.234.586)	53.945.313
Attrezzature, industriali e commerciali	1.587.916	(1.295.364)	292.552
Altri beni	191.158	(159.491)	31.667
Immobilizzazioni in corso	662.547	-	662.547
Totale	**89.621.520**	**(34.689.442)**	**54.932.079**

Le movimentazioni delle immobilizzazioni materiali sono le seguenti:

	Descrizione	Valore al 1.1.2025	Investimenti anno 2025	Riclassifiche	Dismissioni	Valore al 31.12.2025
1	**Terreni e fabbricati**					
2	**Impianti e macchinari**	**80.842.491**	**5.680.029**	**1.082.249**	**(424.869)**	**87.179.900**
	Allacciamenti gas	28.067.464	1.537.709			29.605.173
	Condotte gas	33.376.874	2.128.707	968.536	(30.021)	36.444.096
	Contatori gas	1.443.516	104.155		(62.586)	1.485.086
	Contatori gas elettronici	12.899.029	1.303.200	113.713	(332.262)	13.983.680
	Serbatoi gas	154.210				154.210
	Stazioni decompressione gas	4.901.397	606.257			5.507.655
3	**Attrezzature industriali e commerciali**	**1.535.405**	**52.511**			**1.587.916**
	Attrezzatura	994.048	52.511			1.046.559
	Impianti di telecontrollo	293.155				293.155
	Autovetture	248.202				248.202
4	**Altri beni**	**191.158**				**191.158**
	Hardware	171.485				171.485
	Mobili e arredi	19.672				19.672
5	**Immobilizzazioni in corso e acconti**	**1.472.655**	**272.141**	**(1.082.249)**		**662.547**
	Immobilizzazioni in corso	1.472.655	272.141	(1.082.249)		662.547
	TOTALE	**84.041.708**	**6.004.681**		**(424.869)**	**89.621.520**

Le movimentazioni dei fondi ammortamento sono state le seguenti:

	Descrizione	Valore al 1.1.2025	Dismissioni	Riclassifiche	Amm.ti e svalutazioni	Valore al 31.12.2025
1	**Terreni e fabbricati**					
2	**Impianti e macchinari**	**30.954.594**	**(372.839)**		**2.652.831**	**33.234.586**
	Allacciamenti gas	8.533.954			820.223	9.354.176
	Condotte gas	14.577.556	(6.742)		562.407	15.133.222
	Contatori gas	1.109.460	(52.600)		42.902	1.099.762
	Contatori gas elettronici	4.416.810	(313.497)		995.797	5.099.110
	Serbatoi gas	154.210				154.210
	Stazioni decompressione gas	2.162.603			231.503	2.394.106
3	**Attrezzature industriali e commerciali**	**1.229.524**			**65.841**	**1.295.364**
	Attrezzatura	746.146			54.853	800.999
	Impianti di telecontrollo	238.651			8.076	246.726
	Autovetture	244.727			2.912	247.640
4	**Altri beni**	**147.111**			**12.380**	**159.491**
	Hardware	134.875			11.000	145.875
	Mobili e arredi	12.236			1.380	13.616
	TOTALE	**32.331.229**	**(372.839)**		**2.731.052**	**34.689.442**

L'importo di euro 995.797 relativo al valore dell'ammortamento dei misuratori elettronici è composto per euro 885.540 da ammortamenti e euro 110.257 per svalutazione sui misuratori elettronici. Tale svalutazione che si è resa necessaria perché sono emersi dei malfunzionamenti di un numero rilevante di misuratori che porteranno ad una loro sostituzione, secondo un piano scaglionato, prima del termine della loro vita utile.
Il valore della svalutazione è stato imputato nel conto economico come perdita durevole di valore nella voce B 10 c).

I principali investimenti hanno riguardato l'installazione dei contatori elettronici, secondo quanto previsto dalla delibera 631/2013, le attività relative agli allacciamenti sulla rete e rinnovamenti condotte.

