

5. Commento ai risultati economico - finanziari e altre informazioni

5.1 Quadro normativo e regolatorio

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:

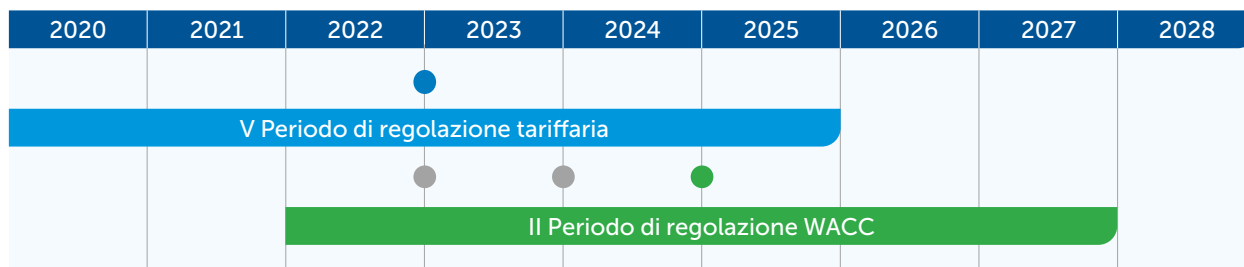
- il costo del capitale investito netto ai fini regolatori RAB (*Regulatory Asset Base*) attraverso l'applicazione di un tasso di remunerazione dello stesso;
- gli ammortamenti economico – tecnici, a copertura dei costi di investimento;
- i costi operativi, a copertura dei costi di esercizio.

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: – 6,3%: anni 2020 e 2021 – 5,6%: anni 2022 e 2023
Incentivi nuovi investimenti	Remunerazione investimenti t-1 a compensazione del <i>time lag</i> regolatorio dal 2013
Fattore di efficienza	Costi operativi distribuzione: – 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 RAB delle società incluse nel perimetro di consolidamento, risultante dall'applicazione dei criteri adottati dall'Autorità, con riferimento agli investimenti effettuati fino al 31 dicembre 2022, nell'ambito della definizione delle tariffe di riferimento, è pari a 8,2 miliardi di euro.



- Revisione parametri infra-periodo (*x-factor*, *beta*, *gearing*)
- Aggiornamento del WACC qualora l'incremento dei principali parametri determini una variazione di almeno 50 bps del WACC rispetto al valore in vigore
- Aggiornamento dei parametri del WACC comuni a tutti i servizi ($RF^{nominal}$, FP, parametri fiscali, CRP, inflazione, indici Iboxx e gradualità costo del debito)

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.

Con la sentenza n. 407/2023 pubblicata il 15 febbraio 2023, il TAR Lombardia ha parzialmente accolto il ricorso proposto da Italgas Reti per l'annullamento della **Delibera n. 570/2019/R/gas** del 29 dicembre 2019 recante la regolazione tariffaria dei servizi di distribuzione e misura del gas (RTDG) per il quinto periodo regolatorio (2020-2025).

Tra i vari profili oggetto del ricorso, il TAR ha accolto quello relativo al riconoscimento del livello iniziale 2020 dei costi operativi per le attività di distribuzione e misura per le imprese di grandi dimensioni, confermando l'erronea determinazione del valore di partenza per il 2018 e imponendo ad ARERA di rideterminare in aumento il valore del costo riconosciuto 2020 e in diminuzione quello dell'*x-factor*. Altro motivo accolto è quello relativo alla riduzione del coefficiente Beta per il servizio di misura e l'allineamento dello stesso a quello relativo all'attività di distribuzione, dal momento che la soluzione adottata sarebbe inficiata da gravi lacune istruttorie e risulterebbe contraddetta dalle valutazioni contenute negli stessi studi commissionati da ARERA, che hanno escluso la presenza dei presupposti per l'allineamento del coefficiente Beta.

Il TAR ha inoltre accolto anche la contestazione della Società sul riconoscimento del valore residuo di ammortamento dei gruppi di misurazione tradizionali di classe minore o uguale a G6 sostituiti con misuratori elettronici, riconoscendo la corresponsione degli interessi legali per la dilazione dei recuperi. Il TAR ha infine accolto il motivo concernente l'omessa predisposizione del documento di analisi di impatto della regolamentazione (AIR) e la carenza di istruttoria e di motivazione delle deliberazioni impugnate.

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. 154/2022/R/gas** ha determinato le tariffe di riferimento definitive per i servizi di distribuzione e misura del gas per l'anno 2021, calcolate sulla base dei dati patrimoniali consuntivi relativi all'anno 2020.

La **Delibera n. 194/2022/R/gas** ha determinato le tariffe di riferimento provvisorie per i servizi di distribuzione e misura del gas per l'anno 2022, sulla base dei dati patrimoniali preconsuntivi relativi all'anno 2021, ai sensi dell'articolo 3, comma 2, della RTDG.

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.

La **Delibera n. 654/2022/R/com** 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.

La **Delibera n. 679/2022/R/gas** ha rideterminato le tariffe di riferimento per i servizi di distribuzione e misura del gas naturale per gli anni dal 2009 al 2021, per tenere conto delle istanze di rettifica di dati fisici e patrimoniali presentate dagli operatori nei periodi 1-15 febbraio e 1-15 settembre 2022. In particolare, la Delibera:

- ha aggiornato le tariffe di riferimento definitive per l'anno tariffe 2020 per l'ATEM Torino 2, su segnala-

zione di Italgas, al fine di tenere conto delle modifiche apportate all'articolo 22 della RTDG in materia di trattamento dello stock di contributi esistenti al 2011, introdotte con la delibera n. 154/2022/R/gas;

- ha in parte aggiornato i recuperi delle quote di ammortamento dei contatori tradizionali > G6 sostituiti in attuazione delle Direttive smart meter gas, rimandando ad una fase successiva il recepimento delle istanze con effetti a favore delle imprese.

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.

Regolazione tariffaria – Grecia

Le concessioni possedute dai tre distributori del Gruppo DEPA Infrastructure si estendono su tutto il territorio greco; in particolare EDA Thess opera in Tessaglia e nell'area di Salonicco, Eda Attikis nell'Attica (inclusa la città di Atene) e DEDA sul restante territorio greco.

La scadenza ed il rinnovo della concessione della distribuzione del gas nella Repubblica Ellenica sono disciplinati dalla Legge greca sull'energia, parzialmente modificata (i.e. artt. 2, 80Γ e 88) dalla Legge n. 4812/2021, emanata il 30 giugno 2021. Secondo tale emendamento, la durata della licenza è fissata in almeno venti anni e può essere estesa a trenta ulteriori anni alla scadenza della licenza originaria, a seguito di domanda del titolare della licenza stessa. In tal caso, il titolare della licenza deve presentare richiesta di estensione un anno prima della scadenza (31 dicembre 2043). Il rinnovo avviene attraverso un "atto con effetto dichiarativo" emanato da parte dalla *Regulatory Authority for Energy* (RAE), il regolatore greco, ai sensi degli artt. 5-9-13-16 del *Regulation of Natural Gas Permits* (*Decision of the Minister* n. 178065/2018, pubblicata in Gazzetta 3430/2018). Con Legge 4951-2022 (art. 134) è stata, inoltre, introdotta la previsione di un rimborso, a beneficio del gestore uscente, del valore residuo dei propri asset, pari al valore della RAB⁶⁸ al termine della licenza maggiorata di un premio di almeno il 15%.

L'attività di distribuzione e misura del gas naturale in Grecia è regolamentata dalla RAE: 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 (es. *Distribution Code* - Decisione RAE 589/2016).

La durata di un periodo di regolazione tariffario è fissata in quattro anni: il periodo di regolazione in corso alla chiusura dell'esercizio è quello relativo agli anni 2019 – 2022. In particolare, la regolazione greca prevede che, antecedentemente all'inizio di ogni periodo di regolazione, l'operatore presenti alla RAE, per approvazione, il Piano di Sviluppo e il Business Plan per il successivo periodo di regolazione sulla cui base sono determinate le relative tariffe di distribuzione ed i ricavi regolati dell'operatore per il relativo periodo.

Nel caso si producano differenze tra le ipotesi formulate nel Piano di Sviluppo e nel Business Plan rispetto ai dati consuntivati nel periodo di riferimento, si genera uno scostamento dei ricavi effettivi rispetto a quelli regolati: tale scostamento (definito "*recoverable difference*"), positivo o negativo, viene considerato nella definizione dei ricavi regolati del periodo regolatorio successivo e verrà quindi recuperato o restituito all'interno delle tariffe dei successivi quattro anni. Per venire incontro all'esigenza di non porre in capo ai (soli) clienti finali collocati in aree svantaggiate con limitati sviluppi infrastrutturali i costi del servizio di distribuzione e misura, la RAE, con Decisione n. 485/22 art. 20, ha previsto la possibilità di socializzare la eventuale *recoverable difference* fra tutte le società di distribuzione appartenenti al medesimo gruppo societario.

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. In particolare, sono identificate le seguenti componenti tariffarie:

68. Valore dell'immobilizzato netto degli asset al netto dei contributi, degli interessi capitalizzati, dei ricavi relativi ai contributi di allacciamento e/o da utenti e di tutti i costi relativi alla progettazione.

Ad incremento della RAB una percentuale del *Working Capital* calcolata parametricamente.

- il costo del capitale investito netto ai fini regolatori RAB (*Regulatory Asset Base*) attraverso l'applicazione di un tasso di remunerazione (WACC); il WACC è nominale pre-tasse e viene definito *ex ante* per il periodo regolatorio;
- gli ammortamenti economico–tecnici, a copertura dei costi di investimento;
- i costi operativi, a copertura dei costi di esercizio, definiti per il periodo regolatorio successivo, non sono ri-verificati a consuntivo; in tal modo l'operatore può trattenere l'efficienza ottenuta nel corso del periodo regolatorio;
- sono scorporati i ricavi addizionali ottenuti da attività diverse dalla distribuzione gas;
- la *recoverable difference* definita dallo scostamento tra i ricavi regolati (calcolati a consuntivo) e i ricavi ottenuti da fatturazione;
- i costi di connessione (*connection fees*) possono essere sostenuti dall'operatore di distribuzione e, in tal caso, considerati ai fini della determinazione della RAB se il tasso di penetrazione dell'operatore è basso (lett. K) *point XIII* Decisione RAE 328/2016 - *Approval of the pricing regulation*).

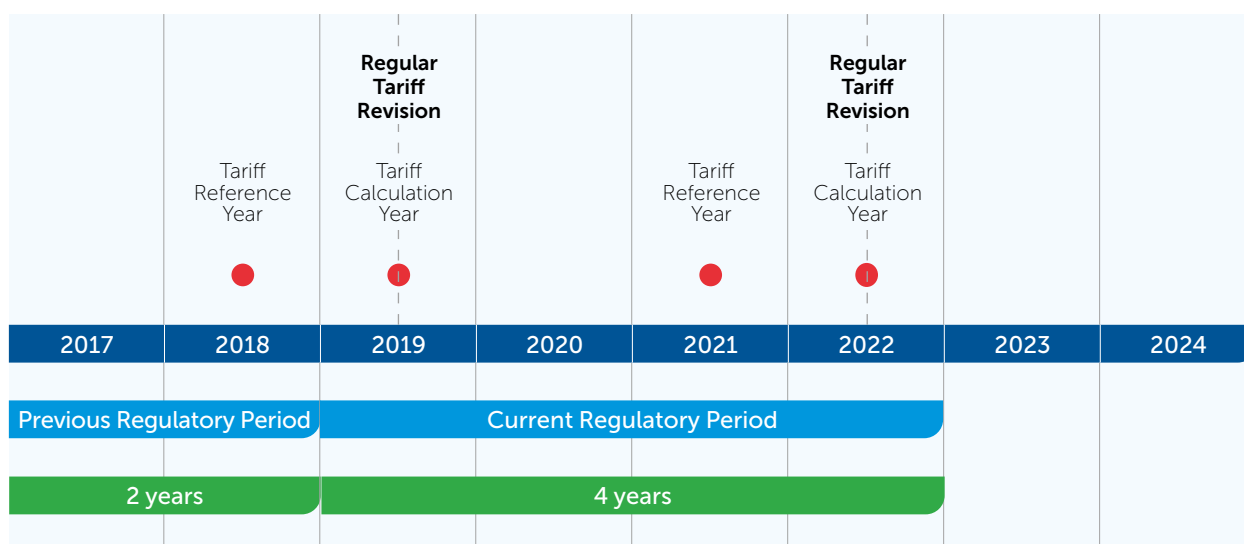
Required Revenues =	RAB x Reg. WACC	+ Depreciation	+ Opex	- Additional Revenues	± Recoverable Difference
Evaluated for each year in the Tariff Calculation Period	Return on RAB calculated by multiplying the RAB of the Operator with the Weighted Average Cost of Capital (WACC)	Fixed Assets are depreciated based on the accounting method provided by law with no strict obligation to set a specific period of depreciation. Existing DSOs have chosen different approaches regarding duration of depreciation for each category of assets	The reasonable expenses of the DSO for the operation of the Key Activity of Natural Gas Distribution	The DSO may undertake other activities : Auxiliary services (e.g. installation and maintenance of smart meters) and Optional services (e.g. energy efficiency services). For these services, the DSO submits to RAE a tariff proposal for approval	The difference between the Required Revenues and the Actual Revenues (which includes the revenues from the application of the Distribution tariffs according to the billed quantities)

Di seguito si riportano i principali elementi della regolazione tariffaria

Highlights periodo di regolazione 2019-2022

Termine periodo di regolazione (tariffe)	31 dicembre 2022
Calcolo del capitale investito netto riconosciuto ai fini regolatori (RAB)	Costo storico
Remunerazione del capitale investito netto riconosciuto ai fini regolatori (WACC)	Distribuzione e misura: 8,18% per il 2019 - 7,45% per il 2020 e 7,03% per il 2021 e 2022
Incentivi sui nuovi investimenti	Extra WACC di 1,5% per 4 anni sui nuovi investimenti se in linea con i KPI definiti dall'Autorità

(*) La RAB delle società della distribuzione greche, risultante dall'applicazione dei criteri adottati dall'Autorità regolatoria locale, con riferimento agli investimenti effettuati fino al 31 dicembre 2022, è pari a 0,7 miliardi di euro.



