

E.S.T.R.A. S.p.A.

Sede legale in Via Ugo Panziera, 16 - Prato (PO)
Capitale sociale € 228.334.000,00 i. v.
Codice fiscale e n. iscrizione al Registro delle Imprese di Prato 02149060978,
Rea n. 0505831
Soggetta a direzione e coordinamento da parte di Alia Servizi Ambientali S.p.A.

**RELAZIONE SULLA GESTIONE AL
BILANCIO CONSOLIDATO AL 31 DICEMBRE 2023**

ORGANI SOCIALI

Consiglio di amministrazione

Presidente Francesco Macrì
Vice Presidente Alessandro Fabbrini
Amministratore Delegato Nicola Ciolini
Consigliere Maria Cristina Rossi
Consigliere Daria Orlandi

Collegio Sindacale

Rita Pelagotti (*Presidente*)
Alessandro Mannelli
Athos Vestrini

Società di revisione

EY S.p.A.

1.	SINTESI DELL'ESERCIZIO	3
2.	STRUTTURA DEL GRUPPO	3
3.	EVENTI DI RILIEVO DELL'ESERCIZIO 2023	5
4.	SCENARIO DI MERCATO.....	6
5.	INDICATORI ALTERNATIVI DI PERFORMANCE	16
6.	ANDAMENTO DELLA GESTIONE – DATI ECONOMICI.....	18
7.	ANDAMENTO DELLA GESTIONE – SITUAZIONE PATRIMONIALE-FINANZIARIA	22
8.	ANDAMENTO DELLA GESTIONE – ANALISI PER STRATEGIC BUSINESS UNIT (SBU)	24
9.	RAPPORTI CON PARTI CORRELATE.....	32
10.	RICONCILIAZIONE TRA IL RISULTATO DEL PERIODO ED IL PATRIMONIO NETTO DI GRUPPO CON GLI ANALOGHI VALORI DELLA CAPOGRUPPO.....	33
11.	FATTI DI RILIEVO AVVENUTI DOPO LA CHIUSURA DELL'ESERCIZIO	33
12.	EVOLUZIONE PREVEDIBILE DELLA GESTIONE	33
13.	NORMATIVA DI SETTORE.....	34
14.	RISCHI ED INCERTEZZE	45
15.	USO DI STRUMENTI FINANZIARI	53
16.	DICHIARAZIONE NON FINANZIARIA.....	53
17.	LE PRINCIPALI CARATTERISTICHE DEL SISTEMA DI GESTIONE DEI RISCHI E DI CONTROLLO INTERNO ESISTENTI IN RELAZIONE AL PROCESSO DI INFORMATIVA FINANZIARIA, ANCHE CONSOLIDATA (INFORMATIVA AI SENSI DELL'ART. 123-BIS COMMA 2. B) DEL D.LGS 58/98).....	54
18.	ORGANIZZAZIONE SISTEMI INFORMATIVI	55
19.	PERSONALE E FORMAZIONE.....	56
20.	QUALITÀ, AMBIENTE E SICUREZZA.....	57
21.	RICERCA E SVILUPPO.....	59
22.	ALTRE INFORMAZIONI	60

1. SINTESI DELL'ESERCIZIO

Nonostante uno scenario incerto e volatile, l'esercizio 2023 ha visto il Gruppo Estra conseguire ottimi risultati sia finanziari che operativi, in forte ripresa rispetto all'esercizio precedente, in cui i risultati della SBU Vendita gas ed energia elettrica avevano risentito delle turbolenze dei mercati, caratterizzati da minore disponibilità fisica delle commodity energetiche, aumento ed elevata volatilità dei prezzi.

L'esercizio 2023 chiude con un margine operativo lordo *adjusted* (EBITDA *adjusted*), pari ad Euro 142,9 milioni di Euro registrando un sensibile aumento di Euro 38,5 milioni (+37%) in confronto all'esercizio 2022 (Euro 104,5 milioni). Rinviano all'analisi per settore di attività per una disamina più approfondita, tutti i business del Gruppo registrano performance migliori rispetto al 2022, ma la crescita è trainata soprattutto dai solidi risultati della Sbu Vendita gas ed energia elettrica e dell'attività di efficienza energetica.

Il risultato operativo netto *adjusted* (EBIT *adjusted*) si è attestato ad Euro 69,6 milioni, in aumento di Euro 34,2 milioni rispetto al 2022 (Euro 35,4 milioni), dopo ammortamenti in aumento di Euro 6,0 milioni principalmente per maggiori investimenti per acquisizione clientela ed accantonamenti a fondo svalutazione crediti in diminuzione di Euro 1,8 milioni.

La gestione finanziaria *adjusted* presenta un saldo negativo di Euro 25,9 milioni (Euro 12,2 milioni nel 2022) in significativo aumento per effetto del sensibile incremento dei tassi medi di interesse e per l'aumento dei debiti finanziari assunti, prevalentemente, negli ultimi mesi del 2022 a supporto della crescita del circolante.

L'utile ante imposte *adjusted* si attesta ad Euro 43,8 milioni (Euro 23,2 milioni nel 2022).

Le imposte sul reddito ammontano ad Euro 15,7 milioni con un tax rate del 35,8% in diminuzione rispetto al 39,2% dell'esercizio 2022.