C. ATTIVO CIRCOLANTE

C.I RIMANENZE

Le rimanenze sono così costituite:

Descrizione	31-dic-25	31-dic-24	Variazione
Materi prime, sussidiarie e di consumo	1.003.726	1.323.789	(320.063)
Totale	**1.003.726**	**1.323.789**	**(320.063)**

Il valore si riferisce alle giacenze di materiali, rilevate fisicamente alla data di chiusura del bilancio, utilizzati per la gestione operativa. Di seguito la movimentazione dell'esercizio:

Descrizione	Valore al 31.12.25
Rimanenze iniziali al 31/12/2023	1.323.789
Acquisti per magazzino	568.808
Prelievi da magazzino	(888.870)
Rimanenze finali al 31/12/2024	**1.003.726**

Totale variazione delle rimanenze	**(320.063)**

C.II. CREDITI

Descrizione	31-dic-25	31-dic-24	Variazioni
Verso clienti	4.350.756	3.473.828	876.928
Verso controllanti	85.515	47.637	37.878
Verso imprese sottoposte al controllo delle controllanti	2.747.445	2.470.034	277.411
Crediti tributari	161	2.768	(2.607)
Imposte anticipate	1.887.729	1.799.448	88.281
Verso altri	3.828.792	4.840.249	(1.011.457)
Totale	**12.900.397**	**12.633.964**	**266.434**

Il saldo è così suddiviso secondo le scadenze:

Descrizione	Entro 12 mesi	Oltre 12 mesi	Oltre 5 anni	Totale
Verso clienti	4.350.756			4.350.756
Verso controllanti	85.515			85.515
Verso imprese sottoposte al controllo delle controllanti	2.747.445			2.747.445
Crediti tributari	161			161
Imposte anticipate	695.699	1.192.030		1.887.729
Verso altri	3.828.792			3.828.792
Totale	**11.708.368**	**1.192.030**	**0**	**12.900.398**

I servizi erogati dalla società sono rivolti esclusivamente a clienti presenti sul territorio nazionale e prevalentemente per servizio di vettoriamento gas e prestazioni accessorie.
Non ci sono crediti in valuta diversa dall'euro.

Il dettaglio dei crediti verso clienti è illustrato nella tabella successiva:

Descrizione	31-dic-25	31-dic-24	Variazioni
Crediti documentati da fatture	2.036.522	1.612.210	424.312
Fatture da emettere	2.354.668	1.906.362	448.306
Fondo svalutazione crediti	(40.433)	(44.743)	4.310
Totale	**4.350.756**	**3.473.828**	**876.928**

Nel corso dell'esercizio, il fondo svalutazione è stato utlizzato per euro 4.310 e ammonta a euro 40.433 si seguito la movimentazione:

Movimento fondo svalutazione crediti	
Saldo al 1/1/2025	44.743
Utilizzo per stralcio credito	(4.310)
Saldo al 31/12/2025	**40.433**

Il conto **crediti verso controllanti**, esigibili entro l'anno successivo, presentano un saldo pari ad euro 85.515 così costituito:

Descrizione	31-dic-25	31-dic-24	Variazioni
Crediti vs Centria	49.990	47.637	2.353
Crediti vs Plures	28.604	0	28.604
Crediti vs Estra	6.921	0	6.921
Totale	**85.515**	**47.637**	**37.878**

I **crediti verso imprese sottoposte al controllo delle controllanti** sono pari a euro 2.747.445, così costituiti:

Descrizione	31-dic-25	31-dic-24	Variazioni
Crediti vs Prometeo	2.690.234	2.416.536	273.698
Crediti vs Murgia reti gas	0	4.949	(4.949)
Crediti vs Estra Energie	57.211	48.549	8.662
Totale	**2.747.445**	**2.470.034**	**277.411**

I crediti verso le società Prometeo ed Estra Energie sono relativi a fatture emesse per vettoriamento.

I **crediti tributari** sono pari a euro 161, così costituiti:

Descrizione	31-dic-25	31-dic-24	Variazioni
Altri crediti	161	2.768	(2.607)
Totale	**161**	**2.768**	**(2.607)**

I **crediti per imposte anticipate** sono pari a euro 1.887.727, come di seguito rappresentati:

Descrizione	Valore al 31/12/24	Incremento	Diminuzione	Valore al 31/12/25
Crediti per imposte anticipare	1.799.448	164.588	(76.307)	1.887.729
Totale	**1.799.448**	**164.588**	**(76.307)**	**1.887.729**

Si evidenziano le differenze temporanee sorte emergenti dagli accantonamenti e dalle svalutazioni che determineranno un recupero di imposte nei successivi esercizi:

Imposte anticipate	Ammontare delle differenze temporanee IRES 2025	Effetto fiscale (aliquota IRES 24%)	Effetto fiscale (aliquota IRAP 5,03%)	Ammontare delle differenze temporanee IRES 2024	Effetto fiscale (aliquota IRES 24%)	Effetto fiscale (aliquota IRAP 5,03%)
Compensi Amministratori non ancora pagati	21.000	5.040		18.269	4.385	
Risconti su contributi	1.015.628	243.751		1.038.918	249.340	
Premio produttività	206.155	49.477		209.524	50.286	
Svalutazione immobilizzazioni	172.345	41.363	8.669	413.160	99.158	20.782
Ammortamenti	5.192.861	1.246.287		4.649.733	1.115.936	
Accantonamenti	1.013.858	243.326	49.817	898.179	215.563	43.998
Totale	**7.621.846**	**1.829.243**	**58.486**	**7.227.782**	**1.734.667**	**64.780**

I **crediti verso altri**, esigibili entro l'anno successivo, sono così costituiti:

Descrizione	31-dic-25	31-dic-24	Variazioni
Cassa Conguaglio Settore Elettrico	3.409.870	4.458.121	(1.048.251)
Crediti vs. Comuni per gare	316.980	316.980	0
Crediti minori	101.941	65.148	36.793
Totale	**3.828.792**	**2.147.026**	**1.681.765**

La voce "**Crediti verso Cassa Conguaglio Settore Elettrico**" è relativa a:

- Credito per incentivo per la sicurezza relativo all'anno 2025 e precedenti, per euro 1.233.857.;
- Credito relativo al riconoscimento oneri sostenuti per la disalimentazione PDR per l'anno 2025, per euro 861;
- Credito per titoli di efficienza energetica anno 2025, per euro 43.906;
- Credito per le componenti delle quote di fatturazione del vettoriamento relativo al 5° e 6° bimestre 2025 per euro 320.601;

- Credito per riconoscimento quote ammortamento residue per dismissioni contatori tradizionali per euro 19.553;
- Credito per verifiche metrologiche per euro 163.074;
- Credito per perequazione anno 2025 per euro 1.517.903;
- Credito per applicazione delibera 737/2022 dell'Autorità relativa al riconoscimento del valore residuo dei misuratori elettronici installati negli anni 2012/2016 dismessi anticipatamente per euro 110.115.

La voce "**Crediti verso Comuni per gara**" accoglie i versamenti effettuati al comune di Ancona quale anticipo come stazione appaltante per la partecipazione alle gare d'ambito.

ATTIVITA FINANZIARIE CHE NON COSTITUISCONO IMMOBILIZZAZIONI

I crediti per Cash pooling presentano, alla data del 31 dicembre 2025, un saldo pari ad euro 2.363.978.

DISPONIBILITA' LIQUIDE

Le disponibilità liquide alla data del 31 dicembre 2025 ammontano a euro 68.475 e risultano composte quasi esclusivamente da depositi bancari e postali. Per maggiori dettagli si rimanda alla sezione "principali dati finanziari" della relazione della gestione.

RATEI E RISCONTI ATTIVI

I ratei e risconti attivi presentano un saldo al 31 dicembre 2025 pari a euro 11.417 e sono relativi a costi di bolli auto e noleggi con scadenza 2026 e pagamenti di assicurazioni di competenza 2026.

PASSIVO

A. PATRIMONIO NETTO

Il patrimonio netto ammonta a € 39.870.322 ed è così composto:

Descrizione	Capitale	Riserva legale	Riserva straordinaria	Riserva per rivalutazione	Utile a nuovo	Utile d'esercizio	Patrimonio netto
31 dicembre 2023	**21.134.840**	**588.247**	**1.155.831**	**12.039.068**	**0**	**1.532.439**	**36.393.208**
Destinazione risultato		73.761					
Distribuzione dividendi						(1.401.461)	(1.401.461)
Risultato d'esercizio						2.562.357	2.562.357
31 dicembre 2024	**21.134.840**	**662.008**	**1.155.831**	**12.039.068**	**-**	**2.693.335**	**37.554.104**
Destinazione risultato		128.118					
Distribuzione dividendi					1.217.119	(2.434.239)	(1.217.120)
Risultato d'esercizio						3.533.338	3.533.338
31 dicembre 2025	**21.134.840**	**790.126**	**1.155.831**	**12.039.068**	**1.217.119**	**3.792.434**	**39.870.322**

Riserva di rivalutazione

A seguito dell'operazione di rivalutazione dei valori civilistici e fiscali avvenuta nell'esercizio 2020, è stata creata una riserva di rivalutazione in sospensione d'imposta pari all'importo rivalutato (euro 12.411.410) al netto dell'imposta sostitutiva (euro 372.342) per un importo quindi di euro 12.039.068.

