



Relazione e Bilancio d'esercizio
al 31 dicembre 2023

Relazione sulla gestione

- 4 Lettera agli azionisti
- 5 Profilo dell'anno
- 6 Il servizio di distribuzione gas
- 9 Quadro tariffario

- 15 Commento alla situazione economico, finanziaria e patrimoniale
- 20 Fattori di rischio e di incertezza
- 22 Evoluzione prevedibile della gestione
- 24 Altre informazioni
- 25 Glossario

Bilancio di esercizio

- 31 Schemi di bilancio
- 37 Nota integrativa

- 59 **Proposte del Consiglio di Amministrazione all'Assemblea degli Azionisti**

- 60 **Integrazioni al Bilancio d'esercizio al 31 dicembre 2023**

Organi sociali

CONSIGLIO DI AMMINISTRAZIONE

Presidente: Stefano Tirinzi

Amministratore Delegato: Bruno Burigana

Consiglieri: Natalia Bartomeoli, Nunziangelo Ferrulli, Patrizia Vasta¹, Riccardo Zinno

COLLEGIO SINDACALE

Presidente: Valerio Ribichini²

Sindaci effettivi: Paola Simonelli, Angelica Mola³

SOCIETÀ DI REVISIONE

Deloitte & Touche S.p.A.

¹ Nominata per cooptazione dal Consiglio di Amministrazione in data 27 novembre 2023, a seguito delle dimissioni dell'Avv. Annalisa Giulitto rassegnate in pari data, resterà in carica sino alla prossima Assemblea.

² Subentrato quale Sindaco effettivo e Presidente del Collegio Sindacale a seguito delle dimissioni rassegnate dal Dott. Paolo Cantamaglia con efficacia al 31 gennaio 2024, resterà in carica sino alla prossima Assemblea.

³ Nominata Sindaco Supplente dall'Assemblea degli Azionisti del 20 settembre 2022 e subentrata quale Sindaco Effettivo a seguito delle dimissioni rassegnate dal Dott. Paolo Cantamaglia con efficacia al 31 gennaio 2024, resterà in carica sino alla prossima Assemblea.

Signori Azionisti e stakeholders,

la Lettera che introduceva il Bilancio dell'esercizio 2022 si concludeva con un *"ulteriore, accorato, appello anche da questa Assemblea a tutte le Parti coinvolte: sta scadendo il tempo per la discussione e la messa a punto di un accordo che possa garantire il proseguimento delle attività della Società, il suo equilibrio economico e finanziario fino alla aggiudicazione della gara d'ambito e il pieno dispiegamento delle potenzialità che Umbria Distribuzione Gas ha dimostrato di possedere."*

Ebbene, questo appello è stato raccolto e, nei giorni scorsi, si è potuta concretizzare una ipotesi di intesa tra gli Amministratori di Terni Reti e di Umbria Distribuzione Gas che fissa l'entità del canone dovuto per le annualità comprese tra il 2020 e il 2029 e la rinuncia ai giudizi intentati e ancora pendenti.

Per le annualità successive alla data di perfezionamento dell'accordo, a partire da quella del 2024 e fino al 2029, è fissato un canone annuo medio di circa 2,3 milioni di euro, sensibilmente inferiore a quello di 3,6 milioni di euro riconosciuto per il 2019, ultimo anno di vigenza del contratto di concessione sottoscritto nel 2007.

Per le quattro annualità dal 2020 al 2023, antecedenti alla data dell'accordo, è previsto un importo complessivo di 10.602.569,19 euro da liquidare in tre rate, delle quali la prima, pari al 50% dell'importo, entro il 2024 e le due successive, ciascuna di importo pari al 25% del totale, nell'aprile e nel dicembre del 2025.

L'intesa raggiunta dovrà essere nelle prossime settimane approvata dagli organi sociali di Umbria Distribuzione Gas e dagli organismi del Comune di Terni, prima di diventare operativa. Dal lato nostro siamo convinti che il perfezionamento di questo accordo pone la Società nelle condizioni di poter guardare con maggiore fiducia ai prossimi anni, in quanto i canoni saranno certi e sostenibili: la loro entità, consentirà alla Società di poter produrre degli utili distribuibili fino al momento della definitiva aggiudicazione della gara dell'ATEM di Terni.

Nel contempo, il pagamento di quanto dovuto per le quattro annualità pregresse dal 2020 al 2023 e il progressivo rientro dei debiti accumulati negli anni più recenti con i soci fornitori di servizi, pone la ineludibile necessità di fare ricorso a una operazione straordinaria di finanziamento le cui modalità dovranno essere portate all'approvazione degli Azionisti dal Consiglio di Amministrazione che vi accingete a rinnovare.

Bruno Burigana
Amministratore Delegato



Profilo dell'anno

I RISULTATI

L'utile operativo (EBIT) è stato pari a -655 mila euro, in diminuzione di 272 mila euro rispetto al corrispondente periodo dell'anno precedente, principalmente per effetto dei maggiori ricavi della gestione caratteristica e dei maggiori costi operativi.

La perdita netta dell'esercizio è pari a -927 mila euro (-1.133 mila euro rispetto al risultato netto 2022).

Gli investimenti tecnici del 2023 sono stati pari a 3.625 mila euro, in aumento di 1.712 mila euro rispetto al 2022, e hanno riguardato prevalentemente la prosecuzione del piano di sostituzione dei contatori oltre che la manutenzione della rete di distribuzione in gestione.

PRINCIPALI DATI ECONOMICO – FINANZIARI

(migliaia di €)	2022	2023	Var. ass.	Var. %
Ricavi della gestione caratteristica	5.557	6.000	443	8,0
Costi operativi	(5.499)	(6.046)	(547)	10,0
Utile operativo	(383)	(655)	(272)	71,0
Utile netto	206	(927)	(1.133)	
Investimenti	1.913	3.625	1.712	89,5
Capitale investito netto	1.866	850	(1.016)	(54)
Patrimonio netto	3.489	2.562	(927)	(27)
Indebitamento (disponibilità) finanziario netto	(1.622)	(1.712)	(90)	5,5

PRINCIPALI DATI OPERATIVI

	2022	2023	Var. ass.	Var. %
Punti di riconsegna attivi (numero)	49.941	49.872	(69)	(0,1)
Vettoriamento gas (milioni di mc)	52	43	(9)	(17,3)
Concessioni gas (numero)	1	1		
Utenti della rete (numero)	114	107	(7)	(6,1)
Dipendenti di ruolo (numero)	2	2		

Il servizio di distribuzione gas

IL SISTEMA DISTRIBUTIVO GAS

Umbria Distribuzione Gas ha svolto fino al 31 luglio 2019, in qualità di affidataria per la durata di 12 anni, la gestione del servizio di distribuzione di gas naturale nel comune di Terni, avvalendosi di un sistema integrato di infrastrutture, in parte di proprietà della società Terni Reti S.r.l., controllata al 100% dal Comune stesso, composto dalle cabine per il prelievo del gas dalla rete nazionale di gasdotti, dagli impianti di riduzione della pressione, dalla rete di trasporto locale e di distribuzione, dagli impianti di derivazione d'utenza e dai punti di riconsegna composti dalle apparecchiature tecniche su cui sono posti i misuratori presso i clienti finali. Nel corso dell'anno 2023 la Società ha continuato a operare su tali impianti in gestione di fatto.

Gli investimenti realizzati nel corso del 2023 hanno riguardato prevalentemente la sostituzione e la posa di misuratori.

Al 31 dicembre 2023 la rete di distribuzione del gas naturale gestita dalla Società si estende per 406 km (406 km al 31/12/2022), a cui devono aggiungersi 8 km di allacciamenti.

Il piano di sostituzione dei contatori nel corso del 2023 ha riguardato la sostituzione e la posa di 28.703 contatori. Al 31 dicembre 2023 il parco contatori digitali installato è pari a 46.404 unità, portando il numero complessivo di contatori intelligenti installati al 83%.

Umbria Distribuzione Gas dispone di un efficiente sistema di telecontrollo degli impianti (3 impianti controllati a distanza e teleletti), per garantire interventi tempestivi sia in caso di anomalie sia di limitazioni o interruzioni del servizio.

Tale sistema, costantemente presidiato dal Centro Integrato di supervisione di Italgas Reti S.p.A. di cui la Società si avvale, permette di:

- rilevare istantaneamente i volumi di gas che entrano nelle reti e i parametri degli impianti ausiliari necessari per eventuali manovre di regolazione;
- documentare ogni eventuale anomalia e le conseguenti azioni correttive adottate;
- elaborare i dati monitorati.