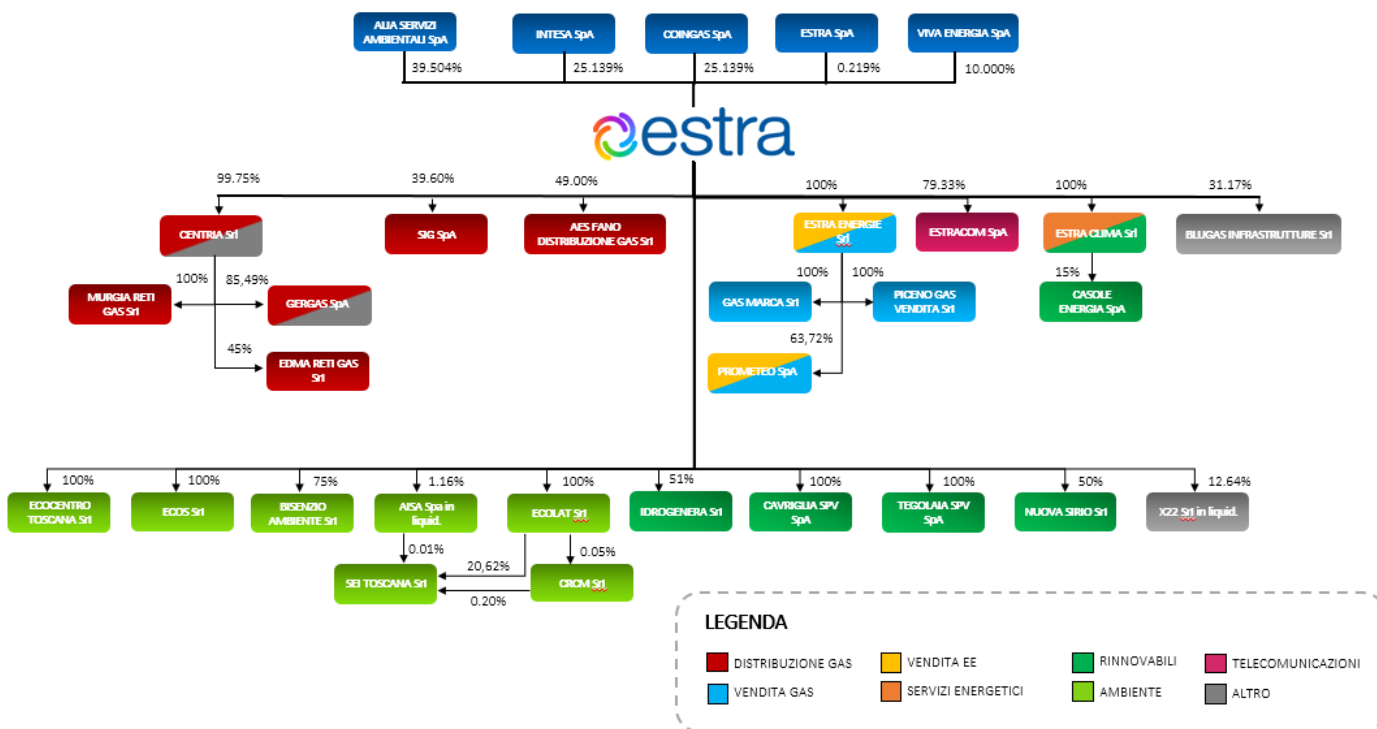
L'utile netto *adjusted* è pari ad Euro 28,1 milioni (Euro 14,1 milioni nel 2022).

Il patrimonio netto al 31 dicembre 2023 ammonta ad Euro 437,7 milioni (Euro 423,2 milioni al 31 dicembre 2022) per effetto principalmente del risultato di periodo e della distribuzione di dividendi.

Il Gruppo ha chiuso l'esercizio 2023 con un indebitamento finanziario netto di Euro 447,3 milioni in aumento di Euro 95,5 milioni rispetto al 31 dicembre 2022 (Euro 352,0 milioni) principalmente per l'assorbimento di cassa generato dall'aumento del capitale circolante netto. La dinamica è, in particolare, riferita al comparto dell'efficientamento energetico per i lavori di riqualificazione degli immobili da super bonus 110% ed alla SBU Vendita gas ed energia elettrica per i maggiori volumi venduti nell'ultimo trimestre rispetto all'esercizio precedente e per operazioni di smobilizzo di crediti effettuate a fine 2022 e non riproposte nel presente esercizio.

2. STRUTTURA DEL GRUPPO

Il grafico che segue include le società direttamente o indirettamente controllate da Estra e facenti parte del Gruppo Estra, con indicazione delle partecipazioni detenute in ciascuna di esse.



Il Gruppo è strutturato secondo un modello che prevede la Capogruppo con attività di coordinamento e gestione accentrata di funzioni aziendali (pianificazione strategica ed organizzativa, pianificazione finanziaria e di bilancio, obiettivi e politiche di marketing, politiche, strategie e pratiche di gestione delle risorse umane, programmazione della produzione, pianificazione e controllo della gestione aziendale, gestione IT) e società di scopo operanti nei seguenti settori operativi:

- vendita di gas naturale e di energia elettrica a livello nazionale;
- distribuzione di gas naturale prevalentemente nelle regioni dell'Italia centrale;
- trading di gas naturale su piattaforme italiane ed estere;
- gestione tecnico-operativa di reti di telecomunicazioni e commercializzazione di servizi di telecomunicazioni, gestione tecnico-operativa di reti di distribuzione di GPL e commercializzazione dello stesso, produzione di energia elettrica da fonti rinnovabili (in particolare, fotovoltaico), gestione di impianti di teleriscaldamento e attività di gestione calore, riqualificazione e efficienza energetica, selezione e stoccaggio di rifiuti.

Inoltre, le attività del Gruppo possono essere distinte tra attività regolate o semi-regolate, e attività a mercato libero:

- “attività regolate e semi-regolate”, ossia attività svolte unicamente da soggetti in possesso di titolo concessorio o autorizzativo in forza del quale il loro esercizio avviene, fino a scadenza, a condizioni economiche e contrattuali che sono, interamente o principalmente, definite sulla base di criteri stabiliti dall'autorità competente. Il Gruppo svolge l'attività regolata di distribuzione di gas naturale e attività semi-regolate di distribuzione e commercializzazione di GPL e produzione di energia elettrica da fonti rinnovabili;
- “attività a mercato libero”, ossia attività svolte da tutti gli operatori di settore in possesso dei requisiti previsti dalla normativa applicabile, a condizioni economiche e contrattuali che sono prevalentemente definite sulla base della libera contrattazione tra le parti. Il Gruppo svolge le attività a mercato libero di vendita di gas naturale ed energia elettrica, trading di gas naturale, gestione tecnico-operativa di reti di telecomunicazioni e commercializzazione di servizi di telecomunicazioni, gestione di impianti di riscaldamento di proprietà di terze parti e attività di gestione calore, riqualificazione ed efficienza energetica, selezione, trattamento e stoccaggio di rifiuti.

Il Gruppo Estra opera, attraverso società controllate, in joint venture e collegate, prevalentemente in Toscana, Umbria, Marche, Abruzzo, Molise, Puglia, Campania, Calabria e Sicilia operando su base nazionale nella vendita di gas naturale ed energia elettrica.

3. EVENTI DI RILIEVO DELL'ESERCIZIO 2023

3.1 INGRESSO NEL GRUPPO ALIA

Con atto del 26 gennaio 2023 si è perfezionata la fusione per incorporazione, con efficacia dal 01 febbraio 2023, di Consiag S.p.A., Publiservizi S.p.A. e Acqua Toscana S.p.A. in Alia Servizi Ambientali S.p.A..