Le poste del Patrimonio netto sono così distinte secondo l'origine, la possibilità di utilizzo e di distribuzione ai soci:

Descrizione	Importo	Possibilità di utilizzo*	Vincoli alla distribuibilità**	Liberamente distribuibili
Capitale				
Capitale	21.134.840			
Riserve di utile				
Riserva legale	790.126	B	790.126	
Riserva straordinaria	1.155.831	A, B, C,		1.155.831

(*) A: Aumento di capitale; B: Copertura perdite; C: Distribuzione ai soci
(**) Art. 2430 c.c., Art. 2431 c.c., Art. 2426 c.c.

B. FONDO RISCHI E ONERI

Il fondo rischi presenta un saldo pari a € 1.398.939:

Descrizione	31-dic-24	Accantonamento	Utilizzi	31-dic-25
Fondo rischi per TEE	259.843	0	0	259.843
Fondo rischi meccanismo incentivi/penalità	380.961	0	0	380.961
Fondo rischi per Del 269 Area mancate letture	6.726	0	0	6.726
Fondo rischi diversi	635.731	115.677	0	751.408
Totale	**1.283.261**	**115.677**	**0**	**1.398.939**

Il fondo accoglie accantonamenti:

- destinati a coprire passività di probabile manifestazione nei confronti della Cassa Conguaglio Settore Elettrico per le quali non sono note né la data di manifestazione temporale che l'entità precisa del rischio potenziale;
- a copertura dei rischi regolatori concernenti il meccanismo incentivi e penalità (Del. 569/2019 e successive) con specifico riferimento all'impianto con più PDR serviti (Ancona);
- accantonamenti per interessi passivi che la società potrebbe dover corrispondere per il ritardato pagamento di poste debitorie oggetto di contestazione, in caso di soccombenza;
- a copertura di rischio per l'applicazione della delibera 269/2022 dell'Autorità per indennizzi di mancate letture dei contatori elettronici nei tempi previsti dal TIVG.

Gli accantonamenti dell'esercizio sono stati contabilizzati alle voci di costo del conto economico di pertinenza, dovendo prevalere il criterio di classificazione per natura dei costi..

C. TRATTAMENTO DI FINE RAPPORTO LAVORO SUBORDINATO

Il movimento del fondo nell'esercizio è stato il seguente:

Descrizione	
Saldo al 1/1/2025	470.331
Accantonamento annuo per rivalutazione fondo	10.904
Decremento per dimissioni e pensionamenti	(32.005)
Imposta sostitutiva di competenza	(1.855)
Saldo al 31/12/2025	**447.375**

L'accantonamento mensile è versato completamente ai fondi di previdenza e al fondo INPS.
I decrementi sono dovuti ad un pensionamento.

D.DEBITI

Il saldo dei debiti è così composto:

Descrizione	31-dic-25	31-dic-24	Variazioni
Verso banche	828.749	1.649.507	(820.759)
Verso soci finanziatori	8.000.000	0	8.000.000
Verso fornitori	6.673.481	5.760.490	912.991
Verso controllanti	1.695.383	8.866.117	(7.170.734)
Verso imprese sottoposte al controllo della controllante	2.512.772	2.643.033	(130.261)
Debiti tributari	499.223	474.214	25.009
Debiti istituti di previdenza	277.450	265.838	11.612
Altri debiti	4.834.714	3.399.489	1.435.226
Totale	**25.321.772**	**23.058.687**	**2.263.086**

I debiti sono così suddivisi secondo la scadenza:

Descrizione	Entro 12 mesi	Oltre 12 mesi	Oltre 5 anni	Totale
Verso banche	828.749			828.749
Verso soci finanziatori		8.000.000		8.000.000
Verso fornitori	6.673.481			6.673.481
Verso controllanti	1.695.383			1.695.383
Verso imprese sottoposte al controllo della controllante	2.512.772			2.512.772
Debiti tributari	499.223			499.223
Debiti istituti di previdenza	277.450			277.450
Altri debiti	4.834.714			4.834.714
Totale	**17.321.773**	**8.000.000**	**0**	**25.321.773**

I debiti della società sono tutti verso soggetti residenti in Italia.