Da novembre 2023, in forza di un accordo raggiunto con il Comune di Montecchio (Terni) in termini di mera collaborazione finalizzata alla tutela dei residenti nella frazione di Melezzole, Umbria Distribuzione Gas ha temporaneamente assunto, in nome e per conto del Comune di Montecchio, la gestione temporanea del servizio di distribuzione gas naturale nella frazione di Melezzole senza che ciò possa comportare in alcun caso l'acquisizione di affidamento diretto.

Ai sensi del Decreto del Ministero dello Sviluppo Economico del 20 luglio 2004, aggiornato e modificato dal Decreto del 28 dicembre 2012, tutti i distributori di energia elettrica e di gas naturale con almeno 50.000 clienti finali connessi alla propria rete di distribuzione sono "Soggetti Obbligati" e pertanto devono adempiere ad obblighi di risparmio energetico conseguendo annualmente un numero di Titoli di Efficienza Energetica equivalente al proprio obbligo.

A tal fine, i distributori possono attuare direttamente, tramite società controllate o attraverso società operanti nei settori dei servizi energetici, progetti a favore dei consumatori finali che migliorino l'efficienza energetica delle tecnologie installate o delle relative pratiche di utilizzo oppure acquistare da terzi Titoli di Efficienza Energetica (TEE), sia mediante l'acquisto presso la Borsa telematica gestita dal GME sia mediante la sottoscrizione di «Accordi Bilaterali» con soggetti detentori di Titoli, attestanti il conseguimento di risparmi energetici.

Umbria Distribuzione Gas è assoggettata a tali obblighi a partire dal 2011.

Tenuto conto dei parametri rilevanti di quantità e prezzo dei TEE scambiati sul mercato e tramite transazioni bilaterali e della quantità di titoli nella disponibilità degli operatori rispetto agli obiettivi dei soggetti obbligati, il contributo tariffario per l'anno d'obbligo 2022 (giugno 2022-maggio 2023) è stato pari a 250,68 €/TEE.

Il contributo tariffario intermedio di novembre 2023 è stato pari alla somma del contributo tariffario unitario e del corrispettivo addizionale unitario definiti ai sensi dell'articolo 4 per l'anno d'obbligo (t-1), a valere per una quantità di titoli non superiore al 50% dell'obbligo assegnato a ciascuna impresa per il medesimo anno d'obbligo (t); b) 240,00 €/TEE a valere per la quantità di titoli eccedente.

La Società nel corso dell'anno solare 2023 ha acquistato 3.091 TEE (779.236,71 €)

Nella sessione di annullamento definitiva di maggio 2023 sono stati complessivamente annullati:

- 830 TEE, a copertura dell'obbligo 2022 e sono stati richiesti 358 TEE virtuali
- 689 TEE, a copertura del residuo 2020 e sono stati richiesti 582 TEE virtuali

Nella sessione intermedia di novembre 2023 sono stati complessivamente annullati:

- 1.108 TEE, a copertura del 41% dell'obbligo 2023
- 464 TEE, a copertura del 100% dell'obbligo residuo 2021

INVESTIMENTI

Nell'esercizio 2023 sono stati effettuati investimenti tecnici netti per un ammontare pari a 3.625 mila euro (1.913 mila euro nel 2022).

(migliaia di euro)		2022	2023	delta	%
mantenimento e sviluppo	rete e allacci	704	769	65	9,2
sostituzione e colloca	contatori	1.209	2.856	1.647	
Totale investimenti		1.913	3.625	1.712	89,5

ATTIVITÀ COMMERCIALE

Il rapporto tra Umbria Distribuzione Gas e le società di vendita è regolato dal Codice di Rete. La società ha aderito al "Codice di Rete tipo per la Distribuzione del Gas Naturale", approvato con deliberazione n. 108/06 del 6 giugno 2006 ARERA. Nel Codice di Rete tipo per la Distribuzione del Gas Naturale" sono precisate le seguenti prestazioni svolte dal distributore:

- servizi principali: trasporto gas dal punto di consegna del trasportatore al punto di riconsegna del cliente finale, gestione tecnica dell'impianto distributivo, ecc.;
- prestazioni accessorie: esecuzione di nuovi impianti di canalizzazione e allacciamento, modifica o rimozione di impianti esistenti, attivazione, disattivazione, sospensione e riattivazione della fornitura ai clienti finali, verifica del gruppo di misura su richiesta dei clienti finali, ecc.;
- prestazioni opzionali: manutenzione dei gruppi di riduzione e misura di proprietà dei clienti finali, attivazione di servizi sostitutivi di alimentazione dei punti di riconsegna, ecc.

Attraverso il Codice di Rete sono definite:

- le regole di accesso dei venditori al servizio di distribuzione per il trasporto gas ai punti di riconsegna da essi forniti, per l'attivazione di nuove forniture e per la sostituzione del fornitore ("switching");
- le procedure per lo scambio di informazioni tra distributori e venditori;
- le modalità operative del servizio;
- le procedure di attribuzione ai punti di riconsegna dei quantitativi di gas di competenza delle diverse società di vendita;
- la gestione della misura del gas sia presso il punto di consegna, sia presso il punto di riconsegna dell'impianto di distribuzione;
- il sistema di fatturazione e pagamento dei servizi resi dal distributore, nonché le eventuali garanzie finanziarie richieste alle società di vendita.

Con riferimento ai **dati operativi**, nel corso del 2023, Umbria Distribuzione Gas ha vettoriato 43 milioni di metri cubi di gas, a fronte dei 52 milioni di metri cubi dell'anno precedente.

A fine 2023 il numero dei punti di riconsegna attivi è di 49.872 (49.941 al 31/12/2022).

PERSONE E ORGANIZZAZIONE

Nel corso dell'esercizio il personale a ruolo della Società è rimasto invariato e quindi, al 31 dicembre 2023, risulta essere costituito da 2 risorse (impiegati).

Quadro tariffario

Regolazione tariffaria

L'attività di distribuzione e misura del gas naturale è regolamentata dall'Autorità di Regolazione per Energia Reti e Ambiente (ARERA). Tra le sue funzioni vi sono la determinazione e l'aggiornamento delle tariffe, nonché la predisposizione delle regole per l'accesso alle infrastrutture e per l'erogazione dei relativi servizi.

Il sistema tariffario prevede in particolare che i ricavi di riferimento per la formulazione delle tariffe siano determinati in modo da coprire i costi sostenuti dall'operatore e consentire un'equa remunerazione del capitale investito. Le categorie di costi riconosciuti sono tre:

- il costo del capitale investito netto ai fini regolatori RAB (*Regulatory Asset Base*) attraverso l'applicazione di un tasso di remunerazione dello stesso;
- gli ammortamenti economico – tecnici, a copertura dei costi di investimento;
- i costi operativi, a copertura dei costi di esercizio.

Di seguito sono riportati i principali elementi tariffari sulla base del quadro normativo (Delibera n. 570/2019/R/gas e s.m.i.):

HIGHLIGHTS QUINTO PERIODO DI REGOLAZIONE (DAL 1/1/2020 AL 31/12/2025)	
Termine periodo di regolazione (TARIFFE)	31 dicembre 2025
Calcolo del capitale investito netto riconosciuto ai fini regolatori	Costo storico rivalutato Metodo parametrico cespiti centralizzati
Remunerazione del capitale netto ai fini regolatori ($WACC_{pre-tax}$)	Distribuzione e misura: <ul style="list-style-type: none">• 6.3%: anni 2020 e 2021• 5.6%: anni 2022 e 2023
Incentivi nuovi investimenti	Remunerazione investimenti t-1 a compensazione del time lag regolatorio dal 2013
Fattore di efficienza	Costi operativi distribuzione: <ul style="list-style-type: none">• 3.5% per le grandi imprese• 4.79% per le medie imprese• 6.59% per le piccole imprese Costi operativi misura: 0% Costi operativi commercializzazione: 1.57%



La **Delibera n. 570/2019/R/gas** ha approvato la regolazione delle tariffe dei servizi di distribuzione e misura del gas per il periodo 2020-2025.