Per effetto dell'incorporazione di Consiag S.p.A., Alia Servizi Ambientali S.p.A. è subentrata, nella titolarità di n. 90.200.000 azioni, pari al 39,50% al capitale sociale di Estra S.p.A. (nel seguito, anche "Estra") nonché di tutti gli attivi, passivi e rapporti di qualsiasi natura in essere.

Alia Servizi Ambientali S.p.A. (nel seguito, anche "Alia"), concessionaria del servizio di gestione integrata dei rifiuti urbani e assimilati, ai sensi dell'art. 26, comma 6 della legge regionale toscana n. 61/2007, per l'area di competenza dell'ATO Toscana Centro, è partecipata dai Comuni di Firenze (36,99%), Prato (18,07%), Pistoia (5,46%), Empoli (3,41%) ed altri comuni toscani (36,06%).

Per il tramite di un patto parasociale stipulato in data 15 giugno 2023 tra Alia e Coingas S.p.A., titolare di n. 57.400.000 azioni, pari al 25,14% del capitale sociale di Estra, i due azionisti, titolari complessivamente del 64,64% del capitale, hanno disciplinato, mediante il coordinamento dell'esercizio del diritto di voto in assemblea, la composizione del Consiglio di Amministrazione e i ruoli rispettivamente attribuiti alle parti ed altre previsioni inerenti, in senso lato, la *governance* di Estra, che ad Alia fosse attribuita la responsabilità della gestione societaria e la possibilità di esercitare potere decisionale sostanziale sulle politiche finanziarie, gestionali e strategiche della partecipata.

I contenuti del patto, congiuntamente alle previsioni statutarie, determinano che:

- Estra risulti soggetta all'influenza dominante di Alia e pertanto in controllo ai sensi dell'art. 2359, n. 2) c.c.;
- Alia eserciti su Estra attività di direzione e coordinamento;
- A partire dal secondo semestre 2023, Alia proceda al consolidamento contabile del bilancio di Estra.

La direzione e coordinamento da parte di Alia punta, in sintonia con gli altri soci, ad un'ambiziosa strategia di rafforzamento industriale e valorizzazione della storia e del forte radicamento territoriale della società e rafforza il percorso avviato per superare la frammentazione dei servizi pubblici toscani e consentire un salto su scala industriale in grado di consolidare le tante realtà dei servizi pubblici locali in una Multiutility Toscana.

Il consolidamento punta, inoltre, a mettere a fattor comune le competenze chiave e le best practices delle società Alia ed Estra creando vantaggio per tutto il Gruppo, economie di scala per una migliore ripartizione dei costi in tariffa, un unico punto di contatto per il Cliente, un'adeguata gestione del rischio e della *compliance*. I principi guida della nuova *governance* per il raggiungimento del pieno potenziale della Multiutility saranno il rafforzamento del ruolo delle aree di business, l'interazione tra le aree di business e la Corporate ed il coordinamento interfunzionale tra le strutture Corporate.

L'assemblea dei soci di approvazione del bilancio d'esercizio 2022 di Estra ha nominato il nuovo Consiglio di Amministrazione dell'azienda, che, insediatosi, ha indicato come Amministratore Delegato Nicola Ciolini e come Direttore Generale Alberto Irace, rispettivamente Vicepresidente e Amministratore Delegato di Alia, mentre come Presidente esecutivo è stato nominato Francesco Macrì. Il Consiglio di Amministrazione è, inoltre, composto da Alessandro Fabbrini (che assume anche il ruolo di Vicepresidente), Daria Orlandi e Maria Cristina Rossi. Nel ruolo di condirettore è stato nominato Fabio Cannari.

Nella seduta del Consiglio del 06 luglio 2023, al fine di una migliore attività gestionale ma anche di un controllo puntuale sulle attività della società, si è provveduto alla costituzione del Comitato Esecutivo, composto dal Presidente, dall'Amministratore Delegato e dal Direttore Generale, del Comitato Controllo e Rischi, composto dalla Consigliera Maria Cristina Rossi con funzioni di Presidente e dai Consiglieri Daria Orlandi e Alessandro Fabbrini e del Comitato Parti Correlate, composto dalla Consigliera Daria Orlandi con funzioni di Presidente e dai Consiglieri Maria Cristina Rossi e Alessandro Fabbrini.

3.2 ACQUISIZIONE DI MONTE URANO S.R.L.

In data 13 gennaio, il Gruppo tramite la controllata Prometeo S.p.A. ha completato l'acquisizione del 100% delle quote della società Monte Urano Energie S.r.l., rilevando al corrispettivo di Euro 928 migliaia la partecipazione al 51% del

capitale sociale detenuta dal Comune di Monte Urano. La società è stata fusa per incorporazione in Prometeo S.p.A. nel corso dell'ultimo trimestre dell'esercizio.

La società è titolare di circa 3.000 clienti gas naturale e 800 clienti energia elettrica.

Per gli effetti contabili della *business combination* si rinvia all'apposito paragrafo delle note illustrative al bilancio.

4. SCENARIO DI MERCATO

Quadro Macroeconomico

Il 2023 si è rivelato un anno complesso in cui si sono consolidati alcuni trend avviatisi nell'ultimo triennio e sono emerse nuove dinamiche di cruciale importanza per l'equilibrio di mercato¹. Sono proseguite le risposte dell'Unione Europea rispetto alla guerra tra Russia e Ucraina, attraverso diverse misure, tra cui quelle relative al risparmio energetico, alla diversificazione delle fonti e all'accelerazione della transizione verso l'energia pulita, intesa anche come mezzo per aumentare l'indipendenza energetica. Si sono registrati progressi significativi nella variazione delle rotte e delle forniture energetiche, nel potenziamento delle infrastrutture del gas naturale e nell'aumento della percentuale di rinnovabili nel mix dell'energia. Per mitigare l'impatto dei prezzi elevati dell'energia, l'UE ha introdotto misure di sostegno alla popolazione e, nonostante un aumento della povertà energetica, gli interventi dei Governi hanno contribuito a mitigare l'effetto della crisi energetica sul costo della vita². Grazie al riassetto delle rotte degli approvvigionamenti, nel 2023 i prezzi dei combustibili fossili sono scesi dai picchi registrati nel corso del 2022; tuttavia, a causa delle tensioni geopolitiche in corso, il mercato energetico globale ha continuato ad essere volatile³. Negli ultimi mesi del 2023 il riaccendersi della guerra in Medio Oriente tra Hamas e Israele ha causato una nuova ondata di incertezza, che si aggiunge ad un panorama geopolitico ancora instabile.

In questo scenario, l'OCSE ha stimato che nel 2023 il PIL mondiale sia cresciuto del 2,9%, registrando una leggera contrazione rispetto al 2022 (-0,2%)⁴.