Servizio di bilanciamento del gas naturale – Settlement

In data 8 novembre 2022, con la **Delibera n. 555/2022/R/gas**, l'Autorità ha istituito, a partire dall'anno 2024, un meccanismo di incentivazione funzionale alle procedure di *Settlement*, volto a favorire la massima tempestività da parte delle imprese di distribuzione a rettificare i dati di misura che hanno generato un prelievo del PDR ritenuto anomalo, non facendo superare positivamente a quest'ultimo la verifica di coerenza in sessione di bilanciamento o aggiustamento, determinando, come conseguenza, l'attivazione del meccanismo di "sterilizzazione" del prelievo incoerente con attribuzione di conseguente penale.

A tal fine, ciascuna impresa di distribuzione è tenuta a versare, con riferimento a ciascun PDR allacciato a rete di distribuzione per il quale si verifichi quanto sopra indicato, un corrispettivo unitario (35 euro per classe del gruppo di misura minore o uguale a G6, 70 euro per classe del gruppo di misura compresa tra G10 e G25, 140 euro per classe del gruppo di misura maggiore o uguale a G40) moltiplicato per il numero progressivo di sterilizzazioni per PDR, scontato di una sessione per la quale, pur in presenza di sterilizzazione, non viene attribuita alcuna penale.

Efficienza energetica

In data 28 giugno 2022 è stata approvata dall'Autorità la **Delibera n. 292/2022/R/efr** che determina, ai sensi della **Delibera n. 270/2020/R/efr**, il contributo tariffario da riconoscere ai distributori adempienti ai propri obiettivi di risparmio energetico nell'ambito del meccanismo dei TEE per l'anno d'obbligo 2021, che ha avuto inizio il 17 luglio 2021 e termine il 31 maggio 2022.

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 è previsto nella misura di 253,44 €/TEE (pari alla somma del cap di 250 €/TEE e del contributo addizionale unitario di 3,44 €/TEE).

Il Gruppo Italgas in data 31 maggio 2022 ha annullato complessivamente 239.199 TEE ed in aggiunta ha acquistato allo scoperto dal GSE 148.532 TEE al prezzo di 10,00 €/TEE.

Con la determinazione n. 7/2022 del 12 ottobre 2022, l'Autorità ha definito gli obblighi di efficienza energetica per l'anno 2022 in capo ai distributori con più di 50.000 clienti finali connessi alla propria rete di distribuzione alla data del 31 dicembre 2020. Per le Società Controllate e Partecipate da Italgas S.p.A., l'obbligo quantitativo per l'anno 2022, espresso in numero di Certificati Bianchi, è pari a: i) 247.838 per Italgas Reti, ii) 35.987 per Toscana Energia e iii) 1.979 per Umbria Distribuzione Gas.

Nella sessione di annullamento intermedia di novembre 2022, relativa all'anno d'obbligo 2022 (01 Giugno 2022 – 31 Maggio 2023), il Gruppo Italgas ha annullato complessivamente 406.875 TEE a fronte di un acconto da parte di CSEA di 200,00 €/TEE, per un totale di 81,4 milioni di euro.

5.2 Commento ai risultati economico – finanziari⁶⁹

99

5.2.1 Conto economico riclassificato

(milioni di €)	2021	2022	Var. ass.	Var. %
Ricavi regolati distribuzione gas	1.294,5	1.313,5	19,0	1,5
di cui Ricavi di vettoriamento	1.200,1	1.225,8	25,7	2,1
di cui Altri ricavi regolati distribuzione gas	94,4	87,7	(6,7)	(7,1)
Ricavi diversi	76,3	242,4	166,1	-
di cui special item	-	18,6	18,6	-
Ricavi totali (*)	1.370,8	1.555,9	185,1	13,5
Ricavi totali adjusted	1.370,8	1.537,3	166,5	12,1
Costi operativi	(361,9)	(454,6)	(92,7)	25,6
Margine operativo lordo (EBITDA)	1.008,9	1.101,3	92,4	9,2
Margine operativo lordo adjusted (EBITDA adjusted)	1.008,9	1.082,7	73,8	7,3
Ammortamenti e svalutazioni	(425,7)	(459,9)	(34,2)	8,0
Utile operativo (EBIT)	583,2	641,4	58,2	10,0
Utile operativo adjusted (EBIT adjusted)	583,2	622,8	39,6	6,8
Oneri finanziari netti	(60,4)	(56,3)	4,1	(6,8)
di cui special item	(6,4)	-	6,4	-
Oneri finanziari netti adjusted	(54,0)	(56,3)	(2,3)	4,3
Proventi netti su partecipazioni	2,5	3,4	0,9	36,0
di cui special item	-	2,7	2,7	0,0
Utile prima delle imposte	525,3	588,5	63,2	12,0
Utile prima delle imposte adjusted	531,7	567,2	35,5	6,7
Imposte sul reddito	(141,9)	(152,4)	(10,5)	7,4
fiscalità correlata agli special item	1,5	(1,5)	(3,0)	-
Imposte sul reddito adjusted	(143,4)	(150,9)	(7,5)	5,2
Utile netto	383,4	436,1	52,7	13,7
Utile netto attribuibile al Gruppo	362,8	407,3	44,5	12,3
Utile netto attribuibile alle minoranze	20,6	28,8	8,2	39,8
Utile netto adjusted	388,3	416,3	28,0	7,2
Utile netto adjusted attribuibile al Gruppo	367,7	395,7	28,0	7,6
Utile netto adjusted attribuibile alle terze parti	20,6	20,6	-	-

(*) Il Conto economico riclassificato, a differenza del prospetto legal, prevede l'esposizione dei Ricavi totali e dei Costi operativi al netto degli effetti IFRIC 12 "Accordi per servizi in concessione" (772,0 e 727,8 milioni di euro rispettivamente nell'esercizio 2021 e 2022), dei contributi di allacciamento (19,6 e 19,2 milioni di euro rispettivamente nell'esercizio 2021 e 2022), dei rimborsi da terzi e di altre componenti residuali (0,8 e 9,6 milioni di euro rispettivamente nell'esercizio 2021 e 2022).

69. Il paragrafo "Commento ai risultati economico – finanziari" è riferito al Gruppo Italgas che comprende: Italgas S.p.A., Italgas Reti S.p.A., Medea S.p.A., Janagas S.r.l., Italgas Acqua S.p.A., Toscana Energia S.p.A., Immogas S.r.l., Geoside S.p.A., Bludigit S.p.A., Italgas

Newco S.p.A., DEPA Infrastructure S.A., Public Gas Distribution Networks S.A., Attiki Natural Gas Distribution Single Member Company S.A. e Thessaloniki – Thessalia Gas Distribution S.A.

I Relazione sulla Gestione

II Bilancio Consolidato

III Bilancio di Esercizio

IV Allegati al Bilancio Consolidato

L'**utile operativo adjusted (EBIT adjusted)**, al netto delle partite non ricorrenti, conseguito nell'esercizio 2022 ammonta a 622,8 milioni di euro, con un aumento di 39,6 milioni di euro rispetto al 31 dicembre 2021 (+6,8%) per effetto dei maggiori ricavi totali *adjusted* (166,5 milioni di euro; +12,1%), costi operativi (92,7 milioni di euro; +25,6%) e ammortamenti e svalutazioni (34,2 milioni di euro; +8,0%). Il Gruppo DEPA Infrastrutture, incluso nel perimetro di consolidamento a decorrere dal 1° settembre 2022, ha contribuito per 21,4 milioni di euro all'EBIT dell'esercizio.

L'**utile netto adjusted** dell'esercizio 2022 ammonta a 416,3 milioni di euro e registra un aumento di 28,0 milioni di euro rispetto all'esercizio 2021 pari al +7,2%.

L'**utile netto adjusted attribuibile al Gruppo** risulta pari a 395,7 milioni di euro ed è in aumento rispetto all'esercizio 2021 (28,0 milioni di euro, +7,6%).

5.2.2 Riconduzione dell'Utile operativo e dell'Utile netto *reported* a quelli *adjusted*

Il management di Italgas valuta la performance del Gruppo sulla base di misure di risultato non previste dagli IFRS ("Indicatori alternativi di performance"⁷⁰), ottenuti escludendo dall'utile operativo e dall'utile netto gli *special item*.

Le componenti reddituali sono classificate negli *special item*, se significative, quando: (i) derivano da eventi o da operazioni il cui accadimento risulta non ricorrente ovvero da quelle operazioni o fatti che non si ripetono frequentemente nel consueto svolgimento delle attività; (ii) derivano da eventi o da operazioni non rappresentativi della normale attività del business.

L'effetto fiscale correlato alle componenti escluse dal calcolo dell'utile netto *adjusted* è determinato sulla base della natura di ciascun componente di reddito oggetto di esclusione. L'utile operativo e l'utile netto *adjusted* non sono previsti né dagli IFRS, né da altri *standard setter*. Tali misure di performance consentono l'analisi dell'andamento del business, assicurando una migliore comparabilità dei risultati. L'informativa finanziaria NON – GAAP deve essere considerata come complementare e non sostituisce le informazioni redatte secondo gli IFRS.

Le componenti reddituali classificate negli *special item* dell'esercizio 2022, pari a 21,3 milioni di euro, riguardano:

- la plusvalenza relativa alla cessione a Edison della quota di controllo di Gaxa (2,7 milioni di euro);
- la plusvalenza derivante dall'operazione di conferimento degli asset del trasporto di Medea a Energie Rete Gas (5,1 milioni di euro);
- la rilevazione al *fair value* (13,5 milioni di euro), in applicazione del principio IFRS 3, degli attivi di Janagas, società acquisita da Fiamma 2000.

Le componenti reddituali classificate negli *special item* dell'esercizio 2021 riguardano i maggiori costi (6,4 milioni di euro) derivanti dall'operazione di *buyback* obbligazionaria perfezionata nel mese di febbraio 2021.

70. Per la definizione degli indicatori alternativi di performance si rimanda al capitolo "Non - GAAP Measures" della presente relazione.

(milioni di €)	2021	2022
Ricavi totali	1.370,8	1.555,9
<i>Esclusione special item</i>	-	(18,6)
- plusvalenza da conferimento e cessione degli asset del trasporto di Medea a ERG	-	(5,1)
- rilevazione al fair value degli asset di Janagas	-	(13,5)
Ricavi totali <i>adjusted</i>	1.370,8	1.537,3
Costi operativi totali	(361,9)	(454,6)
Margine operativo lordo (EBITDA)	1.008,9	1.101,3
<i>Esclusione special item</i>	-	(18,6)
Margine operativo lordo <i>adjusted</i> (EBITDA <i>adjusted</i>)	1.008,9	1.082,7
Utile operativo (EBIT)	583,2	641,4
<i>Esclusione special item</i>	-	(18,6)
Utile operativo <i>adjusted</i> (EBIT <i>adjusted</i>)	583,2	622,8
Oneri finanziari netti	(60,4)	(56,3)
<i>Esclusione special item</i>	6,4	-
- oneri finanziari da operazione di buyback obbligazionaria	6,4	-
Oneri finanziari netti <i>adjusted</i>	(54,0)	(56,3)
Proventi netti su partecipazioni	2,5	3,4
<i>Esclusione special item</i>	-	(2,7)
- plusvalenza da cessione della quota di controllo di Gaxa	-	(2,7)
Proventi netti su partecipazioni <i>adjusted</i>	2,5	0,7
Utile prima delle imposte	525,3	588,5
<i>Esclusione special item</i>	6,4	(21,3)
Utile prime delle imposte <i>adjusted</i>	531,7	567,2
Imposte sul reddito	(141,9)	(152,4)
<i>Esclusione special item</i>	(1,5)	1,5
Utile (perdita) netta	383,4	436,1
Utile (perdita) netta attribuibile alle terze parti	20,6	28,8
Utile (perdita) netta attribuibile al Gruppo	362,8	407,3
Utile (perdita) netta <i>adjusted</i>	388,3	416,3
Utile (perdita) netta <i>adjusted</i> attribuibile alle terze parti	20,6	20,6
Utile (perdita) netta <i>adjusted</i> attribuibile al Gruppo	367,7	395,7

I Relazione sulla Gestione

II Bilancio Consolidato

III Bilancio di Esercizio

IV Allegati al Bilancio Consolidato

5.2.3 Analisi delle voci del Conto economico riclassificato

Ricavi totali

(milioni di €)	2021	2022	Var. ass.	Var. %
Ricavi di vettoriamento	1.200,1	1.225,8	25,7	2,1
Altri ricavi regolati distribuzione gas	94,4	87,7	(6,7)	(7,1)
Totale ricavi regolati distribuzione gas	1.294,5	1.313,5	19,0	1,5
Ricavi diversi	76,3	242,4	166,1	217,7
<i>Special item</i>	-	18,6	<i>18,6</i>	-
Ricavi totali <i>adjusted</i>	1.370,8	1.537,3	166,5	12,1
Ricavi totali	1.370,8	1.555,9	185,1	13,5

I **ricavi totali** del 2022, nella configurazione ***adjusted***, ammontano a 1.537,3 milioni di euro, in aumento di 166,5 milioni di euro rispetto al 2021 (+12,1%) e si riferiscono ai ricavi regolati distribuzione gas naturale (1.313,5 milioni di euro) e a ricavi diversi ***adjusted*** (223,8 milioni di euro). I ricavi totali derivanti dall'inclusione nel perimetro di consolidamento del Gruppo DEPA Infrastructure sono pari a 51,4 milioni di euro.