In particolare:

- l'Autorità ha confermato la durata di sei anni del periodo di regolazione tariffaria, così come la suddivisione in due semi-periodi della durata di tre anni ciascuno;
- relativamente al riconoscimento dei costi operativi, l'Autorità ha previsto che:
 - a) il livello iniziale per il 2020 dei costi operativi riconosciuti sia fissato applicando eguale peso ai costi effettivi e ai costi riconosciuti dell'anno di riferimento 2018;
 - b) il tasso di riduzione annuale dei costi unitari riconosciuti a copertura dei costi operativi sia fissato pari a:
 - per il servizio di distribuzione:
 - 3,53%, per le grandi imprese (PDR > 300.000);
 - 4,79%, per le medie imprese (PDR > 50.000);
 - 6,59%, per le piccole imprese (PDR < 50.000);
 - 0% per il servizio di misura;
 - 1,57% per il servizio di commercializzazione;
 - c) il livello del costo *standard* riconosciuto per ciascuna lettura di *switch* sia confermato, per il primo *semi*-periodo di regolazione, pari a 5 euro;
- relativamente al riconoscimento dei costi di capitale, l'Autorità ha previsto che:
 - a) l'adozione di un tetto ai riconoscimenti tariffari per gli investimenti nelle reti di distribuzione applicato alle località con anno di prima fornitura successivo al 2017 sia confermata anche per il quinto periodo di regolazione, nella misura fissata con la delibera n. 704/2016/R/gas;
 - b) vengano rivisti i pesi da applicare per il riconoscimento degli investimenti in smart meter effettuati nel biennio 2020-2021 nella misura del 30% (da 40%) per il costo standard e del 70% per il costo effettivo (da 60%);

- c) venga adottato un orizzonte temporale per il pieno recupero dei c.d. contributi “congelati” allineato rispetto all’orizzonte temporale di restituzione dei contributi soggetti a degrado (34 anni circa);
 - d) in seguito all’equiparazione del parametro β asset per i servizi di distribuzione (0,439) e misura (da 0,502 a 0,439), il valore del tasso di remunerazione del capitale investito WACC venga fissato pari a 6,3% fino al 2021, anche per l’attività di misura;
- relativamente alla metanizzazione della Sardegna, l’Autorità ha istituito uno specifico ambito tariffario prevedendo, per un periodo di tre anni, un meccanismo transitorio di perequazione che consente di parificare la tariffa dell’ambito sardo a quella dell’ambito meridionale;
 - relativamente all’applicazione della regolazione tariffaria in materia di reti isolate di GNL e di reti isolate alimentate con carro bombolaio, l’Autorità ha introdotto una disciplina transitoria, prevedendo che tali reti possano essere assimilate alle reti di distribuzione interconnesse per un periodo di cinque anni previa presentazione di istanza da parte dell’impresa di distribuzione interessata.

Il Consiglio di Stato, in data 28 novembre 2023 ha parzialmente accolto l’appello di ARERA avverso la sentenza del TAR Milano sulla delibera 570/2019 e relativa RTDG. In particolare, il Consiglio di Stato ha accolto l’appello ARERA relativamente alla tematica del Beta misura, ritenendo che la regolazione introdotta con la delibera 570/2019 sia sorretta da una adeguata istruttoria; relativamente alla tematica dell’IRMA, ritenendo che detta voce abbia natura di debito di valore e non di valuta e, in quanto tale, debba solo essere rivalutata, senza maturare interessi legali ai sensi dell’art. 1282 c.c. Il Consiglio di Stato ha invece confermato la pronuncia del TAR Lombardia nella parte in cui la delibera 570/2019 è stata ritenuta illegittima per difetto di trasparenza e di motivazione in merito alla determinazione dei costi operativi riconosciuti (COR), dei costi operativi effettivi (COE) e dell’x-factor. È poi stato dichiarato inammissibile per difetto di interesse il motivo di censura proposto da ARERA avverso il capo della sentenza del TAR Milano che ha ritenuto illegittimo il mancato esperimento della AIR.

La **Delibera n. 287/2021/R/gas** ha modificato l’articolo 57, comma 1, della RTDG, al fine di omogeneizzare i criteri per la dismissione a fini regolatori dei misuratori tradizionali sostituiti in applicazione delle Direttive per la messa in servizio dei gruppi di misura del gas di cui alla deliberazione 631/2013/R/gas, come successivamente modificata e integrata. La Delibera stabilisce che, indipendentemente dalla classe di appartenenza del misuratore tradizionale sostituito, le dismissioni effettuate in applicazione delle Direttive smart meter siano convenzionalmente portate in diminuzione della stratificazione dei valori lordi storici a partire dai valori delle immobilizzazioni lorde relative ai cespiti di più antica installazione (c.d. FIFO regolatorio).

La **Delibera n. 559/2021/R/gas** ha determinato gli importi a recupero dei mancati ammortamenti (c.d. IRMA) per i gruppi di misura tradizionali di calibro G4 e G6 sostituiti con gli smart meter gas in applicazione delle Direttive smart meter.

La **Delibera n. 614/2021/R/com**, ha approvato i criteri per la determinazione e l’aggiornamento del tasso di remunerazione del capitale investito per i servizi infrastrutturali dei settori elettrico e gas per il periodo 2022-2027 (TIWACC 2022-2027). Il 2PWACC è diviso in due sub-periodi, ciascuno di durata triennale. Pur mantenendo una frequenza di aggiornamento triennale dei parametri relativi al contesto macroeconomico e fiscale, l’Autorità ha introdotto un meccanismo di aggiornamento annuale (almeno per il primo triennio) delle

variabili macroeconomiche, qualora l'effetto cumulato dell'aggiornamento dei parametri comporti una variazione del WACC al di sopra di una soglia di 50 bps (basis point spread). Per il servizio di distribuzione e misura del gas, il valore del WACC a partire dall'anno 2022 viene fissato pari al 5,6%, in termini reali pre-tasse.

La **Delibera n. 634/2021/R/gas** ha posticipato al 30 aprile dell'anno t la pubblicazione delle tariffe di riferimento provvisorie relative all'anno t e al 31 marzo dell'anno t+1 la pubblicazione delle tariffe di riferimento definitive relative all'anno t.

La **Delibera n. 525/2022/R/gas** ha disciplinato le modalità operative di applicazione del tetto ("cap") al riconoscimento tariffario dei costi di capitale nelle località in avviamento, confermando l'applicazione del "cap" a tutte le località con anno di prima fornitura (APF) successivo al 2017 e definendo le modalità applicative di un meccanismo articolato in tre fasi di cui all'articolo 33 della RTDG:

- prima fase, di durata triennale, a decorrere dalle tariffe di riferimento anno tariffario APF+1;
- seconda fase, di durata biennale, applicabile alle tariffe di riferimento anni tariffari APF+4 e APF+5;
- terza fase, a decorrere dalle tariffe di riferimento anno tariffario APF+6.

Nel febbraio 2023 Italgas Reti ha impugnato la Delibera n. 654/2022/R/com con la quale ARERA ha confermato i valori dei parametri del WACC comuni a tutti i servizi infrastrutturali dei settori elettrico e gas riportati nella Tabella 1 del TIWACC 2022-2027. A seguito dell'applicazione del c.d. meccanismo di trigger, previsto dall'Articolo 8 del TIWACC 2022-2027 per l'aggiornamento del WACC per il sub-periodo 2022-2024, dal calcolo del WACC derivante dall'aggiornamento dei parametri finanziari rilevanti risulta infatti una variazione del WACC, per ciascun servizio, inferiore a 50 bps rispetto al valore in vigore. Nel febbraio 2023, Italgas Reti ha impugnato la delibera sopra citata e allo stato si è in attesa della fissazione dell'udienza.

La **Delibera n. 736/2022/R/gas** ha approvato, per l'anno 2023 le tariffe obbligatorie per i servizi di distribuzione, misura e commercializzazione del gas naturale.

La **Delibera n. 737/2022/R/gas** ha approvato l'aggiornamento infra-periodo della regolazione tariffaria dei servizi di distribuzione e misura del gas, per il secondo semi-periodo 2023-2025 dell'attuale periodo regolatorio.

In particolare, tra le altre disposizioni, la delibera:

- relativamente ai recuperi di efficienza (x-factor), non modifica gli obiettivi di recupero di produttività già fissati per il primo triennio del periodo di regolazione 2020-2022;
- in relazione al riconoscimento dei costi di capitale previsti per l'installazione di smart meter a partire dall'anno 2023, definisce in diminuzione i nuovi livelli di costo standard per il triennio 2023-2025 con riferimento ai misuratori di classe fino a G25 e conferma i livelli di costo standard previgenti, opportunamente rivalutati, con riferimento ai misuratori di classe superiore a G25;
- con riferimento al tema del riconoscimento del valore residuo degli smart meter installati nella prima fase di roll-out delle Direttive per la messa in servizio dei gruppi di misura del gas, prevede il riconoscimento del valore residuo per gli smart meter dismessi anticipatamente fino all'anno 2018;

- in relazione alla definizione della componente parametrica a copertura dei costi operativi e di capitale di telelettura/telegestione, prevede l'attivazione di una componente tariffaria unica fissata in 1,59 euro/punto di riconsegna smart per l'anno tariffe 2023;
- con riferimento alla definizione del livello del costo standard riconosciuto per le letture di switch da applicare nel triennio 2023-2025, stabilisce un valore pari a 0,50 euro da applicare alle letture di switch relative a punti di riconsegna dotati di smart meter e conferma l'attuale valore di 5 euro per ciascuna lettura di switch nel caso di punti di riconsegna dotati di misuratore convenzionale.