Per quanto riguarda il commercio internazionale, anche nel corso del 2023 è proseguito l'andamento altalenante osservato nel corso dell'anno precedente, che si era concluso con un netto rallentamento, principalmente determinato da una contrazione della domanda mondiale. Dopo una timida ripresa ad inizio anno, i flussi commerciali si sono attenuati nel secondo e terzo trimestre del 2023, principalmente a causa della perdurante incertezza geopolitica e della persistente inflazione, che nelle principali economie avanzate⁵ si è attestata su livelli elevati, per poi crescere lievemente nel quarto trimestre⁶.

Complessivamente, nel 2023 gli scambi commerciali hanno mostrato una decelerazione, registrando una crescita dello 0,6%, a fronte del 5,4% dell'anno precedente.

Nel corso del 2023 la crescita economica dei maggiori Paesi avanzati è stata disomogenea: gli Stati Uniti hanno riportato l'aumento più sostenuto del Pil, pari al 2,4%, mentre il Giappone ha avuto una crescita più contenuta, pari all'1,7%. Il Regno Unito ha registrato una crescita dello 0,5%, a fronte del 4,3% dell'anno precedente, come conseguenza dei valori elevati di inflazione e tassi di interesse⁷.

Le stime disponibili relativamente alle economie emergenti mostrano, in linea generale, degli incrementi: la Russia, che nel 2022 aveva avuto una decrescita del 2,1%, come diretta conseguenza dell'impatto sull'economia delle sanzioni inflitte a seguito dell'invasione dell'Ucraina, nel 2023 ha registrato un aumento del PIL dell'1,3%. La Cina ha mostrato una crescita di +5,2%, anche se ben al di sotto del periodo pre-pandemico a causa principalmente del protrarsi della crisi del settore immobiliare

Andamento positivo anche con riguardo all'India (PIL 6,3% previsionale su dati OCSE, valore più alto tra i paesi emergenti), e al Brasile (PIL 3,0% previsionale su dati OCSE)⁸.

L'economia dell'Area Euro si è indebolita nella seconda metà del 2023 per effetto delle condizioni di finanziamento più stringenti, della debolezza del clima di fiducia e delle perdite di competitività: le stime sulle proiezioni dell'economia di questa Area indicano una diminuzione del tasso di incremento medio annuo del PIL dal 3,4% del 2022 allo 0,6% del 2023⁹. Il PIL dell'Area è diminuito di poco nel primo trimestre, per poi aumentare lievemente nel secondo e calare nuovamente sia nei mesi estivi che nell'ultima parte dell'anno, frenato sia dalla domanda interna sia

¹ Newsletter del GME n.177 – Gennaio 2024

² Rapporto annuale efficienza energetica ENEA 2023

³ International Energy Agency - World Energy Outlook 2023

⁴ Bollettino economico – Banca d'Italia 1/ 2024, p. 8

⁵ Bollettino economico – Banca d'Italia 2/2023 p. 5

⁶ Bollettino economico – Banca d'Italia 1/ 2024, p. 8

⁷ Bollettino economico – Banca d'Italia 1/ 2024, p. 7

⁸ Bollettino economico – Banca d'Italia 1/ 2024, p. 7

⁹ Banca Centrale Europea|Eurosistema – Proiezioni economiche per l'area dell'euro

da quella estera. L'inflazione ha continuato a diminuire per motivi riconducibili al calo della componente energetica, all'impatto dell'inasprimento della politica monetaria e alla perdurante attenuazione delle spinte inflazionistiche e delle strozzature dal lato dell'offerta¹⁰.

In tale contesto, secondo stime preliminari, il PIL italiano ha rallentato significativamente nel 2023, attestandosi allo 0,7%¹¹. Dopo il primo trimestre, nel quale il prodotto è lievemente cresciuto, sospinto dal recupero della spesa delle famiglie e dallo sviluppo degli investimenti, nel secondo si è ridotto, rispecchiando la flessione del valore aggiunto nell'industria e il venire meno dell'espansione nei servizi¹². Nel terzo trimestre l'attività si è mostrata ancora debole sia nella manifattura sia nel terziario e la crescita è rimasta pressoché nulla anche negli ultimi mesi del 2023, rallentata dalla restrizione monetaria, dai prezzi energetici ancora elevati e dalla debolezza della domanda estera¹³.

La spesa delle famiglie è tornata a crescere nei primi mesi del 2023, sospinta dall'aumento dell'occupazione, dalla decelerazione dell'inflazione e da un graduale (anche se parziale) recupero delle retribuzioni¹⁴. Gli indicatori congiunturali segnalano un'ulteriore espansione della spesa nel secondo trimestre, guidata in particolare dalle voci connesse con il turismo, espansione che si è estesa anche al terzo trimestre, per poi rimanere pressoché invariata nei mesi conclusivi del 2023. Il clima di fiducia dei consumatori nella media dell'anno è diminuito: ciò rispecchia soprattutto il peggioramento dei giudizi sulla situazione economica generale, mentre le valutazioni sulla componente personale appaiono più resilienti¹⁵.

Con riferimento al mercato italiano del lavoro, il 2023 ha rappresentato un bilancio occupazionale positivo. L'occupazione, infatti, è aumentata in tutti i trimestri dell'anno; in maniera più sostenuta fino all'estate, poi a tassi leggermente inferiori nella seconda parte dell'anno, trainata dal lavoro a tempo indeterminato e in misura minore da quello autonomo¹⁶. Un aumento marcato si è registrato nelle costruzioni, in ripresa dopo una discesa nei precedenti quattro trimestri, mentre un incremento a ritmi più moderati nel settore dei servizi. Infine, l'occupazione si è leggermente ridotta nell'industria in senso stretto¹⁷.

La produzione industriale in Italia ha seguito un andamento altalenante nel corso del 2023, con un primo trimestre in negativo; vi ha influito il calo della produzione di beni strumentali e, in misura minore, di beni intermedi, a fronte dell'aumento della produzione di beni di consumo. Rimane ampio il divario tra il livello dell'attività nei settori con elevato impiego di input energetici e quello nel resto del comparto manifatturiero. La produzione ha poi continuato a scendere, stavolta però più marcatamente, nel bimestre aprile-maggio: su questo calo hanno inciso la protratta debolezza del ciclo manifatturiero globale – in particolare tedesco – e i passati rincari energetici e le residue carenze di input intermedi in alcuni comparti come in quelli della produzione di macchinari e attrezzature. Nel terzo trimestre si è interrotta questa flessione in atto dalla seconda metà del 2022, per poi ripresentarsi di nuovo nel bimestre ottobre-novembre, nel quale la produzione industriale si è ridotta dello 0,9% sul terzo trimestre¹⁸.