I **ricavi regolati distribuzione gas** aumentano di 19,0 milioni di euro rispetto al 2021 per effetto dell'aumento dei ricavi di vettoriamento (25,7 milioni di euro) in parte compensato dalla diminuzione degli altri ricavi regolati distribuzione gas (-6,7 milioni di euro).

L'aumento dei **ricavi di vettoriamento** (25,7 milioni di euro) è riconducibile principalmente all'effetto del consolidamento del Gruppo DEPA Infrastructure (50,3 milioni di euro), dell'incremento della RAB di riferimento (27,8 milioni di euro), del deflatore (5,9 milioni di euro) e del contributo delle reti sarde (6,7 milioni di euro) parzialmente compensato dalla riduzione del WACC previsto dalla Delibera n. 614/2021/R/com (-54,4 milioni di euro), dalla variazione dell'*x-factor* (-8,4 milioni di euro) ai sensi della Delibera 570/2019/R/gas nonché dall'effetto della cessione degli impianti dell'ATEM Napoli 1 ad altro operatore (-4,2 milioni di euro).

La diminuzione degli **altri ricavi regolati** (6,7 milioni di euro) è principalmente legata al minor contributo ex art. 57 della Delibera ARERA n. 367/14 s.m.i. relativo alla sostituzione di misuratori tradizionali con quelli elettronici (2,0 milioni di euro al 31 dicembre 2022 e 13,9 milioni di euro al 31 dicembre 2021) e dai minori ricavi per servizi alla clientela parzialmente compensata dai maggiori incentivi per ricerca dispersioni (4,1 milioni di euro) e ricavi per attività da interruzione delle forniture di gas per morosità (1,4 milioni di euro).

I **ricavi diversi** nella configurazione ***adjusted*** (223,8 milioni di euro) aumentano di 147,5 milioni di euro rispetto al 2021 principalmente per effetto dell'incremento delle attività nel campo dell'efficienza energetica.

(milioni di €)	2021	2022	Var. ass.	Var. %
Costi fissi distribuzione gas	237,2	244,8	7,6	3,2
- costo lavoro netto	137,9	148,8	10,9	7,9
- costi esterni netti	99,3	96,0	(3,3)	(3,3)
Altre attività	53,5	143,6	90,1	168,4
- costo lavoro netto	5,3	6,9	1,6	30,2
- costi esterni netti	48,2	136,7	88,5	183,6
Altri costi e accantonamenti	3,8	(1,0)	(4,8)	(126,3)
TEE	(2,2)	1,8	4,0	(181,8)
Oneri connessi alle concessioni	69,6	65,4	(4,2)	(6,0)
Costi operativi	361,9	454,6	92,7	25,6

I **costi operativi** sono pari a 454,6 milioni di euro, in aumento di 92,7 milioni di euro rispetto al 2021 (di cui 20,8 milioni di euro per l'inclusione nel perimetro di consolidamento del Gruppo DEPA Infrastructure), principalmente per maggiori costi esterni netti per 85,2 milioni di euro (essenzialmente indotti dalle attività relative all'efficienza energetica) e costo del lavoro netto per 12,5 milioni di euro, compensati da minori accantonamenti netti ai fondi rischi, altri oneri e Titoli di Efficienza Energetica pari a 0,8 milioni di euro nonché minori oneri di concessione per 4,2 milioni di euro.

Ammortamenti e svalutazioni

(milioni di €)	2021	2022	Var. ass.	Var. %
Ammortamenti	424,8	459,0	34,2	8,1
Attività immateriali IFRIC 12	344,8	375,1	30,3	8,8
Altre attività immateriali	40,9	41,9	1,0	2,4
Immobili impianti e macchinari	39,1	42,0	2,9	7,4
di cui ammortamenti relativi a Diritti d'uso	22,9	24,6	1,7	7,4
Svalutazioni	0,9	0,9	-	-
Ammortamenti e svalutazioni	425,7	459,9	34,2	8,0

Gli **ammortamenti e svalutazioni** (459,9 milioni di euro) aumentano di 34,2 milioni di euro (+8,0%) rispetto al 2021 principalmente per effetto degli investimenti realizzati, della variazione dell'area di consolidamento connessa al Gruppo DEPA Infrastructure (9,2 milioni di euro) e dell'accelerazione relativa al piano di sostituzione dei misuratori di medio-grande calibro (4,7 milioni di euro).

Oneri finanziari netti

(milioni di €)	2021	2022	Var. ass.	Var. %
Oneri (proventi) su debiti finanziari a breve e a lungo termine	56,1	52,7	(3,4)	(6,1)
di cui special item	6,4	-	(6,4)	-
Upfront fee	6,3	6,7	0,4	6,3
Altri oneri (proventi) finanziari netti	(0,1)	(1,5)	(1,4)	-
- Oneri (proventi) finanziari connessi all'attualizzazione dei fondi ambientali e per benefici ai dipendenti	1,1	0,6	(0,5)	(45,5)
- Altri oneri (proventi) finanziari netti	(1,2)	(2,1)	(0,9)	75,0
Oneri finanziari imputati all'attivo patrimoniale	(1,9)	(1,6)	0,3	(15,8)
Oneri finanziari netti <i>adjusted</i>	54,0	56,3	2,3	4,3
Oneri finanziari netti	60,4	56,3	(4,1)	(6,8)

Gli **oneri finanziari netti** nella configurazione *adjusted*, al 31 dicembre 2022 sono pari a 56,3 milioni di euro, in aumento di 2,3 milioni di euro rispetto all'analogo periodo dell'anno precedente. L'aumento è attribuibile principalmente all'incremento dell'indebitamento finanziario medio lordo parzialmente compensato da un costo medio del debito in lieve diminuzione.

Gli Altri oneri (proventi) finanziari netti sono pari a 2,1 milioni di euro e si riferiscono prevalentemente a interessi su crediti verso Erario (1,2 milioni di euro) e a proventi finanziari derivanti dall'attualizzazione dei crediti relativi al "Super/ECobonus" (0,6 milioni di euro).

Il 2021 aveva rilevato quale *special item* gli effetti contabili del *buyback* obbligazionario (6,4 milioni di euro) finalizzato nel mese di febbraio 2021.

Proventi netti su partecipazioni

I **proventi netti su partecipazioni** nella configurazione *adjusted* al 31 dicembre 2022 sono pari a 0,7 milioni di euro.

Imposte sul reddito

(milioni di €)	2021	2022	Var. ass.	Var. %
Imposte correnti	154,6	160,8	6,2	4,0
Imposte differite nette	(12,7)	(8,4)	4,3	(33,9)
Imposte sul reddito	141,9	152,4	10,5	7,4
fiscalità correlata agli special item	1,5	(1,5)	(3,0)	-
Imposte sul reddito <i>adjusted</i>	143,4	150,9	7,5	5,2
Tax rate effettivo (%)	27,0%	25,9%		(4,1)
Tax rate effettivo <i>adjusted</i> (%)	27,0%	26,6%		(1,5)

Le **imposte sul reddito** ammontano a 152,4 milioni di euro in aumento di 10,5 milioni di euro rispetto al corrispondente valore dell'anno precedente essenzialmente come conseguenza del maggior risultato del periodo.

Il **tax rate** è pari al 25,9% (27,0% nell'esercizio 2021). Nella configurazione *adjusted*, il *tax rate* è pari al 26,6%.

La riconduzione del tax rate teorico al tax rate effettivo è fornita alla nota "Imposte sul reddito" nelle Note al Bilancio Consolidato.

5.2.4 Situazione patrimoniale-finanziaria riclassificata

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

Lo schema proposto rappresenta un'utile informativa per l'investitore perché consente di individuare le fonti di risorse finanziarie (mezzi propri e di terzi) e gli impieghi di risorse finanziarie nel capitale immobilizzato e in quello di esercizio.

La situazione patrimoniale-finanziaria riclassificata di Italgas al 31 dicembre 2022, raffrontata con quella al 31 dicembre 2021, è di seguito sintetizzata:

(milioni di €)	31.12.2021	31.12.2022	Var. ass.
Capitale immobilizzato (*)	7.106,2	8.120,6	1.014,4
Immobili, impianti e macchinari	372,1	379,0	6,9
Attività immateriali	6.938,1	7.975,5	1.037,4
Partecipazioni	35,1	66,2	31,1
Crediti finanziari e titoli strumentali all'attività operativa	2,8	3,4	0,6
Debiti netti relativi all'attività di investimento	(241,9)	(303,5)	(61,6)
Capitale di esercizio netto	115,6	340,0	224,4
Fondi per benefici ai dipendenti	(95,6)	(69,9)	25,7
Attività destinate alla vendita e passività direttamente associabili	2,2	-	(2,2)
CAPITALE INVESTITO NETTO	7.128,4	8.390,7	1.262,3
Patrimonio netto	2.142,5	2.390,6	248,1
- di competenza del Gruppo Italgas	1.891,4	2.108,3	216,9
- di competenza Terzi Azionisti	251,1	282,3	31,2
Indebitamento finanziario netto (**)	4.985,9	6.000,1	1.014,2
COPERTURE	7.128,4	8.390,7	1.262,3

(*) Al netto degli effetti derivanti dall'applicazione dell'IFRS 15.

(**) Al 31 dicembre 2022 la voce: i) include gli effetti derivanti dall'applicazione del principio IFRS 16 pari a 72,0 milioni di euro; ii) non considera passività per 34,8 milioni di euro costituite dal pro-quota del prestito soci, subordinato e convertibile in azioni, sottoscritto dal socio Phaeton Holding SA, che si ritiene non avere natura di debito finanziario. L'indebitamento finanziario netto inclusivo degli effetti di tale prestito soci si attesta a 6.034,9 milioni di euro. Nelle note al Bilancio Consolidato, in ottemperanza alla Comunicazione CONSOB n. DEM/6064293 del 28/7/2006, è rappresentato l'indebitamento finanziario netto inclusivo degli effetti ex IFRS 16 e del debito verso Phaeton Holding SA.

Il **capitale investito netto** al 31 dicembre 2022 ammonta a 8.390,7 milioni di euro ed è composto dalle voci di seguito commentate.

Il **capitale immobilizzato** (8.120,6 milioni di euro) aumenta di 1.014,4 milioni di euro rispetto al 31 dicembre 2021 e riflette l'effetto dell'inclusione nel perimetro di consolidamento del Gruppo DEPA Infrastructure e di Janagas, al netto del deconsolidamento di Gaxa e della cessione degli impianti dell'ATEM Napoli 1.

L'analisi della variazione degli **Immobili, impianti e macchinari** e delle **Attività immateriali** è la seguente:

(milioni di €)	Immobili, impianti e macchinari	Attività IFRIC 12	Attività immateriali	Totale
Saldo al 31 Dicembre 2021	372,1	6.732,0	206,1	7.310,2
Investimenti	37,0	730,0	47,3	814,3
di cui IFRS 16	26,4	-	-	26,4
Ammortamenti e svalutazioni	(42,0)	(378,0)	(39,9)	(459,9)
di cui ammortamenti ex IFRS 16	(24,6)	-	-	(24,6)
Variazione dell'area di consolidamento	17,1	883,3	116,6	1.017,0
Contributi	-	(21,9)	-	(21,9)
Dismissioni e alienazioni	(5,8)	(300,9)	(0,1)	(306,8)
Altre variazioni	0,6	3,0	(2,0)	1,6
Saldo al 31 Dicembre 2022	379,0	7.647,5	328,0	8.354,5

Le **immobilizzazioni immateriali** (7.975,5 milioni di euro) comprendono in prevalenza i beni per i servizi in concessione contabilizzati ai sensi dell'IFRIC 12 (7.647,5 milioni di euro). Al netto dell'effetto indotto dalla cessione degli immobilizzi relativi ai comuni dell'ATEM Napoli 1, l'aumento di 1.037,4 milioni di euro è riconducibile principalmente all'operazione di acquisizione del Gruppo DEPA Infrastructure che ha determinato la rilevazione di asset ai sensi dell'IFRIC 12 per 824,9 milioni di euro e un avviamento per 115,8 milioni di euro.

Le **immobilizzazioni materiali** (379,0 milioni di euro), che riguardano prevalentemente impianti, fabbricati e attrezzature industriali e commerciali, registrano un incremento di 6,9 milioni di euro principalmente per effetto degli investimenti di periodo per 29,2 milioni di euro (di cui 18,6 milioni di euro connessi all'applicazione dell'IFRS 16) e del primo consolidamento del Gruppo DEPA Infrastructure per 11,5 milioni di euro, al netto di ammortamenti per 42,0 milioni di euro (di cui 24,6 legati al diritto d'uso ex IFRS 16).

Le **partecipazioni** (66,2 milioni di euro) aumentano di 31,1 milioni di euro per effetto prevalentemente della sottoscrizione del 49% del capitale sociale di Energie Rete Gas (23,1 milioni di euro) e dell'acquisizione di una quota di minoranza del capitale della società Picarro Inc. (14,1 milioni di euro), al netto dell'operazione di riorganizzazione aziendale relativa alla partecipata Valdarno, valutata al 31 dicembre 2021 con il metodo del patrimonio netto (-5,5 milioni di euro).