La **Delibera n. 155/2023/R/gas** ha rideterminato le tariffe di riferimento per i servizi di distribuzione e misura del gas per gli anni 2009-2021, sulla base di richieste di rettifica di dati pervenute entro la data del 15 febbraio 2023.

La **Delibera n. 156/2023/R/gas** ha determinato le tariffe di riferimento definitive per i servizi di distribuzione e misura del gas per l'anno 2022, calcolate sulla base dei dati patrimoniali consuntivi relativi all'anno 2021.

La **Delibera n. 162/2023/R/gas** ha prorogato dal 31 ottobre 2022 al 30 settembre 2023, in ragione degli approfondimenti istruttori tuttora in corso, il termine di conclusione del procedimento avviato con la Delibera n. 114/2022/R/gas per la rideterminazione degli importi riconosciuti a Italgas Reti con la Delibera n. 537/2019/R/gas, a copertura dei costi operativi relativi ai sistemi di telelettura/telegestione e ai concentratori per gli anni 2011-2016.

La **Delibera n. 207/2023/R/gas** ha determinato le tariffe di riferimento provvisorie per i servizi di distribuzione e misura del gas per l'anno 2023, sulla base dei dati patrimoniali preconsuntivi relativi all'anno 2022.

La **Delibera n. 409/2023/R/gas** ha rettificato gli errori di calcolo relativi alla determinazione dei costi operativi riconosciuti e dell'X-factor, in ottemperanza alle sentenze del TAR Lombardia che hanno parzialmente accolto i ricorsi di alcuni operatori, tra cui Italgas, per l'annullamento della RTDG 2020-2025 di cui alla deliberazione n. 570/2019/R/gas. In particolare, la delibera:

- ridetermina i valori dei corrispettivi unitari a copertura dei costi operativi riconosciuti per il servizio di distribuzione gas per gli anni dal 2020 al 2023, per le gestioni comunali o sovracomunali e per le gestioni d'ambito, nonché il tasso di riduzione annuale dei costi unitari riconosciuti a copertura dei costi operativi (X-factor), nella misura del 3,39% in luogo del precedente 3,53%;
- rinvia la rideterminazione delle tariffe di riferimento definitive per il servizio di distribuzione gas per gli anni 2020, 2021 e 2022 all'esito dei giudizi di appello, tuttora pendenti, proposti dall'Autorità, per i profili di soccombenza, contro le cinque sentenze su cui il TAR Lombardia si è finora pronunciato.

La **Determina n. 1/2023 – DINE** ha definito le modalità operative di riconoscimento dei costi residui degli smart meter installati fino al 2018, con anno di fabbricazione non successivo al 2016, e dismessi anticipatamente rispetto al termine della vita utile ai fini tariffari. L'Autorità dovrà predisporre una fase di nuova acquisizione dei dati relativi alle dismissioni di smart meter, tramite una sessione straordinaria della raccolta dati RAB GAS, con la pubblicazione delle relative istruzioni operative.

La **Delibera n. 556/2023/R/com** ha aggiornato, per l'anno 2024, i parametri previsti per la verifica dell'attivazione del meccanismo di trigger, sulla base dei quali risultano verificate le condizioni per

l'aggiornamento annuale del WACC, di cui all'articolo 8 del TIWACC 2022-2027 (variazione di 90 bps rispetto all'anno precedente). La delibera ha quindi determinato per l'anno 2024 il valore del WACC per il servizio di distribuzione e misura del gas naturale pari al 6,5%.

La **Delibera n. 631/2023/R/gas** ha approvato, per l'anno 2024, le tariffe obbligatorie per i servizi di distribuzione, misura e commercializzazione del gas naturale.

Commento alla situazione economica, finanziaria e patrimoniale

CONTO ECONOMICO RICLASSIFICATO

(migliaia di €)	2022	2023	Var.ass	Var. %
Ricavi della gestione caratteristica	5.557	6.000	443	8,0
Altri ricavi e proventi	226	122	(104)	(45,9)
Costi Operativi	(5.499)	(6.046)	547	(10,0)
Margine operativo lordo	284	76	(208)	(73,4)
Ammortamenti e svalutazioni	(600)	(731)	131	(21,8)
Risultato operativo	(316)	(655)	(339)	0,0
Oneri finanziari netti	(23)	(37)	14	(62,2)
Risultato prima delle imposte	(339)	(692)	(353)	
Imposte sul reddito	545	(235)	(780)	
Utile del periodo	206	(927)	(1.133)	
Investimenti	1.913	3.625	1.712	

RICAVI

I **ricavi della gestione caratteristica** sono pari a 6.000 mila euro (+443 mila euro rispetto al 2022) e sono composti dai ricavi netti del servizio di distribuzione del gas naturale (5.765 mila euro, +433 mila euro rispetto al 2022), riferiti al vettoriamento di gas naturale per conto di tutti gli operatori commerciali che richiedono l'accesso alla rete della società in base al Codice di Rete, e da prestazioni per servizi di distribuzione (235 mila euro, +10 mila euro rispetto al 2022), derivanti dalle prestazioni accessorie (modifica o rimozione di impianti esistenti; attivazione, disattivazione, sospensione e riattivazione della fornitura ai clienti finali; verifica del gruppo di misura su richiesta dei clienti finali; ecc.).

Si precisa, inoltre, che l'incremento dei ricavi della gestione caratteristica comprende 360 mila euro, derivanti dal riconoscimento da parte dell'ARERA (Del. 57/2019) delle mancate quote di ammortamento che hanno interessato l'esercizio a seguito dell'obbligo di sostituzione massiva dei misuratori tradizionali con smart meter.

Gli **altri ricavi e proventi** diminuiscono rispetto al 2022 di 104 mila euro, prevalentemente per effetto di minori incentivi sicurezza (-9 mila euro) e altri ricavi diversi (-90 mila euro).

COSTI OPERATIVI

I **costi operativi**, pari a 6.046 mila euro, aumentano di 547 mila euro rispetto all'esercizio precedente, principalmente per l'effetto combinato:

- dei minori costi per servizi (-4 mila euro);
- dei minori costi per il personale (-8 mila euro);
- dei maggiori costi per godimento beni di terzi (+105 mila euro);
- delle maggiori minusvalenze da radiazioni immobilizzazioni materiali (+392 mila euro)
- dei maggiori accantonamenti per rischi per 42 mila euro.

AMMORTAMENTI E SVALUTAZIONI

Gli **ammortamenti e svalutazioni**, pari a 731 mila euro, aumentano di 131 mila euro e comprendono:

- ammortamenti di immobilizzazioni immateriali (3 mila euro), in linea con quanto registrato l'anno precedente;
- ammortamenti di immobilizzazioni materiali (728 mila euro), che registrano un incremento di 131 mila euro.

ONERI FINANZIARI NETTI

Gli **oneri finanziari netti**, pari a 37 mila euro, aumentano di 14 mila euro rispetto al corrispondente periodo dell'anno precedente essenzialmente per l'aumento dei tassi di interesse praticati dagli istituti di credito. Si precisa che la esposizione verso istituti di credito a fine esercizio è risultata pari a 0, essendo stati rimborsati nel corso dell'esercizio i finanziamenti in precedenza erogati alla Società.

IMPOSTE SUL REDDITO

Le **imposte sul reddito** risultano pari a 235 mila euro.

STATO PATRIMONIALE RICLASSIFICATO

Lo schema dello stato patrimoniale riclassificato aggrega i valori attivi e passivi dello schema obbligatorio pubblicato nel bilancio, secondo il criterio della funzionalità alla gestione dell'impresa, suddivisa convenzionalmente nelle tre funzioni fondamentali: l'investimento, l'esercizio e il finanziamento.

Con riferimento alla struttura patrimoniale-finanziaria, il capitale investito netto al 31 dicembre 2023 è di 850 mila euro, contro i 1.867 mila euro al 31 dicembre 2022.