Per quanto riguarda il mercato immobiliare del 2023, esso ha riscontrato un trend negativo che si è protratto dall'ultimo trimestre 2022 fino al terzo trimestre 2023: solo a fine anno le compravendite sono lievemente salite¹⁹.

Con riguardo invece agli scambi con l'estero, dopo la flessione nella prima metà dell'anno, nel terzo trimestre le esportazioni in volume hanno ripreso a crescere (0,6%), sospinte dal recupero della componente dei beni che ha più che compensato la riduzione di quella dei servizi: all'incremento hanno contribuito soprattutto i prodotti della meccanica e della farmaceutica e, in misura minore, i petroliferi raffinati e la chimica²⁰. A sostenere principalmente le esportazioni sono stati i mercati extra europei, mentre risulta un rallentamento nelle vendite nei principali partner dell'area europea²¹.

Le importazioni invece, hanno avuto un andamento in calo: dopo aver stazionato nella prima metà dell'anno, sono diminuite nel terzo trimestre (-2,0%), principalmente per minori acquisti di beni dai paesi esterni all'area dell'euro.

Andamento del mercato energetico

Nel 2023 i prezzi dei combustibili fossili sono scesi dai picchi registrati nel corso del 2022, per effetto del riassetto delle rotte degli approvvigionamenti e dell'allentamento delle pressioni attribuibili al conflitto russo-ucraino²². Tuttavia, nel corso dell'anno il mercato energetico globale ha continuato ad essere teso e volatile, caratterizzato da

¹⁰ Banca Centrale Europea|Eurosistema – Proiezioni economiche per l'area dell'euro

¹¹ ISTAT – Le prospettive per l'economia italiana nel 2023-2024

¹² Bollettino economico – Banca d'Italia 4/2023, p. 21

¹³ Bollettino economico – Banca d'Italia 4/2023, p. 21

¹⁴ Bollettino economico – Banca d'Italia 1/ 2024, p. 25

¹⁵ Bollettino economico – Banca d'Italia 1/ 2024, p. 26

¹⁶ Bollettino economico – Banca d'Italia 4/ 2023, p. 29

¹⁷ Bollettino economico – Banca d'Italia 1/ 2024, p. 30-31

¹⁸ Bollettino economico – Banca d'Italia 2-3-4/2023, Bollettino economico – Banca d'Italia 1/ 2024

¹⁹ Bollettino economico – Banca d'Italia 2-3-4/2023, Bollettino economico – Banca d'Italia 1/ 2024

²⁰ Bollettino economico – Banca d'Italia 2/2023, p. 33

²¹ Bollettino economico – Banca d'Italia 1/2024, p. 31

²² Staffetta Quotidiana, "Il 2023 dell'energia" 29/12/2023

turbolenze legate alle tensioni geopolitiche in corso, quali il prolungamento degli scontri in Ucraina e l'avvio di una nuova crisi in Medio Oriente²³.

In particolare, nel 2023 i mercati petroliferi hanno confermato le tendenze evidenziate negli anni del recupero post-pandemia, con una domanda di petrolio in costante crescita ed un'offerta che però non ha tenuto lo stesso passo. Complessivamente, la domanda di petrolio ha toccato quota 102 milioni barili/giorno, con 2,4 milioni in più rispetto al 2022, uno degli aumenti più elevati degli ultimi 50 anni²⁴. Tale crescita è da imputare principalmente ai paesi non-Ocse ed in particolare alla Cina, mentre la domanda dei paesi Ocse è rimasta pressoché stabile. Quanto all'offerta di petrolio, nel 2023 si è attestata a 101,8 milioni barili/giorno, un volume inferiore rispetto alla domanda, principalmente per le scelte dei paesi Opec Plus di rallentare la propria produzione per cercare di arginare la caduta dei prezzi²⁵.

In questo contesto, i prezzi del petrolio hanno quindi risentito delle turbolenze del quadro geopolitico imputabili al conflitto russo-ucraino ancora in corso e ai nuovi scontri in Medio-Oriente.

Nel corso del 2023, infatti, i prezzi hanno visto una dinamica ribassista nei primi mesi dell'anno, seguita da una fase di rialzi per effetto degli annunci di nuove riduzioni dell'offerta da parte di Arabia Saudita e Russia, culminando, infine, in nuovi ribassi a fine anno per effetto dell'indebolimento del contesto macroeconomico. In media nel 2023 il prezzo del Brent è stato di 83 dollari/barile, in calo del 16% rispetto ai prezzi del 2022.

Per il 2024 gli analisti prevedono il protrarsi della fase ribassista, con le quotazioni medie che dovrebbero toccare quota 75-85 dollari/barile, prezzi che potrebbero però subire oscillazioni legate all'evolversi del contesto internazionale²⁶. Con riguardo invece all'andamento dei volumi di mercato, l'Agenzia Internazionale per l'Energia (AIE) stima per il 2024 un progresso della domanda di petrolio di circa 900.000 barili/giorno. Anche l'offerta è prevista salire secondo le stime dell'AIE, superando i 103 milioni barili/giorno, prevalentemente sostenuta dalla produzione dei paesi non-Opec.

Per quanto riguarda invece la borsa elettrica, nel 2023 in Italia il prezzo di acquisto dell'energia ha invertito la rotta rispetto alla dinamica rialzista dell'anno precedente, attestandosi a 127,24 €/MWh, il 58,1% in meno rispetto al 2022²⁷. Ad impattare significativamente su tale variazione del prezzo è stata la riduzione del prezzo del gas, insieme al calo degli acquisti e all'incremento dei volumi rinnovabili, nonché dall'alto livello delle importazioni nette.

In particolare, il PUN ha mostrato un andamento fortemente guidato dal calo del prezzo del gas, presentando una tendenza decrescente nel primo semestre ed una successiva crescita fino ad ottobre, in corrispondenza anche dell'innescarsi del conflitto in Medio Oriente. Gli ultimi due mesi dell'anno si sono infine verificati nuovi ribassi dei prezzi²⁸.

Il 2023 ha segnato una nuova contrazione dei volumi di energia elettrica scambiati sul Mercato del Giorno Prima (MGP) riportando un valore pari a 278,0 TWh (-3,9% rispetto al 2022). Gli scambi over the counter scambiati sulla PCE e nominati sul MGP si attestano al loro minimo storico, a 68,1 TWh e in diminuzione del 13%. I volumi scambiati in Borsa si attestano invece a 209,9 TWh, in leggera diminuzione del 0,5% rispetto al 2022²⁹.