I **debiti verso le banche** ammontano ad euro 828.749 tutti scadenti entro l'anno successivo e si riferiscono al residuo debito del mutuo contratto con banco BPM.

I **debiti vs soci finanziatori** ammontano ad euro 8.000.000 e sono relativi ad un finanziamento erogato da Estra S.p.A. con scadenza 30/04/2030

I **debiti verso fornitori** risultano così composti:

Descrizione	31-dic-25	31-dic-24	Variazioni
Debiti documentati da fatture	1.788.464	652.545	1.135.919
Fatture da ricevere	4.885.017	5.107.945	(222.928)
Totale	**6.673.481**	**5.760.490**	**912.991**

La voce è principalmente rappresentata da debiti legati alla gestione ed alla fornitura di beni e servizi necessari allo svolgimento dell'attività di distribuzione gas e ai debiti maturati in virtù delle concessioni per il servizio di distribuzione nei Comuni.

I **debiti verso controllanti** presentano un saldo di € 1.695.383 relativo a debiti per fatture ricevute o da ricevere per prestazione effettuate dai soci.

Descrizione	31-dic-25	31-dic-24	Variazioni
Debiti vs Estra S.p.A.	349.489	7.769.592	(7.420.103)
Debiti vs Plures S.p.A.	587.884	523.877	64.007
Debiti vs. Centria S.r.l.	758.010	572.648	185.362
Totale	**1.695.383**	**8.866.117**	**(7.170.734)**

I debiti verso imprese sottoposte al controllo delle controllanti presentano un saldo di € 2.512.772 e sono illustrati nella seguente tabella:

Descrizione	31-dic-25	31-dic-24	Variazioni
Debiti vs Prometeo S.p.a.	2.342.064	2.337.102	4.962
Debiti vs Estracom S.r.l.	75.146	210.115	(134.969)
Debiti vs Estra Energie S.r.l.	95.562	95.815	(253)
Totale debiti verso controllanti	**2.512.772**	**2.643.033**	**(130.261)**

I debiti verso Estra Energie e Prometeo sono relativi a depositi cauzionali versati per vettoriamento e altre spese ordinarie. I debiti verso Estracom sono relativi a fatture ricevute per traffico telefonico.

Il saldo dei **debiti tributari** risulta pari a euro 499.223 ed è così dettagliato:

Descrizione	31-dic-25	31-dic-24	Variazioni
Irap	26.617	47.652	(21.035)
Ires	333.358	245.430	87.928
Altri tributi	3.924	0	3.924
IVA	79.379	123.677	(44.298)
Ritenute su lavoratori	55.945	57.454	(1.509)
Totale	**499.223**	**474.214**	**25.009**

I **debiti verso istituti previdenziali** ammontano a euro 277.450.

Il dettaglio degli **altri debiti** è riportato nello schema seguente:

Descrizione	31-dic-25	31-dic-24	Variazioni
Debiti verso CCSE	4.056.710	2.731.282	1.325.428
Debiti verso il personale	254.797	243.315	11.483
Debiti per Mutuo Cassa PPD Comune di Falconara	122.360	125.845	(3.484)
Debiti diversi	400.847	299.047	101.800
Totale	**4.834.714**	**3.399.489**	**1.435.226**

La voce "**Debiti verso il personale**" accoglie il rateo ferie non godute nell'anno 2025 ed il premio di risultato per l'anno 2025 da erogarsi nel 2026.
La voce "**Debiti verso Cassa Conguaglio Settore Elettrico**" si riferisce alle componenti da versare nell'anno 2025.
La voce "**Debiti per Mutuo CCPP Comune di Falconara**" è stato riclassificato da debiti vs banche a Debiti diversi in quanto un debito nei confronti del Comune di Falconara intestataria del mutuo con la DDPP.