Il **capitale di esercizio netto** consolidato al 31 dicembre 2022 ammonta a 340,0 milioni di euro ed è così composto:

(milioni di €)	31.12.2021	31.12.2022	Var. ass.
Crediti commerciali	388,6	315,7	(72,9)
Rimanenze	105,3	120,5	15,2
Crediti tributari	71,6	116,7	45,1
Ratei e risconti da attività regolate	115,8	188,6	72,8
Altre attività	185,7	815,1	629,4
Debiti commerciali	(300,9)	(709,4)	(408,5)
Fondi per rischi e oneri	(159,5)	(144,3)	15,2
Passività per imposte differite	(50,8)	(91,6)	(40,8)
Debiti tributari	(12,1)	(28,2)	(16,1)
Altre passività	(228,1)	(243,1)	(15,0)
	115,6	340,0	224,4

Rispetto al 31 dicembre 2021, il capitale d'esercizio netto aumenta di 224,4 milioni di euro per: i) minori crediti commerciali (-72,9 milioni di euro) per effetto principalmente della riduzione dei crediti verso le società di vendita (-232,8 milioni di euro), verso i clienti (-31,9 milioni di euro) e per il deconsolidamento di Gaxa (-16,1 milioni di euro) parzialmente compensata dai maggiori crediti relativi al "Super/Ecobonus" (114,5 milioni di euro), verso CSEA in prevalenza relativi al saldo di perequazione (61,5 milioni di euro) e al primo consolidamento del Gruppo DEPA Infrastructure (28,1 milioni di euro); ii) incremento delle rimanenze di magazzino (15,2 milioni di euro) relativo in prevalenza ad apparati di digitalizzazione e odorizzante, oltre che al contributo del Gruppo DEPA Infrastructure (11,4 milioni di euro); iii) aumento delle partite tributarie nette passive (-11,8 milioni di euro) prevalentemente per la variazione della fiscalità del periodo (-25,6 milioni di euro) al netto dell'effetto dei crediti fiscali maturati per "Super/Ecobonus" (37,5 milioni di euro), oltre che per il contributo del Gruppo DEPA Infrastructure e Janagas (-31,2 milioni di euro); iv) incremento delle altre attività (629,4 milioni di euro) prevalentemente relativo alle componenti accessorie della fatturazione del vettoriale oggetto di rimborso dalla CSEA (di cui "Bonus gas" e UG2 per 658,9 milioni di euro) compensato da minori crediti verso la CSEA per incentivi (41,3 milioni di euro); v) aumento dei debiti commerciali (408,5 milioni di euro) per effetto della posizione debitoria verso le società di vendita (445,9 milioni di euro) prevalentemente per "Bonus gas" e UG2 compensato della riduzione dei debiti verso fornitori (29,3 milioni di euro) e del saldo di perequazione verso la CSEA (8,0 milioni di euro); vi) riduzione dei fondi per rischi e oneri (15,2 milioni di euro); vii) aumento delle altre passività d'esercizio (15,0 milioni di euro).

Il consolidamento del Gruppo DEPA Infrastructure ha apportato complessivamente una variazione positiva del capitale circolante pari a 50,5 milioni di euro.

Si segnala che, nel corso dell'ultimo trimestre, la Società ha finalizzato con controparti finanziarie accordi di *factoring* in base ai quali possono essere ceduti pro soluto i crediti vantati dalla Società stessa e dalle sue Controllate. In particolare, è stata perfezionata la cessione di crediti IVA per un importo pari a 30,0 milioni di euro (2021: cessione di crediti per complessivi 306,2 milioni di euro).

Indebitamento finanziario netto

(milioni di €)	31.12.2021	31.12.2022	Var. ass.
Debiti finanziari e obbligazionari	6.376,9	6.510,8	133,9
Debiti finanziari a breve termine (*)	571,6	121,1	(450,5)
Debiti finanziari a lungo termine (**)	5.735,3	6.317,7	582,4
Debiti finanziari per leasing ex IFRS 16	70,0	72,0	2,0
Contratti derivati copertura Cash Flow Hedge	5,9	(52,5)	(58,4)
Contratti a breve termine	0,3	(17,1)	(17,4)
Contratti a lungo termine	5,6	(35,4)	(41,0)
Crediti finanziari e disponibilità liquide ed equivalenti	(1.396,9)	(458,2)	938,7
Disponibilità liquide ed equivalenti	(1.391,8)	(451,9)	939,9
Crediti finanziari	(5,0)	(5,6)	(0,6)
Titoli non strumentali all'attività operativa	(0,1)	(0,7)	(0,6)
Indebitamento finanziario netto (**)	4.985,9	6.000,1	1.014,2
Debiti finanziari per leasing ex IFRS 16	70,0	72,0	2,0
Indebitamento finanziario netto (esclusi effetti ex IFRS 16) (**)	4.915,9	5.928,1	1.012,2

(*) Includono le quote a breve dei debiti finanziari a lungo termine.

(**) Al 31 dicembre 2022 l'indebitamento finanziario netto riportato in Relazione sulla Gestione non considera passività per 34,8 milioni di euro costituite dal pro-quota del prestito soci a Italgas Newco, subordinato e convertibile in azioni, sottoscritto dal socio Phaeton Holding SA, che si ritiene non avere natura di debito finanziario. Nelle note al Bilancio Consolidato, in ottemperanza alla Comunicazione CONSOB n. DEM/6064293 del 28/7/2006, è rappresentato l'indebitamento finanziario netto inclusivo del debito verso Phaeton Holding SA.

L'**indebitamento finanziario netto** al 31 dicembre 2022, escludendo gli effetti derivanti dai debiti finanziari ex IFRS 16 pari a 72,0 milioni di euro (70,0 milioni di euro nel corrispondente periodo del 2021) e dalla quota prestito soci Italgas Newco, ammonta a 5.928,1 milioni di euro in aumento di 1.012,2 milioni di euro rispetto al 31 dicembre 2021 (4.915,9 milioni di euro). Includendo gli effetti derivanti dall'applicazione dell'IFRS 16 e della quota prestito soci Italgas Newco, l'indebitamento finanziario netto si attesta a 6.034,9 milioni di euro (4.985,9 milioni di euro a fine 2021). In ottemperanza alla Comunicazione CONSOB n. DEM/6064293 del 28/7/2006, le note al Bilancio Consolidato riportano la composizione dell'indebitamento finanziario inclusivo degli effetti ex IFRS 16 e prestito soci di cui sopra.

I **debiti finanziari e obbligazionari lordi** al 31 dicembre 2022 sono pari a 6.510,8 milioni di euro (6.376,9 milioni di euro al 31 dicembre 2021) e si riferiscono a prestiti obbligazionari (4.483,7 milioni di euro), contratti di finanziamento su provvista della Banca Europea per gli Investimenti/BEI (953,6 milioni di euro), a debiti verso banche (1.001,5 milioni di euro) e debiti per IFRS 16 (72,0 milioni di euro).

Le **disponibilità liquide**, pari a 451,9 milioni di euro, diminuiscono di 939,9 milioni di euro rispetto al 31 dicembre 2021 per l'impiego nelle operazioni di M&A del periodo.

Al 31 dicembre 2022 la composizione del debito finanziario lordo per tipologia di tasso d'interesse è la seguente:

(milioni di €)	31.12.2021	%	31.12.2022	%
Tasso fisso	5.910,9	92,7	5.905,8	90,7%
Tasso variabile	466,0	7,3	605,0	9,3%
Indebitamento finanziario lordo	6.376,9	100,0	6.510,8	100,0%

Le passività finanziarie a tasso fisso ammontano a 5.905,8 milioni di euro e si riferiscono principalmente a prestiti obbligazionari (4.483,7 milioni di euro), a quattro finanziamenti BEI (846,1 milioni di euro), a finanziamenti bancari (504,0 milioni di euro) e a passività finanziarie ex IFRS 16 (72,0 milioni di euro).

Le passività finanziarie a tasso variabile ammontano a 605,0 milioni di euro, aumentano di 139,0 milioni di euro rispetto al 31 dicembre 2021 a seguito del consolidamento dei finanziamenti bancari sottoscritti dalle società del Gruppo DEPA Infrastructure (245,0 milioni di euro), parzialmente compensato da un minore utilizzo delle linee bancarie da parte di Italgas S.p.A.

Ad eccezione di un finanziamento BEI di nominali 90 milioni di euro sottoscritto da Toscana Energia e di alcuni finanziamenti stipulati dalle Società Controllate da DEPA Infrastructure pre-esistenti all'acquisizione, al 31 dicembre 2022 non sono presenti contratti di finanziamento contenenti *covenant* finanziari e/o assistiti da garanzie reali.

Alcuni di tali contratti prevedono, *inter alia*, il rispetto di: (i) impegni di *negative pledge* ai sensi dei quali Italgas e le Società Controllate sono soggette a limitazioni in merito alla creazione di diritti reali di garanzia o altri vincoli su tutti o parte dei rispettivi beni, azioni o su merci; (ii) clausole *pari passu* e *change of control*; (iii) limitazioni ad alcune operazioni straordinarie che la Società e le sue Controllate possono effettuare. Al 31 dicembre 2022 tali impegni risultano rispettati.

Prospetto dell'utile complessivo

(milioni di €)	2021	2022
Utile netto	383,4	436,1
Altre componenti dell'utile complessivo		
Componenti riclassificabili a Conto economico:		
Variazione <i>fair value</i> derivati di copertura <i>cash flow hedge</i> (Quota efficace)	14,8	56,6
Effetto fiscale	(3,6)	(13,6)
	11,2	43,0
Componenti non riclassificabili a Conto economico:		
Utile (Perdita) attuariale da <i>remeasurement</i> piani a benefici definiti per i dipendenti	1,9	11,7
Variazione <i>fair value</i> partecipazioni valutate al <i>fair value</i> con effetti a OCI	-	0,8
Effetto fiscale	(0,5)	(3,5)
	1,4	9,0
Totale altre componenti dell'utile complessivo al netto dell'effetto fiscale	12,6	52,0
Totale utile complessivo dell'esercizio	396	488,1
Di competenza:		
- Italgas	375,3	458,8
- Interessenze di terzi	20,7	29,3
	396,0	488,1

(milioni di €)	2022
Patrimonio netto al 31 dicembre 2021	2.142,5
di cui:	
- Patrimonio netto di Gruppo	1.891,4
- Patrimonio netto degli Azionisti terzi	251,1
Incremento per:	
- Utile dell'esercizio 2022	436,1
di cui:	
Utile di competenza del Gruppo	407,3
Utile di competenza degli Azionisti terzi	28,8
- Riserva <i>stock grant</i>	0,5
- Riserva da valutazione IAS 19	8,4
- Riserva da valutazione <i>Cash Flow Hedge</i>	45,1
- Riserva da valutazione al <i>fair value</i> di partecipazioni	0,5
- Apporto capitale da terzi	-
Decremento per:	
- Distribuzione dividendo 2021 Italgas	(238,9)
- Distribuzione dividendo 2021 agli Azionisti terzi(*)	(14,2)
- Variazione area di consolidamento	(73,7)
- Altre variazioni	
di cui:	
- Attribuibili al Gruppo	67,1
- Attribuibili agli Azionisti terzi	17,2
Patrimonio netto di Gruppo	2.108,3
Patrimonio netto degli Azionisti terzi	282,3
Patrimonio netto al 31 dicembre 2022	2.390,6

(*) Trattasi del dividendo straordinario pagato da Toscana Energia.

5.2.5 Rendiconto finanziario riclassificato

Lo schema del rendiconto finanziario riclassificato sottoriportato è la sintesi dello schema legale 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*⁷¹", cioè l'avanzo o il deficit di cassa che residua dopo il finanziamento degli investimenti.

71. 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).

(milioni di €)	2021	2022
Utile netto	383,4	436,1
A rettifica:		
- Ammortamenti ed altri componenti non monetari	426,6	469,9
- Minusvalenze (plusvalenze) nette su cessioni e radiazioni di attività	3,6	(30,8)
- Interessi e imposte sul reddito	203,6	208,7
Variazione del capitale di esercizio relativo alla gestione	76,5	(311,5)
Dividendi, interessi e imposte sul reddito incassati (pagati)	(261,8)	(200,7)
Flusso di cassa da attività operativa (*)	831,9	571,7
Investimenti tecnici	(809,3)	(766,1)
Altre variazioni relative all'attività di investimento	14,6	47,8
Disinvestimenti e altre variazioni	12,5	325,4
Free cash flow prima di operazioni di Merger and Acquisition	49,7	178,8
Imprese incluse nell'area di consolidamento	(22,1)	(958,7)
Acquisizione rami d'azienda, impianti e attività finanziarie	(1,7)	(23,1)
Free cash flow	25,9	(803,0)
Variazione dei debiti finanziari a breve e a lungo e dei crediti finanziari	955,7	132,1
Rimborsi debiti finanziari per beni in leasing	(21,5)	(27,9)
Apporto capitale da terzi	11,3	12,3
Flusso di cassa del capitale proprio	(243,1)	(253,3)
Flusso di cassa netto dell'esercizio	728,3	(939,8)

(*) Al netto degli effetti derivanti dall'applicazione dell'IFRS 15.