La stessa dinamica ribassista è stata inoltre osservata con riferimento alla quotazione del gas naturale al Punto di Scambio Virtuale (PSV) ripiegata a 43,05 €/MWh, diminuendo di 82,33 €/MWh rispetto ai livelli record toccati nel 2022.

Il trend ribassista ha caratterizzato l'intero anno, segnando a luglio il livello più basso dei prezzi (32,33 €/MWh); una leggera ripresa è stata osservata nel mese di ottobre, quando il prezzo ha superato quota 40 €/MWh, in corrispondenza dell'irrigidimento delle tensioni in Medio Oriente e dell'avvio della stagione invernale. La quotazione del gas al PSV ha seguito andamenti analoghi a quelli registrati dai principali hub europei, con il TTF³⁰ in calo a 40,79 €/MWh (- 83,87 €/MWh rispetto al 2022). Lo spread PSV-TTF si è attestato a circa 2 €/MWh, contro i 0,7 €/MWh del 2022³¹.

In relazione ai prezzi nel mercato italiano, a luglio del 2023 il GME ha introdotto il nuovo indice di prezzo IG Index (IGI), avente l'obiettivo di fornire uno strumento di interpretazione e valutazione delle dinamiche osservate sui mercati del gas in consegna al PSV. Nei primi mesi in cui l'IGI è stato attivo il suo valore si è attestato a 37,78 €/MWh, allineato alle dinamiche di prezzo dei principali hub europei³².

Il 2024 è iniziato con i prezzi del gas in importante discesa, arrivando a toccare al ribasso la soglia dei 30 €/MWh: il prezzo attuale è dodici volte inferiore rispetto ai picchi record dell'agosto 2022, quando l'Europa era l'epicentro della nota crisi energetica³³. Tuttavia, i prezzi del gas delle prime settimane dell'anno risultano più bassi di quasi tre volte

²³ International Energy Agency - World Energy Outlook 2023

²⁴ UNEM – Preconsuntivo petrolifero 2023

²⁵ UNEM – Preconsuntivo petrolifero 2023

²⁶ UNEM – Preconsuntivo petrolifero 2023

²⁷ Gestore Mercati Energetici – Newsletter n.177 Gennaio 2024, p.2

²⁸ Gestore Mercati Energetici – Newsletter n.177 Gennaio 2024, p.2

²⁹ Gestore Mercati Energetici – Newsletter n.177 Gennaio 2024, p.3

³⁰ Il TTF (Title Transfer Facility) è l'hub di scambio del gas naturale di riferimento a livello europeo.

³¹ Gestore Mercati Energetici – Newsletter n.177 Gennaio 2024, p.15

³² Gestore Mercati Energetici – Newsletter n.177 Gennaio 2024, p.13

³³ Il Sole 24 Ore, "Gas, prezzi sotto i 30 euro nonostante freddo e geopolitica", 23/01/2024

anche se confrontati con i valori dell'inverno 2023. L'instabilità in Medio Oriente continua però a dominare la scena politica internazionale, resa nuovamente incerta dalle tensioni che si registrano nel Mar Rosso e che stanno rallentando il passaggio delle navi commerciali. Le navi gasiere destinate all'Europa stanno infatti apportando modifiche alle rotte che passano per il Canale di Suez, allungando notevolmente i tempi di consegna. L'Agenzia Internazionale per l'Energia avverte che le dinamiche e i rischi geopolitici in corso, oltre alle preoccupazioni sul lato dell'offerta, potrebbero innescare una rinnovata volatilità dei prezzi del gas, con ripercussioni anche sul lato dei consumi³⁴.

Panoramica sui mercati italiani di riferimento

Il mercato del gas naturale

GAS NATURALE (Milioni mc)	Esercizio 2023	Variazione %
Importazioni	60.639	-11,7
Produzione Nazionale	2.802	-9,7
Erogazioni da stoccaggi	7.971	-12,9
Totale immesso	71.712	-11,7
Servizi e usi residenziali	26.641	-7,4
Usi industriali	11.445	-4,0
Usi termoelettrici	21.091	-16,2
Esportazioni, reti di terzi e consumi di sistema*	3.949	+28,5
Totale domanda	63.127	-8,4
Iniezioni negli stoccaggi	8.285	-30,7
Totale prelevato	71.412	-11,7

* comprende variazione invaso/svaso, perdite, consumi e gas non contabilizzato

Nel 2023 i consumi di gas naturale in Italia sono risultati in calo dell'8,4% rispetto al 2022, portandosi sui livelli più bassi dal 2015, attestandosi a 63.127 milioni di mc³⁵. La flessione ha riguardato i tre settori della distribuzione, con una diminuzione più marcata nel comparto termoelettrico che si è attestato a 21.091 milioni di mc (-16,2%), seguito dal comparto civile, che con un volume pari a 26.641 milioni di mc è diminuito del 7,4%; contrariamente al 2022, il comparto industriale è risultato quello con il calo meno marcato, con un volume pari a 11.445 milioni di mc (-4,0%). Hanno confermato l'andamento positivo le esportazioni e gli altri consumi, pari a 3.949 milioni di mc (+28,5%). Con riguardo alle dinamiche lato offerta, con 2.802 milioni di mc, la produzione nazionale è risultata ai minimi storici, accompagnata anche da un calo delle importazioni che si sono attestate a 60.639 milioni di mc, anche esse ai minimi dal 2015. La distribuzione dei flussi per tipologia e per punti di ingresso riflette i cambiamenti dettati dall'avvio del conflitto russo-ucraino, con il ridimensionamento delle forniture dalla Russia ed il consolidamento del trend positivo di import di GNL.

Nel dettaglio, il ruolo strategico del GNL è alimentato dall'avvio del nuovo terminale di Piombino (LI) e dall'incremento registrato in quelli di Cavarzere (VE) (import +6,0%) e Livorno (import +1,8%). L'importo tramite gasdotto nel corso del 2023 è invece complessivamente diminuito ed è stato in larga parte determinato dalla contrazione dei flussi dalla Russia a Tarvisio (-76,9%). In riduzione anche i flussi dall'Algeria a Mazara (-2,2%), dall'Azerbaijan a Melendugno (-3,4%), dalla Libia a Gela (-3,6%) e quelli europei a Passo Gries (-9,4%)³⁶.