(migliaia di €)	2022	2023	Var.ass.	Var.%
Capitale immobilizzato	9.460	11.208	1.748	18,5
<i>di cui Immobilizzazioni materiali</i>	10.027	12.343	2.316	23,1
<i>di cui Immobilizzazioni immateriali</i>	10	6	(4)	(40,0)
<i>di cui Debiti netti relativi all'attività di investimento</i>	(577)	(1.141)	564	(97,7)
Capitale d'esercizio netto	(7.545)	(10.309)	2.764	(36,6)
Trattamento di fine rapporto di lavoro subordinato	(48)	(49)	1	(2,1)
Capitale investito netto	1.867	850	(1.017)	(54,5)
Patrimonio netto	3.489	2.562	(927)	(26,6)
Indebitamento (disponibilità) finanziario netto	(1.622)	(1.712)	(90)	5,5
Coperture	1.867	850	(1.017)	(54,5)

La diminuzione del **capitale investito netto** di 1.017 mila euro, rispetto al 31 dicembre 2022, è legato principalmente alla variazione del capitale d'esercizio netto pari a 2.764 mila euro (passato da -7.545 mila euro al 31 dicembre 2022 a -10.309 mila euro al 31 dicembre 2023), parzialmente compensato dall'incremento del capitale immobilizzato di 1.748 mila euro.

Le **immobilizzazioni materiali**, rispetto al 31 dicembre 2022, aumentano di 2.316 mila euro (+23,1%) per effetto degli investimenti al netto degli ammortamenti del periodo.

Il **capitale d'esercizio netto** (-10.309 mila euro) comprende le voci evidenziate nella tabella di seguito riportata.

(migliaia di €)	2022	2023	Var.ass.	Var.%
Rimanenze	123	195	72	58,5
Crediti commerciali		1.854	1.854	
Crediti verso l'Amministrazione Finanziaria	2.606	3.661	1.055	40,5
Altre attività di esercizio	5.456	1.747	(3.709)	(68,0)
Debiti commerciali	(10.833)	(11.427)	594	5,5
Debiti tributari		(295)	295	100,0
Imposte anticipate nette	1.223	1.997	774	63,3
Fondi per rischi e oneri	(4.554)	(6.057)	1.503	33,0
Altre passività di esercizio	(1.566)	(1.984)	418	26,7
Capitale di esercizio netto	(7.545)	(10.309)	2.764	(36,6)

La variazione negativa del capitale d'esercizio netto di 2.764 mila euro è dovuta essenzialmente:

- all'incremento dei crediti commerciali (+1.854 mila euro) per effetto principalmente dell'aumento dei crediti verso le società di vendita;
- ai maggiori crediti verso l'Amministrazione Finanziaria (+1.055 mila euro)
- al decremento delle altre attività di esercizio (-3.709 mila euro), prevalentemente relative a crediti verso la CSEA connesse alle componenti della tariffa di distribuzione UG2 e Bonus gas;
- all'incremento dei debiti commerciali (+594 mila euro) prevalentemente per effetto del venir meno della posizione debitoria verso le società di vendita (+3.888 mila euro) generata dalle componenti della tariffa

di distribuzione gas UG2 e Bonus gas, effetto parzialmente compensato dai maggiori debiti verso fornitori;

- all’incremento delle imposte anticipate nette (+774 mila euro) prevalentemente per la variazione della fiscalità del periodo;
- all’incremento dei fondi per rischi e oneri (+1.503 mila euro) relativo principalmente all’accantonamento per rischi derivante dal canone di compartecipazione comunale;
- all’incremento delle altre passività di esercizio (+418 mila euro) principalmente dovuto ai maggiori debiti verso la CSEA per le componenti aggiuntive del vettoramento RE, RS, UG1, UG3 e GS.

Le **disponibilità finanziarie nette** al 31 dicembre 2023 ammontano a 1.712 mila euro, in aumento di 90 mila euro, rispetto a fine 2022, e riguardano totalmente disponibilità liquide (1.712 mila euro), avendo rimborsato nel corso dell’esercizio tutti i finanziamenti presenti.

RENDICONTO FINANZIARIO RICLASSIFICATO E VARIAZIONE DELL’INDEBITAMENTO FINANZIARIO NETTO

Lo schema del rendiconto finanziario riclassificato sotto riportato è la sintesi dello schema del rendiconto finanziario obbligatorio. Il rendiconto finanziario riclassificato consente il collegamento tra la variazione delle disponibilità liquide tra inizio e fine periodo e la variazione dell’indebitamento finanziario netto tra inizio e fine periodo. La misura che consente il raccordo tra i due rendiconti è il “free cash flow” (avanzo o deficit di cassa che residua dopo il finanziamento degli investimenti).

Il free cash flow chiude alternativamente: (i) sulla variazione di cassa di periodo, dopo che sono stati aggiunti/sottratti i flussi di cassa relativi ai debiti/attivi finanziari (accensioni/rimborsi di crediti/debiti finanziari) e al capitale proprio (pagamento di dividendi/apporti di capitale); (ii) sulla variazione dell’indebitamento finanziario netto di periodo, dopo che sono stati aggiunti/sottratti i flussi di indebitamento relativi al capitale proprio (pagamento di dividendi/apporti di capitale).

(migliaia di euro)

	2022	2023
Utile netto	206	(927)
a rettifica:		
- ammortamenti e altri componenti non monetari	677	750
- dividendi, interessi e imposte sul reddito	(545)	271
-accantonamenti	1.587	1.611
Variazione del capitale di esercizio relativo alla gestione	1.235	1.581
Dividendi incassati, imposte pagate, interessi (pagati) incassati	(316)	(135)
Flusso di cassa da attività operativa	2.844	3.151
Investimenti tecnici	(1.913)	(3.625)
Dismissioni		
Variazione debiti e crediti attività d’investimento	577	564
Free cash flow prima di operazioni straordinarie e di M&A	1.508	90
Versamento soci		
Acquisizioni rami d’azienda		
Free Cash Flow	1.508	90
Variazione dei debiti finanziari	(2.740)	(1.563)
Altre variazioni		
Flusso di cassa del capitale proprio		
Flusso di cassa netto dell’esercizio	(1.232)	(1.473)

VARIAZIONE INDEBITAMENTO FINANZIARIO NETTO

Free cash flow prima delle operazioni di M&A	1.508	90
Versamento soci		
Variazione per operazioni straordinarie e acquisizioni di partecipazioni		
Flusso di cassa del capitale proprio e altre variazioni		
Variazione indebitamento finanziario netto	1.508	90

Il flusso di cassa netto da attività operativa è pari a 3.151 mila euro. L'incremento delle disponibilità finanziarie nette è stato pari ai 90 mila euro.

Fattori di rischio e di incertezza

Nell'ambito dei rischi di impresa, i principali rischi identificati, monitorati e attivamente gestiti da Umbria Distribuzione Gas, sono i seguenti:

- il rischio mercato, derivante dall'esposizione alle fluttuazioni dei tassi di interesse;
- il rischio credito, derivante dall'esposizione della Società a potenziali perdite conseguenti al mancato adempimento delle obbligazioni assunte dalle controparti;
- il rischio liquidità, derivante dal rischio che le risorse finanziarie possano non essere disponibili o essere disponibili solo a costo elevato; si rimanda alle considerazioni riportate nel paragrafo "Premessa e continuità aziendale" della Nota Integrativa in merito alle fonti di finanziamento;
- il rischio operation, derivante dalla possibilità che si verifichino incidenti, malfunzionamenti, guasti con danni alle persone e all'ambiente, con effetti sui risultati economico-patrimoniali;
- il rischio derivante dall'evoluzione del contesto regolatorio, legislativo e istituzionale in ambito europeo o nazionale afferente al settore del gas naturale, compreso un aggiornamento penalizzante del tasso di remunerazione del capitale investito netto riconosciuto dal Regolatore;
- Rischio di non conformità ed evoluzione normativa. Rischio di mancato rispetto delle norme a livello Europeo, nazionale, regionale e locale cui Umbria Distribuzione Gas deve attenersi in relazione alle attività che svolge e/o rischio di mancata intercettazione e recepimento di nuove norme che rientrano nel perimetro di applicabilità.
- il rischio di business relativo alle gare per l'assegnazione dei nuovi Ambiti (ATEM) di distribuzione gas. La Società, potrebbe non aggiudicarsi la gara dell'Ambito di appartenenza, con possibili impatti negativi sull'attività operativa e sulla situazione economica, fermo restando, nel caso di mancata aggiudicazione, verrà incassato il valore di rimborso (VIR) previsto a favore del gestore.
- il rischio derivante dal cambiamento climatico, a seguito dell'incremento della frequenza di eventi naturali di estrema intensità nei luoghi in cui la società opera (indisponibilità più o meno prolungata di asset e infrastrutture, incremento di costi di ripristino e di assicurazione, interruzione del servizio, ecc. con impatto negativo su costi, ricavi e livello di servizio);
- Rischio connesso ai Titoli di efficienza energetica, derivante dalla eventuale differenza negativa registrata tra il valore medio di acquisto dei Titoli di Efficienza Energetica e il contributo tariffario riconosciuto al termine di ogni anno d'obbligo;
- Rischio di attacchi informatici ai settori IT (Information Technology), OT (Operational Technology) e IoT (Internet of Things);
- Rischio connesso alla salute e sicurezza delle persone e alla tutela ambientale dovuto a incidenti e/o al mancato rispetto degli standard di sicurezza. Rischio che Umbria Distribuzione possa incorrere in costi o responsabilità anche di dimensioni rilevanti derivanti da eventuali danni ambientali, anche in considerazione dell'evoluzione normativa in tema di tutela dell'ambiente, della possibile insorgenza di controversie e della difficoltà di determinare le eventuali conseguenze, anche in relazione alla responsabilità di altri soggetti;
- Rischi connessi alla qualità e al livello di servizio. Rischio di mancato rispetto dei livelli di servizio commerciali per prestazioni a società di vendita e agli utenti finali e/o rischio di ritardato o parziale rispetto degli impegni assunti, quali ad esempio, l'esecuzione del piano investimenti relativo alle concessioni che prevedono obblighi in capo al concessionario;