D. RATEI E RISCONTI PASSIVI

Descrizione	Valore al 31.12.24	Incrementi	Decrementi	Valore al 31.12.25
Risconti passivi per contributi c/allacci	2.752.487	177.142	(80.776)	2.848.854
Risconti passivi per contributi c/lavori	1.387.664	72.384	(35.012)	1.425.035
Risconti passivi per contributi c/impianti	25.874		(765)	25.109
Totale	**4.166.025**	**249.526**	**(116.553)**	**4.298.998**

I risconti passivi sono relativi a contributi di allacciamenti e lavori da parte dei clienti che vengono accreditati gradatamente a conto economico alla voce A5, in relazione alla residua possibilità di utilizzazione dei cespiti a cui si riferiscono.

ANALISI DELLE VOCI DI CONTO ECONOMICO

A. VALORE DELLA PRODUZIONE

Descrizione	31-dic-25	31-dic-24	Variazioni
Ricavi da vendite e prestazioni	17.136.851	16.102.871	1.033.980
Incrementi di imm.ni per lavori interni	2.239.397	2.149.167	90.230
Altri ricavi e proventi	2.304.944	2.212.333	92.611
Totale	**21.681.192**	**20.464.370**	**1.216.822**

I **ricavi dalle vendite e prestazioni** sono così ripartiti:

Descrizione	31-dic-25	31-dic-24	Variazioni
Quota variabile vettoriamento gas	5.760.675	5.820.361	(59.686)
Quota fissa vettoriamento gas	9.447.454	9.521.414	(73.960)
Altri ricavi	1.928.721	761.096	1.167.625
Totale	**17.136.851**	**16.102.871**	**1.033.979**

La società Edma Reti Gas ha esclusivamente ricavi gas per vettoriamento e prestazioni a società di vendita.

Di seguito vengono riportati i ricavi da vendite e prestazioni suddivisi per area geografica:

Area geografica	Importo al 31/12/2025
Regione Marche	17.136.851
Totale	**17.136.851**

Nella voce “incrementi di immobilizzazioni per lavori interni” si è provveduto a rilevare solo le capitalizzazioni dei costi interni sostenuti per la realizzazione degli investimenti aziendali effettuati in economia come previsto dai principi contabili.

Gli **altri ricavi e proventi** risultano così composti:

Descrizione	31-dic-25	31-dic-24	Variazioni
Quota contributi in conto impianti riscontati	116.553	107.696	8.858
Ricavi per titoli efficienza energetica	1.292.760	1.659.064	(366.304)
Proventi vari	895.630	445.573	450.057
Totale	**2.304.944**	**2.212.333**	**92.611**

La voce "ricavi per titoli efficienza energetica" è relativa ai titoli presenti nel conto deposito intestato al Gestore Mercato Elettrico. Per maggiore completezza circa l'andamento dei titoli di efficienza energetica si rimanda a quanto scritto nella Relazione sulla Gestione.

La voce "proventi vari" è relativa:

- incentivi riconosciuti da ARERA per risparmio energetico;
- contributi per copertura costi telelettura e telecontrollo riconosciuto da ARERA.

COSTI DELLA PRODUZIONE

Descrizione	31-dic-25	31-dic-24	Variazioni
Materie prime, sussidiarie e di consumo	1.040.216	1.168.694	(128.479)
Servizi	3.073.821	3.123.552	(49.731)
Godimento beni di terzi	4.611.280	4.726.793	(115.513)
Personale	2.845.906	2.701.285	144.621
Ammortamenti e svalutazioni	2.796.238	2.631.364	164.875
Variazione delle rimanenze di materie prime	320.063	174.754	145.309
Oneri diversi di gestione	1.651.352	1.984.663	(333.311)
Totale	**16.338.875**	**16.511.105**	**(172.230)**

Costi per materie prime, sussidiarie, di consumo e di merci

I costi per materie prime sono strettamente correlati ai ricavi e sono relativi al costo per l'acquisto dei materiali necessari all'erogazione del servizio di distribuzione del gas.