Variazione indebitamento finanziario netto

(milioni di €)	2021	2022
Free cash flow prima di operazioni di Merger and Acquisition	49,7	178,8
Variazione per acquisizioni di partecipazioni, rami aziendali e asset	(42,2)	(981,9)
Incremento debiti finanziari per leasing	(15,2)	(29,9)
Flusso di cassa del capitale proprio	(243,1)	(253,3)
Apporto capitale da terzi	11,3	12,3
Altre variazioni (Differenza tra interessi contabilizzati e pagati e fair value derivati)	(4,0)	59,8
Variazione indebitamento finanziario netto	(243,5)	(1.014,2)

Il flusso di cassa da attività operativa al 31 dicembre 2022 pari a 571,7 milioni di euro è stato parzialmente assorbito dal flusso derivante dagli investimenti netti pari a 392,9 milioni di euro generando un *free cash flow*, prima delle operazioni di M&A, pari a 178,8 milioni di euro. Alla data del 31 dicembre 2022, il flusso di cassa in uscita derivante dalle operazioni di M&A ammonta a 981,8 milioni di euro portando il *free cash flow* a -803,0 milioni di euro.

Considerando anche il pagamento del dividendo per 253,3 milioni di euro, l'incremento dell'indebitamento finanziario netto è stato pari a 1.014,2 milioni di euro.

5.3 Commento ai risultati economico - finanziari di Italgas S.p.A.

Italgas S.p.A. è stata costituita il 1° giugno 2016 ed è quotata a partire dal 7 novembre 2016 alla Borsa di Milano.

5.3.1 Conto economico riclassificato

In considerazione della natura di *holding* di partecipazioni di tipo industriale di Italgas S.p.A., è stato predisposto lo schema di Conto economico riclassificato prevedendo l'inversione dell'ordine delle voci del Conto economico ex D.lgs. n. 127/91, presentando per prime quelle relative alla gestione finanziaria, in quanto per tali società rappresenta la più rilevante componente di natura reddituale⁷².

(milioni di €)	2021	2022	Var. ass.	Var. %
Proventi da partecipazioni	264,1	270,1	6,0	2,3
<i>di cui special item</i>	-	1,9	1,9	-
Interessi attivi	38,4	52,9	14,5	37,8
<i>di cui special item</i>	2,9	-	(2,9)	-
Interessi passivi e altri oneri finanziari	(61,5)	(57,2)	4,3	(7,0)
<i>di cui special item</i>	(5,2)	-	5,2	-
Proventi e oneri finanziari	241,0	265,8	24,8	10,3
Proventi e oneri finanziari <i>adjusted</i>	249,1	263,9	14,8	5,9
Ricavi per prestazioni di servizio	102,2	83,8	(18,4)	(18,0)
Altri proventi della gestione	102,2	83,8	(18,4)	(18,0)
Altri costi della gestione				
Per il personale	(48,8)	(48,7)	0,1	0,2
Per prestazioni di servizi non finanziari e altri costi	(52,2)	(37,7)	14,5	27,8
Ammortamenti	(5,3)	(2,2)	3,1	58,5
Totale altri costi della gestione	(106,3)	(88,6)	17,7	16,7
Utile prima delle imposte	236,9	261,0	24,1	10,2
Utile prima delle imposte <i>adjusted</i>	245,0	259,1	14,1	5,8
Imposte sul reddito	2,7	(1,2)	(3,9)	-
<i>fiscalità correlata agli special item</i>	(1,9)	-	1,9	-
Imposte sul reddito <i>adjusted</i>	0,8	(1,2)	(2,0)	-
Utile netto	239,6	259,8	20,2	8,4
Utile netto <i>adjusted</i>	245,8	257,9	12,1	4,9

72. Si veda a tal proposito la Comunicazione CONSOB n. 94001437 del 23 febbraio 1994.

L'**utile netto** conseguito nel 2022 ammonta a 259,8 milioni di euro, in aumento di 20,2 milioni di euro rispetto al corrispondente valore del 2021. Nella configurazione **adjusted**, l'utile netto ammonta a 257,9 milioni di euro.

La componente reddituale classificata negli *special item* del 2022 riguarda la plusvalenza relativa alla cessione a Edison della quota di controllo di Gaxa (1,9 milioni di euro) al netto della relativa fiscalità.

Le componenti reddituali classificate negli *special item* del 2021 riguardano: i) minori proventi (2,9 milioni di euro) sostenuti per l'operazione di rinegoziazione di un finanziamento nei confronti della controllata Medea, con decorrenza 1° luglio 2021, al netto della relativa fiscalità (0,7 milioni di euro) e ii) maggiori oneri (5,2 milioni di euro) derivanti dall'operazione di *buyback* obbligazionaria perfezionata nel mese di febbraio 2021, al netto della relativa fiscalità (1,3 milioni di euro).

5.3.2 Analisi delle voci del Conto economico riclassificato

Proventi e oneri finanziari

(milioni di €)	2021	2022	Var. ass.	Var. %
Proventi da partecipazioni	264,1	270,1	6,0	2,3
<i>di cui special item</i>	-	1,9	1,9	-
Interessi attivi	38,4	52,9	14,5	37,8
<i>di cui special item</i>	2,9	-	(2,9)	-
Interessi passivi e altri oneri finanziari	(61,5)	(57,2)	4,3	(7,0)
<i>di cui special item</i>	(5,2)	-	5,2	-
Proventi e oneri finanziari adjusted	249,1	263,9	14,8	5,9
Totale proventi e oneri finanziari	241,0	265,8	26,7	33,0

I **proventi da partecipazioni** (270,1 milioni di euro) includono essenzialmente i dividendi distribuiti dalle società controllate Italgas Reti (253,7 milioni di euro) e Toscana Energia (14,4 milioni di euro).

Gli **interessi attivi** (52,9 milioni di euro) riguardano principalmente proventi attivi derivanti dai finanziamenti infragruppo concessi da Italgas alle Società Controllate.

Gli **interessi passivi e altri oneri finanziari** (57,2 milioni di euro) si riferiscono ai costi correlati all'indebitamento finanziario, e riguardano essenzialmente oneri su prestiti obbligazionari⁷³ (47,9 milioni di euro) e finanziamenti erogati da Banche (4,3 milioni di euro).

Altri proventi della gestione

(milioni di €)	2021	2022	Var. ass.	Var. %
Ricavi per prestazioni di servizio	102,2	83,8	(18,4)	(18,0)
Altri proventi della gestione	102,2	83,8	(18,4)	(18,0)

Gli **altri proventi della gestione** (83,8 milioni di euro) si riferiscono in prevalenza a riaddebiti alle Società Controllate dei costi sostenuti per la prestazione di servizi gestiti a livello centralizzato da Italgas S.p.A. Tali servizi sono regolati mediante contratti stipulati tra Italgas S.p.A. e le proprie Controllate e riguardano le seguenti aree: ICT, personale e organizzazione, pianificazione, amministrazione, finanza e controllo, *procurement*, servizi generali, immobiliari e di *security*, affari legali, societari e compliance, salute sicurezza e ambiente, relazioni istituzionali e regolazione, relazioni esterne e comunicazione, *internal audit* ed *Enterprise Risk Management* (ERM).

73. I dettagli circa le emissioni obbligazionarie verificatesi nel corso dell'esercizio e le relative condizioni sono fornite nella nota "Passività finanziarie a breve termine, passività finanziarie a lungo termine e quote a breve di passività finanziarie a lungo termine" delle Note al Bilancio di Esercizio.

Altri costi della gestione

(milioni di €)	2021	2022	Var. ass.	Var. %
Per il personale	(48,8)	(48,7)	0,1	0,2
Per prestazioni di servizi non finanziari e altri costi	(52,2)	(37,7)	14,5	27,8
Ammortamenti	(5,3)	(2,2)	3,1	58,5
Totale altri costi della gestione	(106,3)	(88,6)	17,8	16,7

Gli **altri costi della gestione** (88,6 milioni di euro) si riferiscono a costi per il personale (48,7 milioni di euro) e a costi per prestazioni di servizi non finanziari e altri costi (37,7 milioni di euro), ammortamenti (2,2 milioni di euro). I costi per prestazioni di servizi non finanziari e altri costi comprendono costi per consulenze e prestazioni professionali (16,8 milioni di euro), costi per contratti di servizi infragruppo relativi principalmente ai servizi ICT forniti da Bludigit e tecnici forniti da Italgas Reti (11,7 milioni di euro), costi per servizi assicurativi e bancari (1,7 milioni di euro) e altri costi per servizi diversi (7,5 milioni di euro).

5.3.3 Situazione patrimoniale-finanziaria riclassificata

(milioni di €)	31.12.2021	31.12.2022	Var. ass.
Capitale immobilizzato	6.709,8	7.350,2	953,2
Immobili, impianti e macchinari	12,3	10,7	(1,6)
Immobilizzazioni immateriali	0,4	1,2	0,8
Partecipazioni	3.010,4	3.107,8	97,4
Crediti finanziari e titoli strumentali all'attività operativa	3.687,8	4.544,3	856,5
Debiti (crediti) netti relativi all'attività d'investimento	(1,1)	(1,0)	0,1
Capitale di esercizio netto	(4,9)	(7,8)	(2,9)
Fondi per benefici ai dipendenti	(12,3)	(9,0)	3,3
CAPITALE INVESTITO NETTO	6.692,6	7.646,2	953,6
Patrimonio netto	1.737,7	1.806,6	68,9
Indebitamento finanziario netto	4.954,9	5.839,6	884,7
COPERTURE	6.692,6	7.646,2	953,6

Il **capitale investito netto** ammonta a 7.646,2 milioni di euro e si incrementa di 959,5 milioni di euro rispetto al 31 dicembre 2021 per effetto principalmente dei maggiori crediti finanziari strumentali all'attività operativa (856,5 milioni di euro).

Le **partecipazioni** pari a 3.107,8 milioni di euro si riferiscono alle società controllate Italgas Reti, Italgas Acqua, Toscana Energia, Geoside, Italgas Newco e Bludigit (3.092,3 milioni di euro), alle società a controllo congiunto Umbria Distribuzione Gas e Metano S. Angelo Lodigiano (1,0 milione di euro) e alle società collegate e altre imprese (14,5 milioni di euro).

(milioni di €)	31.12.2021	31.12.2022	Var. ass.
Crediti commerciali	37,2	42,9	5,7
Crediti tributari	17,3	32,1	13,6
Attività per imposte anticipate	4,7	-	(4,7)
Altre attività	3,0	3,7	0,7
Debiti commerciali	(17,1)	(18,6)	(1,5)
Fondi per rischi e oneri	(8,0)	(6,8)	1,2
Passività per imposte differite	-	(9,7)	(9,7)
Debiti tributari	(31,2)	(34,9)	(3,7)
Altre passività	(10,8)	(16,5)	(5,7)
	(4,9)	(7,8)	(2,9)

Il **capitale di esercizio netto** (-7,8 milioni di euro) aumenta di 2,9 milioni di euro rispetto al 31 dicembre 2021 per effetto principalmente dell'aumento (i) dei crediti commerciali (5,7 milioni di euro), (ii) dei debiti commerciali (1,5 milioni di euro), (iii) delle altre passività (5,7 milioni di euro) e (iv) delle altre attività (0,7 milioni di euro) parzialmente compensato (v) dalla diminuzione delle partite tributarie nette (4,5 milioni di euro) e (vi) dei fondi per rischi e oneri (1,2 milioni di euro).

Indebitamento finanziario netto

(milioni di €)	31.12.2021	31.12.2022	Var. ass.
Debiti finanziari e obbligazionari	6.547,8	6.494,2	(53,6)
Debiti finanziari a breve termine (*)	875,8	475,9	(399,9)
Debiti finanziari a lungo termine	5.662,5	6.010,1	347,6
Debiti finanziari per leasing ex IFRS 16	9,5	8,2	(1,3)
Contratti derivati copertura Cash Flow Hedge	5,9	(50,9)	(56,8)
Contratti a breve termine	0,3	(17,1)	(17,4)
Contratti a lungo termine	5,6	(33,8)	(39,4)
Crediti finanziari e disponibilità liquide ed equivalenti	(1.598,8)	(603,7)	995,1
Disponibilità liquide ed equivalenti	(1.384,6)	(355,8)	1.028,8
Crediti finanziari non strumentali all'attività operativa	(214,2)	(247,9)	(33,7)
Indebitamento finanziario netto	4.954,9	5.839,6	884,7
Debiti finanziari per leasing ex IFRS 16	9,5	8,2	(1,3)
Indebitamento finanziario netto (esclusi effetti ex IFRS 16)	4.945,4	5.831,4	886,0

(*) Includono le quote a breve dei debiti finanziari a lungo termine e debiti finanziari verso Controllate.

L'**indebitamento finanziario netto** al 31 dicembre 2022, escludendo gli effetti derivanti dai debiti finanziari ex IFRS 16 pari a 8,2 milioni di euro (9,5 milioni di euro nel corrispondente periodo del 2021), ammonta a 5.831,4 milioni di euro, in aumento di 886,0 milioni di euro rispetto al 31 dicembre 2021 (4.945,4 milioni di euro). Includendo gli effetti derivanti dall'applicazione dell'IFRS 16, l'indebitamento finanziario netto si attesta a 5.839,6 milioni di euro (4.954,9 milioni di euro al 31 dicembre 2021).

I **debiti finanziari e obbligazionari** al 31 dicembre 2022 sono pari a 6.494,2 milioni di euro (6.547,8 milioni di euro al 31 dicembre 2021) e si riferiscono prevalentemente a:

prestiti obbligazionari (4.483,6 milioni di euro), contratti di finanziamento su provvista della Banca Europea per gli Investimenti/BEI (867,2 milioni di euro), debiti verso banche (751,4 milioni di euro), passività verso Società Controllate (383,8 milioni di euro) e debiti finanziari ex IFRS 16 (8,2 milioni di euro).