- Rischi della Catena di fornitura. Rischi connessi alla disponibilità e costo di materiali, servizi e forniture, alla capacità e scalabilità operativa e all'affidabilità reputazionale e di compliance (incluso rispetto dei diritti umani) dei fornitori e appaltatori;
- Rischi di mancato rispetto delle norme a livello europeo, nazionale, regionale e locale cui Umbria Distribuzione Gas deve attenersi in relazione alle attività che svolge e/o rischio di mancata intercettazione e recepimento di nuove norme che rientrano nel perimetro di applicabilità;
- Rischio di evoluzione negativa del contesto geopolitico e/o di accadimento di eventi atipici con potenziali tensioni sui mercati finanziari, impatti sulla continuità operativa e/o sulla salute e sicurezza del personale e/o sulla catena di fornitura.

Evoluzione prevedibile della gestione

Nel corso del 2024 la Società prevede di realizzare investimenti in immobilizzazioni materiali e immateriali, al lordo dei contributi, per oltre 1 milione di euro, principalmente destinati al proseguimento del piano di sostituzione massivo dei contatori tradizionali accessibili e/o non accessibili con gli smart-meters, ai sensi delle delibere ARERA n. 631/2013/R/gas e n. 522/2017/R/gas, nonché al mantenimento e allo sviluppo delle reti e al soddisfacimento della domanda di nuovi allacciamenti.

Considerazioni sulla continuità aziendale

Il contratto di servizio per lo svolgimento dell'attività di distribuzione del gas naturale all'interno del territorio del Comune di Terni (di seguito il "Contratto di Servizio"), sottoscritto da una parte dal Comune di Terni, in qualità di titolare della concessione di distribuzione del gas naturale, e da Terni Reti S.r.l. (di seguito anche il "Concedente"), in qualità di proprietario della rete di distribuzione del gas naturale e, dall'altra, dalla Società, in qualità di gestore, è scaduto in data 31 luglio 2019. A seguito di ciò la Società continua a esercitare il servizio in regime di *prorogatio*.

Nel corso del 2021 la Società, dopo aver appreso il rifiuto da parte del Comune di Terni dell'offerta vincolante di acquisizione del complesso di reti e impianti per la distribuzione del gas naturale precedentemente presentata dalla Società stessa al Concedente, ha comunicato a Terni Reti la propria disponibilità ad addivenire a una determinazione consensuale del canone di compartecipazione.

In data 21 settembre 2021 è stato notificato alla Società un decreto ingiuntivo emesso dal Tribunale di Terni su richiesta di Terni Reti volto al pagamento di euro 4.263.337,42 per le fatture relative al canone di compartecipazione del periodo 1° febbraio 2020 – 31 gennaio 2021, fatture già formalmente contestate e respinte dalla Società. Il giudice competente non ha riconosciuto a Terni Reti la provvisoria esecutività delle proprie pretese concedendo alla Società un termine massimo di 40 giorni per proporre opposizione al decreto.

In data 29 settembre 2021, il Comune di Terni, socio unico di Terni Reti, ha richiesto l'escussione della fideiussione rilasciata dall'istituto bancario Intesa Sanpaolo nell'interesse della Società e a favore del Comune di Terni, per massimi euro 2.500.000, a garanzia degli impegni assunti dalla stessa nell'ambito del Contratto di Servizio scaduto il 31 luglio 2019. Il Comune di Terni ha richiesto l'escussione della stessa per l'importo massimo ritenendo dovuto il canone ai sensi e nella misura prevista dal menzionato del Contratto di Servizio. Con comunicazione del 1° ottobre 2021, l'Amministratore Delegato della Società ha prontamente diffidato Intesa Sanpaolo dal dare seguito al pagamento del relativo importo motivando puntualmente l'illegittima e abusiva escussione; in data 6 ottobre 2021, il Comune di Terni ha contestato tale comunicazione ritenendola infondata e non rispondente a documenti pertinenti.

In data 17 marzo 2022 il Comune di Terni ha ottenuto l'escussione della polizza fidejussoria stipulata a garanzia della corretta esecuzione delle prestazioni indicate nel Contratto di Servizio in capo alla Società per un importo pari a 2,5 milioni di euro.

Nel 2023 sono state avviate le interlocuzioni con Terni Reti e il Comune di Terni al fine di addivenire a una rinegoziazione del canone di concessione atta a garantire condizioni di equilibrio economico e finanziario della Società. In particolare, la Società in data 2 febbraio 2023 ha presentato a Terni Reti e al Comune di Terni istanza di avvio di un procedimento di contraddittorio ai fini della revisione del canone, a partire da quello relativo all'anno 2020 e fino all'aggiudicazione della nuova gara di affidamento del servizio di distribuzione gas. In data 14 marzo 2023 si è tenuto un tavolo tecnico tra il Comune e Terni Reti a valle del quale Terni Reti ha comunicato alla Società di essere "deputata all'avvio dell'iter per la valutazione di quanto richiesto" e "l'intenzione dell'apertura di un procedimento in contraddittorio al fine della valutazione della revisione del

canone fino all'aggiudicazione della nuova gara". La stessa Terni Reti ha inoltre richiesto ulteriori documenti al fine di poter analizzare più approfonditamente la richiesta, tra cui uno schema di atto aggiuntivo per il recepimento nel Contratto di Servizio delle modificate condizioni economiche. Tali documenti sono stati inviati il 14 aprile 2023, compresa la disponibilità della Società a concordare un elenco di opere di manutenzione straordinaria e di estensione della rete di distribuzione gas che Umbria Distribuzione Gas si impegnerebbe a realizzare secondo un piano temporale concordato e la richiesta che, qualora fosse siglato l'accordo aggiuntivo, le parti rinuncino formalmente ai contenziosi in atto sulla materia del canone disponendo conseguentemente tutti gli atti necessari a tale scopo. Il 30 maggio 2023, Terni Reti ha confermato di aver avviato l'analisi tecnico/economica finalizzata a valutare nel merito l'istanza di revisione del Contratto di Servizio.

Alla data odierna Terni Reti non ha emesso fatture relative al canone di concessione per le annualità 2021, 2022 e 2023. Le richieste di pagamento pervenute per la quota dei debiti residui a seguito dell'escussione della fidejussione non hanno precluso il protrarsi delle interlocuzioni con Terni Reti e il Comune di Terni volte alla rinegoziazione del canone di concessione.

In considerazione della descritta situazione di incertezza e al contenzioso instauratosi con Terni Reti relativo alla determinazione del canone di compartecipazione, gli Amministratori hanno rilevato uno specifico fondo rischi che al 31 dicembre 2023 è pari a 6.024 mila euro. La misura di tale fondo è stata determinata tenendo conto della pretesa di Terni Reti che le sia corrisposto un canone di compartecipazione applicando i medesimi criteri previsti dal Contratto di Servizio scaduto il 31 luglio 2019.

Alla data del 31 dicembre 2023 la Società presenta una posizione finanziaria netta positiva di 1.712 mila euro, interamente costituita dal saldo di cassa. La Società presenta, inoltre, un saldo debitorio verso i soci e le società facenti capo ai soci di 11.637 mila euro.