Costi per servizi

I costi per servizi sono così costituiti:

Descrizione	31-dic-25	31-dic-24	Variazioni
Prestazioni professionali	138.325	289.905	(151.581)
Servizi di manutenzione	(307.291)	(249.887)	(57.404)
Servizi per gestione clientela	702.163	713.793	(11.630)
Assicurativi	62.233	68.289	(6.056)
Contratto di service	1.915.017	1.644.386	270.630
Compensi e spese organi aziendali	102.628	97.357	5.271
Commissioni bancarie e postali	41.239	73.423	(32.184)
Servizi del personale	294.300	343.022	(48.722)

Postali e telefoniche	91.352	84.008	7.344
Energie	25.363	27.708	(2.345)
Altri servizi industriali e non industriali	8.492	31.547	(23.055)
Totale	**3.073.821**	**3.123.552**	**(49.731)**

Costi per godimento beni di terzi

Tale voce comprende i costi sostenuti per canoni di noleggio, affitti, locazioni, canoni di concessione dei servizi dei comuni, come di seguito rappresentato:

Descrizione	31-dic-25	31-dic-24	Variazioni
Canoni di concessione per la gestione dei servizi	4.398.433	4.441.273	(42.840)
Fitti passivi	112.734	113.647	(913)
Noleggi veicoli	54.879	72.557	(17.678)
Canoni concessionali attraversamenti	40.921	54.014	(13.093)
Noleggi Vari	4.312	45.302	(40.990)
Totale	**4.611.280**	**4.726.793**	**(115.514)**

La voce "Canoni di concessione per la gestione dei servizi" si riferisce ai canoni erogati ai Comuni per l'utilizzazione delle reti e degli impianti, come previsto nei contratti d'uso sottoscritti fra le parti.

Costi del personale

L'onere del personale è comprensivo del costo per ferie maturate nel corso dell'anno e non godute, per premi di risultato e retribuzione variabile incentivante maturati al 31.12.2025 e da corrispondere nel 2026.

Descrizione	31-dic-25	31-dic-24	Variazioni
Retribuzioni in denaro	2.011.736	1.901.933	109.803
Oneri previdenziali a carico azienda	682.102	652.771	29.331
Trattamento di fine rapporto	146.449	140.815	5.634
Altri costi	5.619	5.765	(147)
Totale	**2.845.906**	**2.701.285**	**144.621**

Nella tabella sottostante è riportato l'organico giuridico dei dipendenti al 31 dicembre 2025 con la ripartizione per qualifica.

Qualifica	31/12/2025	31/12/2024
Quadri	2	2
Impiegati e Tecnici	28	25
Operai	24	21
TOTALE	**54**	**51**

Ammortamenti e svalutazioni

Descrizione	31-dic-25	31-dic-24	Variazioni
Ammortamenti immobilizzazioni immateriali	65.186	92.362	(27.176)
Ammortamenti immobilizzazioni materiali	2.620.794	2.437.282	183.512
Accantonamento al fondo svalutazione beni	110.257	101.719	8.538
Totale	**2.796.238**	**2.631.364**	**164.875**

Le aliquote di ammortamento applicate sono state riportate nella sezione “criteri di valutazione” della presente nota integrativa.

Oneri diversi di gestione

Descrizione	31-dic-25	31-dic-24	Variazioni
Oneri tributari	13.271	54.699	(41.428)
indennizzi per mancato rispetto limiti	92.336	75.738	16.598
Acquisto titoli efficienza energetica	1.292.596	1.656.496	(363.900)
Minusvalenze beni patrimoniali	52.030	59.262	(7.232)
Altri oneri diversi di gestione	201.119	138.469	62.651
Totale	**1.651.352**	**1.984.663**	**(333.312)**

La voce “acquisti titoli di efficienza energetica” è relativa ai costi sostenuti per l’acquisto di titoli TEE per l’ottenimento dei certificati per il risparmio energetico per adempiere l’obbligo del 2024

C. PROVENTI E ONERI FINANZIARI

Il saldo dei proventi e oneri finanziari risulta negativo per € 453.477 e si riferisce principalmente agli interessi passivi su mutui e su cash pooling.

E. IMPOSTE

La voce presenta un saldo di € 1.355.502 ed è così composta:

Descrizione	31-dic-25	31-dic-24	Variazioni
Imposta IRES	1.185.450	855.402	330.048
Sopravvenienze imposte IRES	0	(4.061)	4.061
Imposta IRAP	258.333	187.330	71.003
Sopravvenienze imposte IRAP		3.626	(3.626)
Imposte anticipate	(88.281)	(65.250)	(23.031)
Totale	**1.355.502**	**977.048**	**378.455**

Di seguito è riportato un prospetto di riconciliazione tra l'onere fiscale da bilancio e l'onere fiscale teorico.