Al 31 dicembre 2022 la composizione del debito per tipologia di tasso d'interesse, comprensiva dei debiti per leasing ex IFRS 16, è la seguente:

(milioni di €)	31.12.2021	%	31.12.2022	%
Tasso fisso	6.082,1	92,9	6.135,4	94,5
Tasso variabile	465,7	7,1	358,8	5,5
Indebitamento finanziario lordo	6.547,8	100,0	6.494,2	100,0

Le passività finanziarie a tasso fisso ammontano a 6.135,4 milioni di euro e si riferiscono a prestiti obbligazionari (4.483,6 milioni di euro), tre finanziamenti BEI (759,7 milioni di euro), debiti verso banche (500,1 milioni di euro), passività verso Società Controllate (383,8 milioni di euro) e debiti finanziari ex IFRS 16 (8,2 milioni di euro).

Le passività finanziarie a tasso fisso aumentano di 53,3 milioni di euro rispetto al 31 dicembre 2021 prevalentemente per effetto della stipula di un nuovo finanziamento BEI parzialmente compensato dalla diminuzione dei prestiti obbligazionari per via del rimborso effettuato a gennaio 2022.

Le passività finanziarie a tasso variabile diminuiscono di 106,9 milioni di euro per effetto del minor utilizzo delle linee di credito bancarie (350,0 milioni di euro) parzialmente compensato dalla stipula di un nuovo Term Loan (250,0 milioni di euro).

Al 31 dicembre 2022 non sono presenti contratti di finanziamento contenenti *covenant* finanziari e/o assistiti da garanzie reali. Alcuni di tali contratti prevedono, *inter alia*, il rispetto di: (i) impegni di *negative pledge* ai sensi dei quali Italgas e le Società Controllate sono soggette a limitazioni in merito alla creazione di diritti reali di garanzia o altri vincoli su tutti o parte dei rispettivi beni, azioni o su merci; (ii) clausole *pari passu* e *change of control*; (iii) limitazioni ad alcune operazioni straordinarie che la Società e le sue Controllate possono effettuare. Al 31 dicembre 2022 tali impegni risultano rispettati.

5.3.4 Rendiconto finanziario riclassificato

(milioni di €)	2021	2022
Utile netto	239,6	259,8
A rettifica:		
- Ammortamenti ed altri componenti non monetari	4,1	8,8
- Interessi e imposte sul reddito	(240,9)	(262,7)
Variazione del capitale di esercizio relativo alla gestione	(9,5)	(20,2)
Dividendi, interessi e imposte sul reddito incassati (pagati)	244,1	274,8
Flusso di cassa da attività operativa	237,4	260,4
Investimenti tecnici	(8,7)	(1,0)
Partecipazioni	(0,7)	(105,2)
Investimenti finanziari netti strumentali all'attività operativa	(506,8)	(856,6)
Altre variazioni relative all'attività di investimento	(2,6)	-
Disinvestimenti e altre variazioni	4,6	24,4
Free cash flow	(276,8)	(677,7)
Variazione dei crediti finanziari non strumentali all'attività operativa	48,3	(33,7)
Variazione dei debiti finanziari correnti e non correnti	1.181,8	(76,7)
Rimborsi di debiti finanziari per beni in leasing	(2,2)	(1,8)
Flusso di cassa del capitale proprio	(223,6)	(239,0)
Flusso di cassa dell'esercizio	727,5	(1.028,8)

Variazione indebitamento finanziario netto

(milioni di €)	2021	2022
Free cash flow	(276,8)	(677,7)
Flusso di cassa del capitale proprio	(223,6)	(239,0)
Altre variazioni (Differenza tra interessi contabilizzati e pagati e <i>fair value</i> derivati)	(3,9)	32,5
Incremento debiti finanziari per leasing	1,1	(0,5)
Variazione indebitamento finanziario netto	(503,2)	(884,7)

5.4 Non – GAAP Measures

Indicatori alternativi di performance

In data 5 ottobre 2015, l'ESMA (*European Security and Markets Authority*) ha pubblicato i propri orientamenti (ESMA/2015/1415) in merito ai criteri per la presentazione degli indicatori alternativi di performance (IAP o APM), che sostituiscono, a partire dal 3 luglio 2016, le raccomandazioni del CESR/05-178b. L'informativa finanziaria NON-GAAP deve essere considerata come complementare e non sostituisce le informazioni redatte secondo gli IAS – IFRS.

Si riportano di seguito gli indicatori alternativi di performance adottati nel presente bilancio.

Principali Indicatori alternativi di performance

Indicatori alternativi di performance economica	Descrizione
Ricavi regolati Distribuzione gas	Indicatore della performance operativa, rappresentano i ricavi derivanti dalle attività regolate di distribuzione gas, calcolati sottraendo ai ricavi totali i ricavi diversi, ovvero quelli derivanti dalle attività non regolate, i ricavi per costruzione e potenziamento delle infrastrutture iscritti ai sensi dell'IFRIC 12, il rilascio dei contributi allacciamento di competenza dell'esercizio, ed eventuali altre componenti riportate nello schema di riconduzione del Conto economico del successivo capitolo "Riconciliazione dei prospetti riclassificati di Conto economico, Situazione patrimoniale – finanziaria e di Rendiconto finanziario".
Costi operativi riclassificati	Indicatore della performance operativa, rappresentano i costi operativi dello schema legale dedotti i costi per costruzione e potenziamento delle infrastrutture iscritti ai sensi dell'IFRIC 12 ed eventuali altre componenti riportate nello schema di riconduzione del Conto economico del successivo capitolo "Riconciliazione dei prospetti riclassificati di Conto economico, Situazione patrimoniale – finanziaria e di Rendiconto finanziario".
Margine Operativo Lordo – EBITDA	Indicatore della performance operativa, calcolato sottraendo all'utile netto le imposte sul reddito, i proventi netti su partecipazioni, gli oneri finanziari netti, gli ammortamenti e le svalutazioni.
EBITDA <i>adjusted</i>	Indicatore della performance operativa, calcolato sottraendo all'EBITDA le componenti reddituali classificate quali <i>special item</i> (come definite al capitolo "Commento ai risultati economico – finanziari" della presente Relazione).
Risultato operativo – EBIT	Indicatore della performance operativa, calcolato sottraendo all'utile netto le imposte sul reddito, i proventi netti su partecipazioni, gli oneri finanziari netti.
EBIT <i>adjusted</i>	Indicatore della performance operativa, calcolato sottraendo all'EBIT le componenti reddituali classificate quali <i>special item</i> (come definiti al capitolo "Commento ai risultati economico – finanziari" della presente Relazione).
Earning per Share <i>adjusted</i>	Indicatore di redditività del titolo azionario della Società calcolato come rapporto tra l'Utile netto <i>adjusted</i> attribuibile al Gruppo e il numero complessivo delle azioni.
Indicatori alternativi di performance patrimoniale	Descrizione
Capitale di esercizio netto	Rappresenta un indicatore patrimoniale che esprime il capitale impiegato in attività e passività non immobilizzate e non finanziarie. È definito come la somma dei valori afferenti alle voci di Crediti e Debiti commerciali, Rimanenze, Crediti e Debiti tributari, Fondi per rischi e oneri, Attività per imposte anticipate e Passività per imposte differite e Altre attività e passività.
Capitale immobilizzato	Rappresenta un indicatore patrimoniale che esprime l'ammontare delle attività immobilizzate. È definito come la somma dei valori afferenti alle voci di Immobili, impianti e macchinari, Attività immateriali al netto delle Altre passività relative a contributi per allacciamento, delle Partecipazioni e dei Debiti netti relativi all'attività di investimento.
Capitale investito netto	Rappresenta un indicatore patrimoniale che esprime gli investimenti effettuati dall'impresa nella gestione. È definito come la somma dei valori afferenti alle voci di Capitale immobilizzato, Capitale di esercizio netto, Fondi per benefici a dipendenti e Attività destinate alla vendita e passività direttamente associabili.

Indicatori alternativi di performance finanziaria	Descrizione
Flusso di cassa da attività operativa	Rappresenta il flusso di cassa netto da attività operativa degli schemi obbligatori esclusi gli effetti derivanti dall'applicazione del principio contabile IFRS 15 (Altre passività relative ai contributi allacciamento).
<i>Free cash flow</i> prima di operazioni di <i>Merger and Acquisition</i>	Rappresenta l'avanzo o il disavanzo di cassa che residua dopo il finanziamento degli investimenti, escluso il flusso derivante da operazioni di <i>Merger and Acquisition</i> .
<i>Free cash flow</i>	Rappresenta l'avanzo o il disavanzo di cassa che residua dopo il finanziamento degli investimenti.
Indebitamento finanziario netto	Determinato come somma dei debiti finanziari a breve e a lungo termine, al netto delle disponibilità liquide e mezzi equivalenti e delle attività finanziarie correnti, quali ad esempio titoli posseduti per negoziazione (nota 18). Al 31 dicembre 2022 l'indebitamento finanziario netto riportato in Relazione sulla Gestione non considera passività per 34,8 milioni di euro costituite dal pro-quota del prestito soci a Italgas Newco, subordinato e convertibile in azioni, sottoscritto dal socio Phaeton Holding SA, che si ritiene non avere natura di debito finanziario. Nelle note al Bilancio Consolidato, in ottemperanza alla Comunicazione CONSOB n. DEM/6064293 del 28/7/2006, è rappresentato l'indebitamento finanziario netto inclusivo del debito verso Phaeton Holding SA.

5.4.1 Riconciliazione dei prospetti riclassificati di Conto economico e Situazione patrimoniale – finanziaria e di Rendiconto Finanziario

In linea con l'orientamento ESM/2015/1415, di seguito si presenta la riconciliazione degli schemi gestionali di Conto economico, della Situazione patrimoniale – finanziaria e del Rendiconto finanziario del Gruppo Italgas e di Italgas S.p.A., commentati nella Relazione sulla gestione, con i relativi prospetti obbligatori.

In ottemperanza a quanto previsto dalle disposizioni dell'ESMA per la Tassonomia dei bilanci annuali ESEF (*European Single Eletronic Format*) si è provveduto a riclassificare alcune voci di Stato Patrimoniale e Conto economico, riadeguando anche i valori al 31 dicembre 2022.

Per maggiori dettagli si rimanda al capitolo "Schemi di bilancio" delle note al Bilancio Consolidato e al Bilancio di Esercizio.

Conto economico riclassificato

(milioni di €)	Riferimen- to alle note di Bilancio Consolida- to	2021			2022		
		Valori da schema obbligatorio	Valori parziali da schema obbligatorio	Valori da schema riclassificato	Valori da schema obbligatorio	Valori parziali da schema obbligatorio	Valori da schema riclassificato
Ricavi (da schema obbligatorio)		2.163,2			2.312,5		
- Ricavi per costruzioni e potenziamento delle infrastrutture di distribuzione IFRIC 12	(nota 27)		(772,0)			(727,8)	
- Rilascio dei contributi allacciamento di competenza dell'esercizio	(nota 27)		(19,6)			(19,2)	
- Rimborso misuratori guasti	(nota 27)		(0,8)			(2,3)	
- Rimborsi da terzi	(nota 27)		-			(7,3)	
Ricavi totali (da schema riclassificato)				1.370,8			1.555,9
Costi operativi (da schema obbligatorio)		(1.134,7)			(1.192,0)		
- Ricavi per costruzioni e potenziamento delle infrastrutture di distribuzione IFRIC 12	(nota 27)		772,0			727,8	
- Rimborso misuratori guasti	(nota 27)		0,8			2,3	
- Rimborsi da terzi	(nota 27)					7,3	
Costi operativi (da schema riclassificato)				(361,9)			(454,6)
Margine operativo lordo (EBITDA)				1.008,9			1.101,3
Ammortamenti e svalutazioni (da schema obbligatorio)		(445,3)			(479,1)		
- Rilascio dei contributi allacciamento di competenza dell'esercizio	(nota 27)		19,6			19,2	
Ammortamenti e svalutazioni (da schema riclassificato)				(425,7)			(456,9)
Utile operativo (EBIT)		583,2		583,2	641,4		641,4
Oneri finanziari netti		(60,4)		(60,4)	(56,3)		(56,3)
Proventi netti su partecipazioni		2,5		2,5	3,4		3,4
Utile prima delle imposte		525,3		525,3	588,5		588,5
Imposte sul reddito		(141,9)		(141,9)	(152,4)		(152,4)
Utile (Perdita netta)		383,4		383,4	436,1		436,1