In data 10 aprile 2024, all'esito delle citate interlocuzioni con Terni Reti per la rinegoziazione del canone di concessione, è stato condiviso il testo di un accordo. In tale documento, che diventerà esecutivo dopo l'approvazione dell'Assemblea degli Azionisti di Umbria Distribuzione Gas e degli organismi del Comune di Terni, sono contenuti i seguenti principali elementi:

- l'entità del canone dovuto per le annualità comprese tra il 2020 e il 2029.
Per le annualità successive alla data di perfezionamento dell'accordo, a partire da quella del 2024 e fino al 2029, è fissato un canone annuo medio di circa 2,3 milioni di euro, sensibilmente inferiore a quello di 3,6 milioni di euro riconosciuto per il 2019, ultimo anno di vigenza del contratto di concessione sottoscritto nel 2007.
Per le quattro annualità dal 2020 al 2023, alla data di sottoscrizione dell'accordo – attesa nel 2024 - è previsto l'esborso di 10.602.569,19 euro oltre IVA da liquidare in tre rate, delle quali la prima, pari al 50% dell'importo, entro il 2024 e le due successive, ciascuna di importo pari al 25% del totale, nell'aprile e nel dicembre del 2025;
- rinuncia ai giudizi intentati e ancora pendenti.

La sottoscrizione di questo accordo porrebbe la Società nelle condizioni di poter guardare con maggiore fiducia ai prossimi anni, in quanto i canoni saranno certi e sostenibili rispetto alla sua struttura economica.

Nel contempo, il pagamento degli importi previsti nel biennio 2024/2025 di quanto dovuto per le quattro annualità pregresse dal 2020 al 2023 pone la ineludibile necessità di fare ricorso a una operazione straordinaria di finanziamento le cui modalità dovranno essere definite dagli Azionisti.

Dal 2024 la Società sarà in grado di far fronte ai propri impegni (gestione operativa, investimenti programmati e canone stabilito nell'accordo), come emerge dal budget 2024 approvato dal Consiglio di Amministrazione del 12 aprile 2024. Saranno invece necessarie nuove risorse finanziarie finalizzate al pagamento dei canoni pregressi dal 2020 al 2023 e dei debiti contratti negli anni più recenti con i soci fornitori di servizi.

In tale contesto, lo scenario delineato presenta una situazione di incertezza che può far sorgere dubbi significativi sulla continuità aziendale della Società. Gli Amministratori ritengono tuttavia ragionevole l'aspettativa che l'accordo tra le Parti venga sottoscritto e che gli Azionisti porranno in essere le dovute azioni finalizzate al finanziamento dell'accordo e al pagamento dei debiti verso soci. Pertanto, gli Amministratori hanno ritenuto appropriato utilizzare il presupposto della continuità aziendale per la redazione del bilancio d'esercizio chiuso al 31 dicembre 2023.

Altre informazioni

CAPITALE SOCIALE

Al 31 dicembre 2023, il Capitale sociale di 2.120.000 euro totalmente versato è rappresentato da n. 2.120.000 azioni ordinarie da nominali un euro cadauna detenute da Italgas S.p.A. (45%), A.S.M. Terni S.p.A. (40%) e Acea S.p.A. (15%).

AZIONI PROPRIE

In ottemperanza a quanto disposto dall'art. 2428, comma 3 numeri 3 e 4 del Codice Civile, si attesta che la Società non detiene, neppure per interposta persona, azioni proprie né è stata autorizzata dall'Assemblea a effettuare l'acquisto.

RAPPORTI CON PARTI CORRELATE

Le operazioni compiute con le parti correlate riguardano essenzialmente lo scambio di beni e la prestazione di servizi. Tutte le operazioni sono state compiute nell'interesse dell'impresa e fanno parte dell'ordinaria gestione; in particolare, le suddette operazioni sono regolate a condizioni di mercato, ovvero alle condizioni che si sarebbero applicate fra due parti indipendenti.

Gli ammontari dei rapporti di natura commerciale e diversa posti in essere con le parti correlate e la descrizione della tipologia delle operazioni più rilevanti sono evidenziate nella Nota integrativa.

ATTIVITÀ DI RICERCA E SVILUPPO

Nel corso dell'esercizio non sono stati sostenuti costi per ricerca e sviluppo.

SEDI SECONDARIE

In ottemperanza a quanto disposto dall'art. 2428, quarto comma del Codice Civile, si attesta che la Società non ha sedi secondarie.

FATTI DI RILIEVO AVVENUTI DOPO LA CHIUSURA DELL'ESERCIZIO

Non si segnalano fatti di rilievo avvenuti dopo la chiusura dell'esercizio ulteriori rispetto a quelli riportati nei paragrafi precedenti.

Glossario

Di seguito viene riportato il glossario dei termini finanziari, commerciali, tecnici e delle unità di misura di uso più ricorrente.

TERMINI ECONOMICI E FINANZIARI

Ammortamento L'ammortamento è il processo mediante il quale il costo delle immobilizzazioni viene ripartito in funzione del periodo in cui l'impresa ne trae beneficio, che normalmente corrisponde all'intera durata di utilizzazione.

Capitale di esercizio netto Voce costituita da tutte le attività e passività a breve termine, ad eccezione di quelle aventi natura finanziaria.

Capitale investito netto Investimenti netti di natura operativa, rappresentati dalla somma del capitale circolante netto, delle immobilizzazioni e del fondo trattamento fine rapporto.

Cash flow Disponibilità finanziaria che si genera in un'impresa in un determinato periodo di tempo. Più precisamente, costituisce la differenza tra le entrate correnti (principalmente ricavi d'esercizio monetari) e le uscite monetarie correnti (costi di competenza del periodo di riferimento, che hanno generato un'uscita di cassa).

Costi operativi Costi sostenuti per svolgere l'attività caratteristica dell'impresa. Fra i principali costi operativi vi sono gli acquisti, i servizi, la manutenzione, l'energia, i materiali di consumo, e il costo del lavoro.

Dividendo Remunerazione deliberata dall'Assemblea degli Azionisti su proposta del Consiglio di Amministrazione, corrisposta agli Azionisti.

Dividend Payout Rappresenta il rapporto tra i dividendi e l'utile netto del periodo ed equivale alla percentuale di utili distribuiti agli Azionisti sotto forma di dividendi.

Indebitamento finanziario netto Indicatore del grado di indebitamento di una società. È calcolato come differenza tra l'ammontare dei debiti (al netto dei crediti della stessa natura) derivanti da rapporti di natura finanziaria e quello delle disponibilità liquide ed equivalenti.

Investimenti Costi riferiti a beni a utilizzo pluriennale che non esauriscono la loro utilità nel corso di un periodo amministrativo.

Margine operativo lordo (EBITDA) L'EBITDA è una grandezza utilizzata come unità di misura per la valutazione delle performance operative della società, nel suo complesso e nei singoli settori di attività, in aggiunta al Risultato Operativo (EBIT). Il Margine Operativo Lordo è determinato dalla differenza tra i ricavi e i costi operativi.

Oneri finanziari netti Costo netto sostenuto per l'utilizzo di capitale di terzi. Comprende inoltre gli altri oneri netti correlati alla gestione finanziaria.

Patrimonio netto Insieme delle risorse apportate dagli azionisti aumentato degli utili non distribuiti e diminuito delle perdite.

Ricavi della gestione caratteristica Proventi relativi alla cessione di beni e/o alla prestazione di servizi inerenti alla gestione caratteristica, cui sono riferibili tutti quei valori economici che sono collegati al campo di attività tipica dell'impresa e che sono ricorrenti nello svolgimento delle operazioni aziendali.

R.O.E. (Return on equity) Rapporto tra utile netto e il patrimonio netto di fine periodo, in grado di esprimere la redditività del capitale proprio.

R.O.I. (Return on investment) caratteristico Rapporto tra utile operativo e capitale investito netto di fine periodo al netto delle partecipazioni, in grado di esprimere la redditività operativa, esprimendo la capacità dell'impresa di remunerare il capitale investito con il risultato della sua attività caratteristica.

Utile operativo (EBIT) Differenza fra i ricavi delle vendite e altri ricavi ed i costi d'esercizio in un determinato periodo, che corrisponde al risultato della gestione operativa ed è al lordo dei costi e dei ricavi della gestione finanziaria e delle imposte.

Utile netto Risultato che si ottiene sottraendo dal risultato operativo il risultato della gestione finanziaria e le imposte sul reddito.

TERMINI COMMERCIALI

Anno termico Periodo temporale di riferimento in cui viene suddiviso il periodo di regolazione, la cui durata va dal 1° ottobre al 30 settembre dell'anno successivo. A partire dal 3° periodo di regolazione l'anno termico coincide con l'anno solare.