Nel 2023 nel Mercato a Pronti del Gas (MP-GAS) gestito dal GME, gli scambi complessivi hanno mostrato una riduzione del 12% rispetto al massimo storico del 2022, portandosi a 155 TWh. La flessione dei volumi è imputabile al mutato quadro di sistema ed è concentrata nei comparti AGS, essendo venuta meno l'emergenza nazione legata al riempimento degli stoccaggi.

³⁴ QualEnergia.it, 29 gennaio 2024

³⁵ Gestore Mercati Energetici - Newsletter n.177 Gennaio 2024, p.13

³⁶ Gestore Mercati Energetici - Newsletter n.177 gennaio 2024, p.13

Il settore della distribuzione gas

Nel settore della distribuzione gas, il 2023 è stato un anno che ha visto la conferma, in termini di tasso di remunerazione del capitale investito, dei valori dell'anno precedente. In questo senso, la delibera 654/2022/R/com del 6 dicembre 2022, aveva definito i valori dei parametri del WACC al 5,6% sia per il servizio di distribuzione che per la misura del gas confermando quanto già in vigore nel 2022.

Per quanto riguarda il 2024 invece, si assisterà ad un aumento del tasso di remunerazione del capitale investito. Infatti, anche sulla scia dell'aumento dell'inflazione, con la delibera 556/2023 del 28 novembre, l'Arera ha riconosciuto lo scatto del meccanismo "trigger"³⁷ (cosa invece non accaduta l'anno scorso) aumentando i valori del WACC dal 5,6% al 6,5% per i comparti della distribuzione e della misura gas.

Relativamente allo svolgimento delle Gare d'Atem, le quali avrebbero dovuto garantire maggiore efficienza e investimenti nelle reti ma anche prezzi più bassi per gli utenti, allo stato attuale continuano a rimanere in una fase di stallo nonostante gli interventi normativi degli ultimi anni.

In particolare, il DDL Concorrenza, convertito con legge n° 118 il 5/08/2022, contiene aggiustamenti normativi che hanno l'obiettivo di valorizzare adeguatamente le reti di distribuzione gas di proprietà degli enti locali, di rilanciare gli investimenti nel settore della distribuzione del gas naturale e di accelerare al contempo le procedure per la effettuazione delle gare per il servizio di distribuzione di gas naturale. Tale disposizione di legge prevede anche una revisione del DM226/11 (regolamento delle gare ATEM) inizialmente attesa per i primi mesi del 2023 ma a tutt'oggi non emanata.

Nel complesso continua a permanere una situazione di diffusa stagnazione che provoca di riflesso il prolungarsi delle gestioni provvisorie delle concessioni scadute (gestione ope legis) e l'emergere di potenziali contenziosi con gli enti concedenti in merito ai canoni concessori da riconoscere in questa fase che assume sempre più i tempi di una concessione vera e propria.

In sintesi, a fine 2023, i Bandi pubblicati rispetto a quelli inizialmente previsti dal calendario del Ministero dello Sviluppo Economico risultano essere un numero esiguo. In particolare, nel corso dell'esercizio 2023 solo l'Atem di Trento è arrivato alla conclusione dell'iter di pubblicazione del bando per l'affidamento in concessione del servizio di distribuzione del gas naturale. Di seguito la situazione aggiornata al 31 dicembre 2023:

5 ATEM con bando pubblicato ancora attivo: Lodi 1, Varese 3, Vicenza 4, Potenza 2, Trento;

24 ATEM con bando revocato, annullato, sospeso: Cremona 2 e 3, Alessandria 2, Torino 3, Udine 1, Perugia 2, Massa Carrara, Udine 3, Como 1, Bergamo 3, Brescia 1, Trieste, Bergamo 2, Milano 4, Milano 3, Verona 2, Monza Brianza 1, Genova 2, Venezia 1, Lucca, Monza e Brianza 2, Biella, Prato, Varese 2, Vicenza 4;

8 ATEM aggiudicati: Belluno (aggiudicazione Italgas), Milano 1 (aggiudicazione UnaReti - Gruppo A2A), Torino 2 (aggiudicazione Italgas), Aosta (aggiudicazione Italgas), Udine 2 (aggiudicazione AcegasApsAmgas spa - Gruppo Hera), Torino 1 (aggiudicazione Italgas), Napoli 1 (aggiudicazione 2I Rete Gas), La Spezia (aggiudicazione Italgas);

3 ATEM con bando pubblicato e scaduto nei termini: Torino 5 (termine presentazione domanda partecipazione scaduto il 04/02/22, in attesa di fase successiva), Catanzaro-Crotone (termine presentazione offerte scaduto il 15/09/2023), Rimini (apertura buste già effettuata, in attesa di aggiudicazione definitiva ad Adrigas).

Il mercato dell'energia elettrica e delle fonti rinnovabili

Nel 2023 la richiesta di energia elettrica in Italia è diminuita del 2,8% rispetto all'anno precedente, attestandosi a 306,1 TWh (contro i circa 315,0 TWh del 2022).

Bilancio Energia Elettrica (TWh) ³⁸			
Energia elettrica (TWh)	Esercizio 2023	Esercizio 2022	Variazione %
Produzione netta (di cui):	257,023	274,607	-6,4
- Termoelettrica	157,934	191,276	-17,4
- Idroelettrica	38,244	28,094	36,1
- Fotovoltaica	30,595	27,674	10,6
- Eolica	23,374	20,304	15,1
- Geotermica	5,347	5,449	-1,9
Saldo netto import/export	51,252	42,987	19,2
Consumo pompaggi	2,185	2,586	-15,5
Totale domanda	306,090	315,008	-2,8

*Totale domanda= Produzione netta + Saldo Estero – Consumo Pompaggio.

³⁷ L'aggiornamento del Wacc è legato al così detto "effetto trigger", cioè il fatto che l'andamento di alcune variabili di mercato nell'ultimo anno portino a un ricalcolo dell'Allowed Wacc di 50 punti base superiore rispetto al Wacc definito dall'Autorità per il periodo 2022-2024.

³⁸ Terna – Rapporto Mensile sul Sistema Elettrico, dicembre 2023

La produzione totale netta destinata al consumo³⁹, registrando una diminuzione del 6,3% con 254,838 TWh, ha soddisfatto l'83,25% della richiesta di energia elettrica nazionale. La contrazione della domanda di energia elettrica è la risultante di forti variazioni negative avute nella prima parte dell'anno, seguite da moderate variazioni positive a partire dal mese di settembre. Tale andamento risente del confronto con l'anno precedente, caratterizzato da una importante riduzione della domanda, come conseguenza della crisi energetica. Ne deriva che la riduzione osservata a partire dalla seconda metà del 2022 si è mantenuta costante fino ad oggi, attestandosi su livelli inferiori rispetto alla tendenza storica precedente⁴⁰.