(milioni di €)		31.12.2021		31.12.2022	
(Dove non espressamente indicato, la componente è ottenuta direttamente dallo schema legale)	Riferimento alle note di Bilancio Consolidato	Valori parziali da schema obbligatorio	Valori da schema riclassificato	Valori parziali da schema obbligatorio	Valori da schema riclassificato
Capitale immobilizzato					
Immobili, impianti e macchinari			372,1		379,0
Attività immateriali di cui:			6.938,1		7.975,5
- Attività immateriali	(nota 14)	7.469,8		8.509,3	
<i>a dedurre Contributi di allacciamento</i>	(nota 21)	(531,7)		(510,7)	
<i>a dedurre Contributi incassati in anticipo</i>	(nota 21)	-		(23,1)	
Partecipazioni			35,1		66,2
Crediti finanziari e titoli strumentali all'attività operativa			2,8		3,4
Debiti netti relativi all'attività di investimento, composti da:			(241,9)		(303,5)
- Debiti per attività di investimento	(nota 19)	(241,6)		(308,8)	
- Debiti verso soci Conscoop	(nota 18)	(5,6)		-	
- Crediti per attività di investimento/disinvestimento	(nota 9)	5,3		5,3	
Totale Capitale immobilizzato (da schema riclassificato)			7.106,2		8.120,6
Capitale di esercizio netto					
Crediti commerciali			388,6		315,7
Rimanenze			105,3		120,5
Crediti tributari, composti da:			71,6		116,7
- Attività per imposte sul reddito correnti e non correnti	(nota 11)	44,6		63,6	
- Attività per altre imposte correnti	(nota 12)	10,7		36,6	
- Crediti IRES per il Consolidato Fiscale Nazionale	(nota 9)	16,3		16,5	
Ratei e risconti da attività regolate			115,8		188,6
Altre attività, composte da:			186,4		815,1
- Altri crediti	(nota 9)	177,9		805,4	
- Altre attività	(nota 12)	7,9		9,7	
Debiti commerciali			(300,9)		(709,4)
Fondi per rischi e oneri			(159,5)		(144,3)
Passività per imposte differite			(50,8)		(91,6)
Debiti tributari, composti da:			(12,1)		(28,2)
- Passività per imposte sul reddito correnti	(nota 11)	(3,4)		(16,1)	
- Passività per altre imposte	(nota 21)	(8,7)		(12,1)	
- Debiti controllanti c/liquidazioni Iva di Gruppo		-		-	
Altre passività, composte da:			(234,7)		(243,1)
- Altri debiti	(nota 19)	(220,9)		(248,6)	
- Quota terzi del prestito soci Italgas Newco	(nota 18)	-		34,8	
- Altre passività	(nota 21)	(7,2)		(6,2)	
- Contributi incassati in anticipo	(nota 21)	-		(23,1)	
Totale Capitale di esercizio netto (da schema riclassificato)			109,7		340,0
Fondi per benefici ai dipendenti			(95,6)		(69,9)
Attività destinate alla vendita e passività direttamente associabili composte da:			2,2		-
- Attività destinate alla vendita	(nota 17)	2,2		-	
CAPITALE INVESTITO NETTO			7.122,5		8.390,7
Patrimonio netto compresi gli interessi di terzi Azionisti			(2.142,5)		(2.390,6)
Indebitamento finanziario netto					
Debiti finanziari e obbligazionari, composti da:			(6.376,9)		(6.510,8)
- Passività finanziarie a lungo termine	(nota 18)	(5.735,3)		(6.352,5)	
- Quota terzi del prestito soci Italgas Newco	(nota 18)	-		34,8	
Passività finanziarie a breve termine, composte da:					
- Quote a breve di debiti finanziari a lungo termine	(nota 18)	(208,0)		(117,8)	
Passività finanziarie a breve termine:					
- Passività finanziarie a breve termine	(nota 18)	(363,6)		(3,3)	
Debiti finanziari ex IFRS 16	(nota 18)	(70,0)		(72,0)	
Contratti derivati copertura Cash Flow Hedge, composti da:			(5,9)		52,5
Contratti a breve termine	(nota 20)	(0,3)		17,1	
Contratti a lungo termine	(nota 20)	(5,6)		35,4	
Crediti finanziari e disponibilità liquide ed equivalenti, composti da:			1.396,9		458,2
Disponibilità liquide ed equivalenti			1.391,8		451,9
Attività finanziarie correnti, composte da:			5,1		6,3
- Crediti finanziari non strumentali all'attività operativa	(nota 8)	5,0		5,6	
- Altre attività finanziarie negoziabili o disponibili per la vendita	(nota 8)	0,1		0,7	
Totale Indebitamento finanziario netto (da schema riclassificato)			(4.980,0)		(6.000,1)
COPERTURE			(7.122,5)		(8.390,7)

(milioni di €)	2021		2022	
Voci del rendiconto riclassificato e confluente delle voci dello schema legale	Valori parziali da schema obbligatorio	Valori da schema riclassificato	Valori parziali da schema obbligatorio	Valori da schema riclassificato
Utile netto		383,4		436,1
A rettifica:				
Ammortamenti ed altri componenti non monetari:		426,6		469,9
- Ammortamenti	444,4		478,1	
- Svalutazioni nette di attività materiali e immateriali	0,9		0,9	
- Contributi allacciamento utilizzi	(19,6)		(19,1)	
- Effetto valutazione con il metodo del patrimonio netto	(2,5)		(0,6)	
- Altri proventi su partecipazioni valore	-		2,7	
- Partite non monetarie (<i>stock grant</i>)	3,4		7,9	
Minusvalenze (Plusvalenze) nette su cessioni e radiazioni di attività		3,6		(30,8)
Interessi, imposte sul reddito e altre variazioni:		203,6		208,7
- Interessi attivi	(3,6)		(5,1)	
- Interessi passivi	65,3		61,4	
- Imposte sul reddito	141,9		152,4	
Variazione del capitale di esercizio relativo alla gestione:		76,5		(311,5)
- Rimanenze	(3,5)		(4,8)	
- Crediti commerciali e altri crediti	35,1		64,4	
- Debiti commerciali e altri debiti	(50,4)		397,9	
- Variazione fondi rischi e oneri	(43,5)		(38,6)	
- Altre attività e passività	148,4		(678,1)	
- Quota terzi del prestito soci Italgas Newco			(34,8)	
<i>di cui a dedurre Risconti per contributi allacciamento - incrementi</i>	7,7		11,0	
<i>di cui a dedurre Risconti per contributi allacciamento - utilizzi</i>	(19,6)		(19,1)	
<i>di cui a dedurre effetti operazione verso Comune</i>	-		-	
- Variazione fondo benefici ai dipendenti	(9,6)		(17,6)	
Dividendi, interessi e imposte sul reddito incassati (pagati):		(261,8)		(200,7)
- Dividendi incassati	1,3		1,4	
- Interessi incassati	3,6		4,0	
- Interessi pagati	(59,8)		(53,7)	
- Imposte sul reddito (pagate) rimborsate	(206,9)		(152,4)	
Flusso di cassa da attività operativa		831,9		571,7
Investimenti tecnici:		(809,3)		(766,1)
- Immobili, impianti e macchinari	(30,8)		(10,7)	
- Attività immateriali	(786,2)		(766,5)	
- Contributi allacciamento incrementi	7,7		11,0	
Altre variazioni relative all'attività di investimento:		14,6		47,8
Disinvestimenti:		12,5		325,4
- Beni disponibili per la vendita	-		5,1	
- Immobili, impianti e macchinari	1,3		2,5	
- Attività immateriali	-		293,2	
- Imprese uscite dall'area di consolidamento	-		19,6	
- Variazione dei crediti relativi all'attività di investimento	11,2		-	
- Cessione quote di partecipazioni di minoranza	-		5,0	
Free cash flow prima delle operazioni di Merger and Acquisition		49,7		178,8
Imprese entrate nell'area di consolidamento		(22,1)		(958,7)
- prezzo pagato per <i>equity</i>	(22,1)		(851,5)	
- Disponibilità liquide ed equivalenti da imprese entrate nell'area di consolidamento	-		(107,2)	
Rami d'azienda e asset		(1,7)		(23,1)
Free cash flow		25,9		(803,0)
Variazione dei debiti finanziari:		955,0		132,1
- Variazione dei debiti finanziari a breve e a lungo termine	955,0		(8,8)	
- Quota terzi del prestito soci Italgas Newco	-		34,8	
Disponibilità liquide ed equivalenti da imprese entrate nell'area di consolidamento valore	-		107,2	
- Crediti finanziari a medio e a lungo termine	-		(1,1)	
Rimborsi di debiti finanziari per beni in leasing		(21,5)		(27,9)
Apporto capitale da terzi		11,3		12,3
Flusso di cassa del capitale proprio		(243,1)		(253,3)
Flusso di cassa netto dell'esercizio		728,2		(939,8)

Conto economico riclassificato

(milioni di €)	Riferimento alle note di Bilancio Consolidato	2021			2022		
		Valori da schema obbligatorio	Valori parziali da schema obbligatorio	Valori da schema riclassificato	Valori da schema obbligatorio	Valori parziali da schema obbligatorio	Valori da schema riclassificato
Ricavi (da schema obbligatorio)		104,5			86,8		
- Proventi per personale distaccato	(nota 25)		(2,3)			(3,0)	
Ricavi totali (da schema riclassificato)				102,2			83,8
Costi operativi (da schema obbligatorio)		(103,4)			(89,4)		
- Proventi per personale distaccato	(nota 25)		2,3			3,0	
Costi operativi (da schema riclassificato)				(101,1)			(86,4)
Margine operativo lordo (EBITDA)				1,1			(2,6)
Ammortamenti e svalutazioni		(5,3)		(5,3)	(2,2)		(2,2)
Utile operativo (EBIT)		(4,2)		(4,2)	(4,8)		(4,8)
Oneri finanziari netti		(23,1)		(23,1)	(4,2)		(4,2)
Proventi netti su partecipazioni		264,1		264,1	270,1		270,1
Utile prima delle imposte		236,9		236,9	261,0		261,0
Imposte sul reddito		2,7		2,7	(1,2)		(1,2)
Utile (Perdita netta)		239,6		239,6	259,8		259,8

I Relazione sulla Gestione

II Bilancio Consolidato

III Bilancio di Esercizio

IV Allegati al Bilancio Consolidato

Situazione patrimoniale-finanziaria riclassificata

(milioni di €)		31.12.2021		31.12.2022	
(Dove non espressamente indicato, la componente è ottenuta direttamente dallo schema legale)	Riferimento alle note di Bilancio Consolidato	Valori parziali da schema obbligatorio	Valori da schema riclassificato	Valori parziali da schema obbligatorio	Valori da schema riclassificato
Capitale immobilizzato					
Immobili, impianti e macchinari			12,3		10,7
Attività immateriali			0,4		1,2
Partecipazioni			3.010,4		3.107,8
Debiti netti relativi all'attività di investimento			(1,1)		(1,0)
Crediti finanziari e titoli strumentali all'attività operativa			3.687,8		4.544,3
Totale Capitale immobilizzato (da schema riclassificato)			6.709,8		7.663,0
Capitale di esercizio netto					
Crediti commerciali			37,2		42,9
Crediti tributari, composti da:			17,3		32,1
- Attività per imposte sul reddito	(nota 11)	12,6		5,8	
- Attività per altre imposte correnti	(nota 12)	4,7		20,5	
- Crediti per Gruppo IVA	(nota 9)	0,0		5,8	
Attività per imposte anticipate			4,7		-
Altre attività			4,4		3,7
- Altre attività correnti e non correnti	(nota 12 e 20)	4,4		3,7	
Debiti commerciali			(17,1)		(18,6)
Fondi per rischi e oneri			(8,0)		(6,8)
Passività per imposte differite			-		(9,7)
Debiti tributari, composti da:			(31,2)		(34,9)
- Passività per imposte sul reddito	(nota 11)	(11,5)		(4,7)	
- Passività per altre imposte correnti	(nota 21)	(1,4)		(1,9)	
- Debiti per Gruppo IVA	(nota 19)	(18,3)		(32,9)	
Altre passività			(10,8)		(16,5)
Totale Capitale di esercizio netto (da schema riclassificato)			(10,8)		(7,8)
Fondi per benefici ai dipendenti			(12,3)		(9,0)
CAPITALE INVESTITO NETTO			6.686,7		7.646,2
Patrimonio netto compresi gli interessi di terzi Azionisti			(1.737,7)		(1.806,6)
Indebitamento finanziario netto					
Debiti finanziari e obbligazionari, composti da:			(6.547,8)		(6.494,2)
- Passività finanziarie a lungo termine	(nota 18)	(5.662,5)		(6.010,1)	
- Quote a breve di debiti finanziari a lungo termine	(nota 18)	(179,4)		(383,7)	
- Passività finanziarie a breve termine	(nota 18)	(696,4)		(92,2)	
- Debiti finanziari ex IFRS 16	(nota 18)	(9,5)		(8,2)	
Contratti derivati copertura Cash Flow Hedge, composti da:			(5,9)		50,9
Contratti a breve termine		(0,3)		16,0	
Contratti a lungo termine		(5,6)		34,9	
Crediti finanziari e disponibilità liquide ed equivalenti, composti da:			1.598,8		603,7
- Crediti finanziari non strumentali all'attività operativa	(nota 9)	214,2		247,9	
- Disponibilità liquide ed equivalenti	(nota 7)	1.384,6		355,8	
Totale Indebitamento finanziario netto (da schema riclassificato)			(4.954,9)		(5.839,6)
COPERTURE			(6.686,7)		(7.646,2)

(milioni di €)	2021		2022	
Voci del rendiconto riclassificato e confluente delle voci dello schema legale	Valori parziali da schema obbligatorio	Valori da schema riclassificato	Valori parziali da schema obbligatorio	Valori da schema riclassificato
Utile netto		239,6		259,8
A rettifica:				
Ammortamenti ed altri componenti non monetari:		4,8		8,8
- Ammortamenti	5,3		2,2	
- Svalutazione partecipazione	(2,0)		-	
- Partite non monetarie (<i>stock grant</i>)	1,5		6,6	
Interessi, imposte sul reddito e altre variazioni:		(240,9)		(262,7)
- Dividendi e altri proventi da partecipazioni	(261,4)		(268,2)	
- Interessi attivi	(38,4)		(52,9)	
- Interessi passivi	61,5		57,2	
- Imposte sul reddito	(2,6)		1,2	
Variazione del capitale di esercizio relativo alla gestione:		(10,2)		(20,2)
- Rimanenze	-		-	
- Crediti commerciali e altri crediti	36,5		(10,7)	
- Debiti commerciali e altri debiti	(34,3)		4,3	
- Variazione fondi rischi e oneri	(0,4)		(1,3)	
- Altre attività e passività	(10,6)		(11,1)	
Variazione fondo benefici ai dipendenti	(1,4)		(1,4)	
Dividendi, interessi e imposte sul reddito incassati (pagati):		244,1		274,8
- Dividendi e altri proventi da partecipazioni incassati	261,4		268,2	
- Interessi incassati	38,4		51,9	
- Interessi pagati	(57,3)		(49,7)	
- Imposte sul reddito (pagate) rimborsate	1,6		4,4	
Flusso di cassa da attività operativa		237,4		260,4
Investimenti tecnici:		(516,2)		(1,0)
Immobili, impianti e macchinari	(1,3)		(1,0)	
Attività immateriali	(7,4)		-	
Partecipazioni		(0,7)		(105,2)
Crediti finanziari strumentali all'attività operativa		(506,8)		(856,6)
Variazione crediti relativi all'attività di disinvestimento		(2,6)		-
Disinvestimenti:		4,6		24,4
- Partecipazioni e attività operative cedute	4,6		24,4	
Free cash flow		(276,8)		(677,7)
- Variazione dei crediti finanziari non strumentali alla attività operativa		48,3		(76,6)
- Variazione dei debiti finanziari a breve e a lungo termine		1.181,8		(33,7)
Variazione dei debiti finanziari per beni in leasing		(2,2)		(1,8)
Flusso di cassa del capitale proprio		(223,6)		(239,0)
Altre variazioni relative a componenti non monetarie		-		-
Flusso di cassa dell'esercizio		727,5		(1.028,8)

5.5 Evoluzione prevedibile della gestione

Italgas, coerentemente con quanto previsto dal Piano Strategico 2022-2028, continuerà a perseguire i propri obiettivi principalmente volti (i) alla prosecuzione del programma di trasformazione digitale, *repurposing* ed estensione del network, per dotare il Paese di infrastrutture all'avanguardia in grado di accogliere e distribuire gas rinnovabili come biometano e idrogeno verde; (ii) all'azione di consolidamento nel settore dell'efficienza energetica con l'obiettivo di porsi tra i principali operatori del settore; (iii) alle nuove opportunità di crescita esterna attraverso gare ATEM, M&A nei settori della distribuzione gas, idrico ed efficienza energetica così come, a seguito del perfezionarsi dell'acquisto del Gruppo DEPA Infrastructure, allo sviluppo del mercato greco.