Ambito tariffario L'ambito tariffario è l'ambito di determinazione delle tariffe per l'attività di distribuzione, formato dall'insieme delle località servite attraverso il medesimo impianto di distribuzione. Nei casi in cui più enti locali affidino in forma associata il servizio di distribuzione o gli stessi dichiarino di costituire un unico ambito tariffario, l'ambito tariffario coincide con l'insieme delle località servite attraverso più impianti di distribuzione da uno o anche più esercenti.

Cassa per i Servizi Energetici e Ambientali (CSEA) Ente pubblico non economico che, in qualità di "ente tecnico della contabilità dei sistemi energetici", svolge la sua attività nei settori elettrico e del gas con competenze in materia di riscossione delle componenti tariffarie e di gestione ed erogazione di contributi pubblici al fine di garantire, anche mediante interventi di perequazione, il funzionamento dei sistemi in condizioni di concorrenza, sicurezza e affidabilità.

Cliente finale È il consumatore che acquista gas per uso proprio.

Codice di Rete Documento che stabilisce le norme che regolano i diritti e gli obblighi dei soggetti coinvolti nel processo di erogazione del servizio di distribuzione del gas.

Concessione Atto per mezzo del quale l'Ente locale affida a una società la gestione di un servizio che ricade nell'ambito delle prerogative dell'Ente stesso e per il quale la società in questione assume il rischio di gestione.

Misurazione Insieme di operazioni che ha lo scopo di determinare il valore vero di una grandezza.

Perequazione Rappresenta la differenza tra i ricavi di competenza del periodo (VRT annuo) e quelli fatturati alla società di vendita sulla base dei volumi vettoriati. La posizione netta nei confronti della CSEA viene definita alla scadenza dell'anno termico ed è finanziariamente regolata nel corso dell'anno sulla base di acconti.

Periodo di regolazione È il periodo temporale, normalmente quadriennale, per il quale sono definiti i criteri per la determinazione delle tariffe per il servizio di distribuzione.

Punto di riconsegna È il punto di confine tra l'impianto di distribuzione del gas e l'impianto di proprietà o gestito dal cliente finale in cui l'impresa di distribuzione riconsegna il gas trasportato per la fornitura al Cliente finale e nel quale avviene la misurazione.

Servizio di distribuzione gas Servizio di trasporto di gas naturale effettuato attraverso reti di metanodotti locali da uno o più punti di consegna ai punti di riconsegna, in genere a bassa pressione e in contesti urbani, per la consegna ai consumatori finali.

Società di Vendita o RelCo (Retail Company) Società che, in virtù di un contratto di accesso alle reti gestite da un Distributore, esercita l'attività di vendita del gas.

Switching Subentro di un nuovo utilizzatore della rete nel servizio di distribuzione verso un determinato punto di riconsegna.

VRT (Vincolo dei Ricavi Totale) È il valore totale dei ricavi ammessi per le società di distribuzione dall'autorità regolatrice a copertura dei costi per l'erogazione del servizio di distribuzione, di misura e di commercializzazione.

Time-lag regolatorio È il ritardo con cui la tariffa remunera gli investimenti effettuati ed entrati in esercizio.

TERMINI TECNICI

Bar Unità di misura della pressione. La pressione atmosferica standard misura 1,01325 bar.

City-Gate È il punto di consegna virtuale dato dall'interconnessione di più punti di consegna (REMI) del gas dalla rete di trasporto alla rete di distribuzione.

Dispersione Fuoriuscita di gas dall'impianto di distribuzione.

Gas immesso in rete È il gas trasferito dalla rete di trasporto alla rete di distribuzione e quindi immesso in quest'ultima attraverso i "punti di consegna". La misurazione del gas immesso in rete tiene conto, oltre che dei quantitativi provenienti dalla rete di trasporto, anche delle quantità eventualmente aggiunte tramite carro bombolaio.

Gas vettoriato È il quantitativo di gas riconsegnato agli utenti della rete di distribuzione presso i punti di riconsegna.

Gascromatografo Strumento in grado di eseguire l'analisi del gas naturale o di sostanze in esso contenute, quali gli odorizzanti; è dotato di colonne gascromatografiche idonee alla separazione dei componenti del gas, di uno o più rivelatori e di un sistema di introduzione del campione gassoso e/o liquido. Il gascromatografo abbinato a sistemi di elaborazione dati (come personal computer e integratori elettronici) produce la documentazione che ne evidenzia la rintracciabilità e il risultato della misura. Può essere utilizzato sia per le analisi in campo (solitamente di tipo portatile) che per le analisi remote (solitamente di tipo fisso).

Gruppi di riduzione finale per usi civili (G.R.F.) Impianti predisposti per ricevere e ridurre di pressione il gas da una pressione in entrata superiore a 0,04 bar, a un valore di pressione in uscita inferiore a 0,04 bar, e sono impiegati per alimentare i clienti finali attraverso una rete di distribuzione in bassa pressione.

Gruppi di riduzione finale per usi industriali (G.R.I.) Impianti predisposti per ricevere e ridurre di pressione il gas, da una pressione in entrata superiore a 0,5 bar, a una pressione in uscita regolata per alimentare direttamente gli impianti di utilizzo industriale o similari (terziario, impianti di riscaldamento centralizzato, ecc.).

Gruppi di riduzione d'utenza (G.R.U.) Impianti predisposti per ricevere e ridurre di pressione il gas da una pressione in entrata superiore a 0,5 bar, a un valore di pressione in uscita regolata a valori inferiori a 0,04 bar per alimentare direttamente i clienti domestici o similari. I G.R.U. costituiscono parte integrante degli Impianti di Derivazione d'Utenza (I.D.U.).

Gruppo di misura Parte dell'impianto di alimentazione del cliente finale che serve per l'intercettazione, per la misura del gas e per il collegamento all'impianto interno del cliente finale. È comprensivo di un eventuale correttore dei volumi.

Impianti di prelievo, riduzione e misura (I.P.R.M.) Impianti predisposti per ricevere, ridurre di pressione, misurare e odorizzare nella misura prescritta, il gas fornito dalle reti di trasporto agli enti erogatori del gas per uso civile quale che sia la pressione di consegna, a valle dei quali esiste di regola almeno un altro impianto di riduzione che immette in reti di distribuzione a più bassa pressione, o che alimenta direttamente le utenze.

Impianti di riduzione intermedia (I.R.I.) Impianti predisposti per ricevere, ridurre di pressione ed eventualmente misurare il gas, da una pressione in entrata (P_e) superiore a 0,5 bar a un valore di pressione in uscita superiore a 0,04 bar.

Impianto di derivazione d'utenza (I.D.U.) o allacciamento Complesso di tubazioni con dispositivi ed elementi accessori che costituiscono le installazioni necessarie a fornire il gas al cliente finale; l'impianto di derivazione utenza o allacciamento ha inizio dall'organo di presa (compreso) e si estende fino al gruppo misura (escluso) e comprende l'eventuale gruppo di riduzione; in assenza del gruppo di misura, l'impianto di derivazione utenza o allacciamento si estende fino all'organo di intercettazione terminale (incluso) della derivazione stessa.

Odorizzante Prodotto che serve per odorizzare un gas inodore o per aumentare l'intensità di odore di un gas già odoroso.

Pronto intervento Insieme delle azioni volte ad assicurare e/o ripristinare tempestivamente la sicurezza e, laddove tecnicamente possibile, la continuità del servizio di distribuzione gas in occasione del verificarsi di anomalie sull'impianto di distribuzione o la sicurezza in caso di dispersioni di gas a valle del punto di riconsegna.

Punto di interconnessione È il punto di interconnessione tra due impianti di distribuzione gestiti da imprese distributrici diverse.

RAB (Regulatory Asset Base) Valore del capitale investito netto come riconosciuto dall'Autorità al fine della determinazione delle tariffe applicabili.

Sistema di protezione catodica Complesso delle installazioni, comprendente gli elementi attivi e passivi, che permette di valutare costantemente le condizioni delle tubazioni in acciaio utilizzate dal sistema di distribuzione gas, che per loro natura sono soggette a corrosione.

Punto di consegna (REMI) È il punto di riconsegna della rete di trasporto del gas dove viene reso disponibile il combustibile al distributore. Per i gas, diversi dal gas naturale, è il punto di alimentazione dell'impianto di distribuzione.

Sistema di telecontrollo È il sistema finalizzato alla supervisione a distanza dei principali parametri (portata del gas immesso, pressione, temperatura del gas in uscita, ecc.) di funzionamento di un punto di consegna che assolve anche alla funzione di registrazione in modo automatico e continuo degli eventi di superamento per ciascun parametro.