Riconciliazione tra onere fiscale da bilancio e onere fiscale teorico

Descrizione	IRES	Imposta
Risultato prima delle imposte	4.888.840	
Onere fiscale teorico (%)	24,00%	
Ires teorica		**1.173.322**
Variazioni in aumento		
Compensi amministratori non pagati	21.000	
Premio di produzione da erogare al personale	206.155	
Spese per mezzi di trasporto indeducibili	145.210	
Svalutazione Immobilizzazioni	110.257	
Ammortamenti non deducibili	543.128	
Accantonamento al fondo rischi	115.677	
Spese di rappresentanza	10.572	
Altre variazioni minori	9.341	
Totale	**1.161.340**	**278.722**
Variazioni in diminuzione		
Compensi amministratori pagati	(18.269)	
Iperammortamento	(478.842)	
Quota IRAP	(29.808)	
Quota risconti su contributi allacci	(23.290)	
Svalutazione immobuilizzazioni	(351.072)	
Utilizzo fondo rischi	0	
Premio produttività personale erogato 2019	(209.524)	
Totale	**(1.110.805)**	**(266.593)**
Imponibile fiscale	4.939.375	
Onere fiscale effettivo	**24,25%**	**1.185.450**

Operazioni con parti correlate

Ai sensi dell'art. 2427, comma 1, numero 22-bis c.c., si evidenzia che la società ha in essere operazioni con parti correlate, rappresentate principalmente dalle transazioni con i soci e con le società a cui fanno capo i soci, formalizzate mediante contratti Intercompany. Tali operazioni presentano natura differente e, di conseguenza, una diversa modalità di determinazione delle relative condizioni economiche. Per un dettaglio di tali operazioni, si rimanda alla relazione sulla gestione.

Strumenti Derivati

La Società non ha in essere contratti derivati alla fine dell'esercizio 2025.

Fatti intervenuti dopo la chiusura dell'esercizio

Si rimanda a quanto scritto nella Relazione sulla Gestione.

Informazioni ex art. 1, comma 125, della legge 4 agosto 2017 n. 124

In adempimento dell'obbligo informativo introdotto dalla normativa in oggetto al presente paragrafo vengono disposte in forma tabellare, le informazioni relative alle somme percepite da pubbliche amministrazioni, da altri soggetti pubblici e/o da società a partecipazione pubblica, secondo le indicazioni fornite dal Ministero del Lavoro con circolare n. 2 dell'11/01/2019, sebbene in merito a tale obbligo non siano stati ancora definiti in modo chiaro e preciso i relativi ambiti di applicazione e persistano dubbi interpretativi come rilevato da Assonime con circolare n. 5 del 22/02/2019 nonché dal C.N.D.C.E.C. con documento del 15/03/2019.

Di seguito si indicano gli importi incassati nell'anno:

Ente Beneficiario	Ente Percepiente	Importo	Descrizione contratto	Data Incasso
Edma RetiGas S.r.l.	A.N.A.S. S.P.A. PI 02133681003	67.800,00 €	SS16 ADRIATICA - Nuovo collegamento Viario della S.S.16 "Adriatica" con il Porto di Ancona. Risoluzione interferenze	17/06/2025

Informazioni

Ai sensi di legge si evidenziano i compensi complessivi spettanti agli amministratori e ai membri del Collegio sindacale, oltre che alla società di revisione.

Qualifica	Compensi
Amministratori	48.000
Collegio sindacale	35.894
Società di revisione	13.287

Destinazione utile d'esercizio

Si propone all'Assemblea di così destinare il risultato d'esercizio:

Utile d'esercizio	Valore
A riserva legale (5%)	176.667
A distribuzione utile a soci 40%	1.272.002
A riserva straordinaria 60%	2.084.669
	3.533.338

Il presente bilancio, composto da Stato patrimoniale, Conto economico, Nota integrativa e Rendiconto Finanziario, rappresenta in modo veritiero e corretto la situazione patrimoniale e finanziaria nonché il risultato economico dell'esercizio e corrisponde alle risultanze delle scritture contabili.

Per il Consiglio di Amministrazione
L'Amministratore Delegato
Marco Bianchini