Conflitto Russia – Ucraina

Come noto, nel corso del mese di febbraio 2022 è esploso il conflitto militare russo-ucraino a seguito dell'invasione da parte dell'esercito russo del territorio sovrano ucraino. Lo stato di tensione generatosi sul piano politico-militare e le conseguenti sanzioni economiche adottate da parte della Comunità internazionale nei confronti della Russia hanno determinato effetti e turbolenze significative sui mercati globalizzati, sia sul fronte finanziario sia sul fronte dei prezzi e dell'export di materie prime, ciò in considerazione del significativo ruolo che Russia e Ucraina assumono nello scacchiere economico internazionale.

Italgas conferma di non disporre di attività produttive o personale dislocato in Russia, in Ucraina o in Paesi geo-politicamente allineati con la Russia, né di intrattenere rapporti commerciali e/o finanziari con tali Paesi. Italgas continua a non rilevare restrizioni materialmente rilevanti nell'esecuzione di transazioni finanziarie per il tramite del sistema bancario, anche a seguito dell'esclusione della Russia dal sistema internazionale di pagamento SWIFT. Tuttavia, in un mercato già caratterizzato da restrizioni e rallentamenti nella catena degli approvvigionamenti soprattutto in relazione alla componentistica, non è escluso che la situazione di tensione politico-economico indotta dal conflitto possa esacerbare tali difficoltà e ripercuotersi, in una forma ad oggi non stimabile né prevedibile, sull'efficacia e tempestività della capacità di approvvigionarsi del Gruppo.

In particolare, a seguito di una *survey* su una parte rilevante dei propri fornitori effettuata nei mesi successivi all'inizio del conflitto, è emerso che nessuno dei fornitori oggetto del sondaggio ha segnalato impatti con il mercato russo, mentre un solo fornitore ha rilevato sub-forniture di origine ucraina per le quali ha posto in atto iniziative volte alla ricerca di alternative.

Tutti i fornitori interpellati hanno confermato aver posto in essere misure atte a prevenire effetti derivanti da eventuali attacchi *cyber*. Il monitoraggio dei mesi successivi non ha evidenziato il verificarsi di criticità conseguenti al conflitto.

Si segnala altresì che la maggior parte dei processi gestiti dai fornitori interpellati possono essere catalogati tra quelli energivori.

Il sondaggio ha confermato, come già precedentemente evidenziato, la crescente criticità sull'approvvigionamento di elettronica e componentistica legata all'acciaio, sia in termini di prezzi sia di tempistiche di consegna e di disponibilità. Il successivo incremento dei costi delle *utility* sta creando tensioni sui prezzi; al momento non si riscontrano rilevanti criticità produttive sui mercati delle materie energetiche/materie prime.

Con riferimento alle tensioni sui mercati finanziari, Italgas continua ad essere esposta solo marginalmente al rischio di cambio ed in ogni caso solo rispetto alla valuta dollaro USA.

Rispetto alle disponibilità di fonti di finanziamento ed ai relativi costi, si segnala che i) oltre il 90% dell'indebitamento finanziario di Italgas è a tasso fisso, ii) il prossimo rimborso di un prestito obbligazionario è previsto per il 2024, per cui non sussistono esigenze di rifinanziamento nel breve periodo, iii) il Gruppo dispone in ogni caso di liquidità depositata presso primari istituti di credito per un ammontare, al 31 dicembre 2022, pari a 451,9 milioni di euro che, anche alla luce dei piani di investimento in essere e delle operazioni previste nel breve periodo, consentirebbero di gestire, senza effetti significativamente materiali, eventuali restrizioni nell'accesso al credito.

Con riferimento ai rischi indiretti connessi alle società di vendita che utilizzano le reti del Gruppo Italgas, nel caso in cui queste si trovino a soffrire, in uno scenario interna-

zionale deteriorato, di condizioni avverse di approvvigionamento della *commodity* quali, ad esempio, forti incrementi dei prezzi della materia prima non trasferibili ai clienti finali risultando, per le stesse, in un peggioramento delle condizioni finanziarie e relativa difficoltà ad adempiere regolarmente agli obblighi contrattuali nei confronti del Gruppo Italgas, si ricordi che le regole per l'accesso degli utenti al servizio di distribuzione del gas in Italia sono stabilite dall'ARERA e regolate nel Codice di Rete che definisce peraltro il sistema delle garanzie finanziarie in essere a tutela del distributore.

Con riferimento al rischio di minori volumi di gas immessi nell'infrastruttura nazionale, l'attuale regolazione tariffaria non determina, come noto, un'esposizione per i distributori a variazioni di volumi di gas vettoriato. In ogni caso, il rischio di un'interruzione prolungata di immissione del gas naturale nelle infrastrutture di distribuzione, che possa incidere in forma significativamente negativa sulla continuità operativa del Gruppo, sarebbe comunque mitigato dalle azioni già in essere e/o allo studio a livello nazionale ed europeo quali l'ottimizzazione degli stoccaggi, la diversificazione delle fonti di approvvigionamento, l'incremento della produzione nazionale.

Infine, prendendo in esame il servizio di distribuzione del gas naturale in Grecia ed alla luce degli scenari sopra indicati, il Gruppo non ha rilevato e non stima, al momento, rilevanti conseguenze negative sugli incassi attesi dalle società di vendita del gas tali da pregiudicare l'equilibrio finanziario del Gruppo così come sulla regolarità dei pagamenti delle controparti.

5.6 Altre informazioni

Azioni proprie

La Società non detiene azioni proprie al 31 dicembre 2022.

Rapporti con Parti Correlate

Sulla base dell'attuale assetto proprietario di Italgas, le Parti Correlate di Italgas sono rappresentate, oltre che da amministratori, sindaci, dirigenti con responsabilità strategiche e imprese collegate e a controllo congiunto del Gruppo, anche dalle imprese controllate (direttamente o indirettamente) da parte di CDP, incluso quindi l'azionista Snam, e dal Ministero dell'Economia e delle Finanze (MEF). Le operazioni con tali soggetti riguardano lo scambio di beni, la prestazione di servizi e, relativamente a CDP, la provvista di mezzi finanziari.

Questi rapporti rientrano nell'ordinaria gestione dell'impresa e sono generalmente regolati in base a condizioni di mercato, cioè alle condizioni che si sarebbero applicate fra due parti indipendenti. Tutte le operazioni poste in essere sono state compiute nell'interesse delle imprese del Gruppo Italgas.

Ai sensi delle disposizioni della normativa applicabile, la Società ha adottato procedure interne per assicurare la trasparenza e la correttezza sostanziale e procedurale delle operazioni con Parti Correlate, realizzate dalla Società stessa o dalle sue Società Controllate.

Gli amministratori e sindaci rilasciano, periodicamente e/o in caso di variazioni, una dichiarazione in cui sono rappresentati i potenziali interessi di ciascuno in rapporto alla Società e al Gruppo e in ogni caso segnalano per tempo all'Amministratore Delegato (o al Presidente, in caso di interessi dell'Amministratore Delegato), il quale ne dà notizia agli altri amministratori e al Collegio Sindacale, le singole operazioni che la Società intende compiere, nelle quali sono portatori di interessi.

CDP e CDP Reti consolidano Italgas ai sensi del principio contabile internazionale IFRS 10; inoltre CDP, con Consiglio di Amministrazione del 1° agosto 2019, ha riquilibrato il rapporto partecipativo in Italgas S.p.A. come controllo di fatto ai sensi dell'art. 2359, comma 1, n. 2), del Codice civile e dell'art. 93 del TUF. Italgas non è soggetta ad attività di direzione e coordinamento da parte di CDP.

Alla data del 31 dicembre 2022 Italgas esercita attività di direzione e coordinamento nei confronti delle sue Controllate ex art. 2497 e ss. del Codice civile.

Gli ammontari dei rapporti di natura commerciale e diversa e di natura finanziaria con le Parti Correlate, la descrizione della tipologia delle operazioni più rilevanti, e l'inciden-

za delle stesse sulla situazione patrimoniale, sul risultato economico e sui flussi di cassa, sono evidenziati nel paragrafo "Rapporti con Parti Correlate" delle Note al Bilancio Consolidato e al Bilancio di Esercizio.

I rapporti con i dirigenti a responsabilità strategica (cosiddetti "Key Manager") sono illustrati nel paragrafo "Costi operativi" delle Note al Bilancio Consolidato.

Andamento della gestione delle Società Controllate

Per le informazioni sull'andamento della gestione nell'attività in cui Italgas opera in tutto o in parte attraverso imprese controllate si rinvia ai paragrafi "Andamento operativo" e "Commento ai risultati economico – finanziari" della presente Relazione.

Sedi secondarie

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

Attività di ricerca e sviluppo

Le attività di ricerca e sviluppo svolte da Italgas non sono di importo rilevante. Per maggiori dettagli si rimanda alle note di Bilancio Consolidato.

Fatti di rilievo avvenuti dopo la chiusura dell'esercizio

Di seguito si riepilogano sinteticamente le operazioni rilevanti intervenute dopo il 31 dicembre 2022. La Relazione Annuale Integrata è stata portata all'attenzione del Consiglio di Amministrazione della Società e ne è stata autorizzata la pubblicazione in data 24 marzo 2023. Pertanto, il presente documento non rileva eventi avvenuti successivamente a tale data.

Operazioni sul capitale

In data 9 marzo 2023, in esecuzione del Piano di co-investimento 2018-2020 approvato dall'Assemblea Ordinaria e Straordinaria degli Azionisti del 19 aprile 2018, il Consiglio di Amministrazione ha determinato l'attribuzione gratuita di complessive n. 499.502 nuove azioni ordinarie della Società ai beneficiari del Piano stesso (c.d. terzo ciclo del Piano) ed eseguito la terza tranche dell'aumento di capitale sociale deliberato dalla predetta Assemblea, per un importo di nominali euro 619.382,48 prelevato da riserve da utili a nuovo.

Giuridico e regolatorio

– Nel febbraio 2023, Italgas Reti ha impugnato la **Delibera n. 654/2022/R/com**, con la quale l'Autorità 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 (*basis point spread*) rispetto al valore in vigore. Allo stato, si è in attesa della fissazione dell'udienza.

– Nel febbraio 2023, Italgas Reti ha impugnato la **Delibera n. 679/2022/R/gas**, con la quale l'Autorità ha rideterminato le tariffe di riferimento per i servizi di distribuzione e misura del gas naturale per gli anni dal 2009 al 2021. Allo stato si è in attesa della fissazione dell'udienza.

Altri eventi

– In data 19 gennaio 2023, Italgas ha presentato agli stakeholder il Piano di Creazione di Valore Sostenibile 2022-2028, "Costruttori di futuro", approvato dal Consiglio di Amministrazione della Società il 14 dicembre 2022. Tale piano definisce azioni concrete e target ambiziosi per la creazione di valore per gli stakeholder del Gruppo e per i territori in cui è presente e opera; il documento si inserisce nella traiettoria già tracciata dal Piano Strategico 2022-2028 che prevede 8,6 miliardi di euro di investimenti.

– In data 7 febbraio 2023 Italgas è stata inclusa per il quarto anno consecutivo nel *S&P Global Sustainability Yearbook*, la pubblicazione annuale di S&P Global che raccoglie best practice, esperienze e storie di successo delle aziende leader a livello mondiale sui temi della sostenibilità.

Italgas ha inoltre confermato la sua leadership con l'inclusione nella categoria "*Top 1% S&P Global ESG Score*", in virtù delle eccellenti performance registrate.

Il risultato è stato conseguito a valle del *Corporate Sustainability Assessment (CSA)* condotto nel 2022: 708 società, tra le 7.800 valutate, sono state inserite nel *Sustainability Yearbook 2023* sulla base dei loro punteggi ESG.