Dal lato della produzione si è osservata una crescita consistente della produzione rinnovabile: in particolare, la generazione idroelettrica è tornata in linea con i valori storici, risultando in aumento del 36% rispetto al 2022 con 38,244 TWh. In aumento anche la produzione fotovoltaica (30,595 TWh, +10,6%) e quella eolica (23,374 TWh, +15,1%). Ha invece registrato un lieve calo dell'1,9% la produzione geotermica con 5,347 TWh. Con riguardo alle componenti non rinnovabili, la produzione termoelettrica è risultata in calo del 17,4% con 157,934 TWh ed in particolare quella a carbone ha subito una riduzione del 41,7%. La marcata diminuzione è principalmente imputabile all'interruzione delle iniziative di massimizzazione delle centrali a carbone, avviata per far fronte alla crisi energetica del 2022⁴¹.

Il mercato dell'efficienza energetica

La Conferenza delle Parti di Parigi del 2015 (COP21) segna il momento nel quale il mondo ha iniziato ad interessarsi concretamente ai rischi derivanti dal cambiamento climatico traducendoli in obiettivi tangibili da raggiungere, discussi nelle Conferenze sul clima successive, e che hanno riguardato principalmente la tematica della regolamentazione del mercato del carbonio e l'allineamento dei diversi interessi dei Paesi in merito alle azioni da intraprendere.

La 28esima e più recente Conferenza delle Parti si è tenuta tra novembre e dicembre 2023 a Dubai, negli Emirati Arabi Uniti. Durante i lavori è stato realizzato il primo bilancio globale nel quadro dell'accordo di Parigi. Il bilancio ha evidenziato la necessità di raggiungere il picco delle emissioni globali di gas a effetto serra entro il 2025 e di una loro riduzione del 43% entro il 2030 e del 60% entro il 2035 rispetto ai livelli del 2019, al fine di limitare il riscaldamento globale a 1,5°C. Ha inoltre rilevato il ritardo di alcuni paesi per quanto concerne il conseguimento degli obiettivi dell'accordo di Parigi. Le parti hanno, quindi, convenuto di presentare entro la COP 30 i loro piani aggiornati per il clima per il 2035⁴². Tra gli obiettivi strettamente legati all'energia e in materia di transizione verso l'abbandono dell'energia fossile, le parti hanno convenuto di abbandonare progressivamente i combustibili fossili nel settore dell'energia entro il 2050. Con riguardo invece alle energie rinnovabili e all'efficienza energetica, l'accordo comune a cui le parti sono giunte è quello di triplicare la capacità di energia rinnovabile a livello mondiale e di raddoppiare il tasso di miglioramento dell'efficienza energetica entro il 2030.

A livello europeo, il quadro regolatorio in materia di energia e clima al 2030 è in continua evoluzione e da anni l'attenzione rimane concentrata sul percorso di decarbonizzazione. Secondo quanto previsto dalla normativa europea sul clima, l'obiettivo dell'Unione Europea è il raggiungimento della neutralità climatica entro il 2050. In tale campo, il Green Deal europeo, presentato nel 2019, è la strategia dell'UE per conseguire l'obiettivo di trasformare l'Europa nel primo continente ad impatto climatico zero, stabilendo inoltre la necessità che tutte le politiche e normative dell'UE siano coerenti con tale traguardo. Un ulteriore passo in avanti nel percorso verso la decarbonizzazione è determinato dall'approvazione del pacchetto "Fit for 55", presentato nel 2021 e contenente un insieme di proposte che si pongono l'obiettivo di ridurre le emissioni di gas ed effetto serra nell'UE di almeno il 55% entro il 2030. Il pacchetto interviene inoltre sul sistema di scambi di quote di emissione dell'UE⁴³, sulle energie rinnovabili e sull'efficienza energetica, dettando anche norme sulle emissioni di CO2 per autovetture e furgoni.

Le ambizioni climatiche ed energetiche del Green Deal, ampliate successivamente dal pacchetto di proposte "Fit for 55", sono state ulteriormente validate dal pacchetto di emergenza REPowerEU, adottato a maggio 2022, in un contesto geopolitico fortemente volatile e delicato. Il Piano REPowerEU ha proposto una serie di misure che mirano a porre rapidamente fine alla dipendenza dell'Europa dall'importazione di energia russa, procedendo al contempo nella direzione della transizione energetica per affrontare il cambiamento climatico. Infine, nel corso del 2023, nell'ambito del Recovery Fund, l'Italia ha presentato una proposta di modifica del proprio Piano Nazionale di Ripresa e Resilienza (PNRR), comprensiva del nuovo capitolo REPowerEU. La Commissione europea ha espresso una valutazione positiva del PNRR modificato, il quale è stato approvato dall'UE a dicembre 2023.

³⁹ Produzione totale netta destinata al consumo = Produzione totale netta – Consumi pompaggi

⁴⁰ Staffetta Quotidiana, "Terna, nel 2022 consumi -2,8%", 22/01/2024

⁴¹ Staffetta Quotidiana, "Terna, nel 2022 consumi -2,8%", 22/01/2024

⁴² Consiglio dell'Unione Europea e Consiglio europeo – COP 28

⁴³ Il Sistema per lo scambio delle quote di emissioni dell'Unione Europea (EU ETS) è uno dei principali strumenti su cui si fonda la politica dell'UE per contrastare i cambiamenti climatici.

Nell'ambito del contesto dell'edilizia e degli edifici, il 2023 e l'inizio del 2024 hanno segnato un cambiamento radicale della cosiddetta agevolazione "Superbonus", introdotta in piena emergenza Covid per dare uno stimolo alla ripartenza del settore edilizio. Nel corso degli anni l'assetto normativo del Superbonus è stato infatti oggetto di numerosi interventi e rimodulazioni, attuate anche per far fronte alle irregolarità e alle frodi emerse in sede di controlli da parte delle Autorità, nonché per garantire la sostenibilità di tale strumento all'interno delle politiche fiscali. Archiviata l'applicazione della percentuale al 110% introdotta nella formulazione principale, a partire dal 1° gennaio 2024 il superbonus ha subito un'ulteriore riduzione dell'aliquota, passando dal 90% al 70% (ad eccezione delle aree del cratere sismico dove l'agevolazione rimane al 110%)⁴⁴. Lo strumento inoltre resterà in vigore soltanto per i condomini. La percentuale è ulteriormente destinata a ridursi al 65% nel 2025, anno in cui, salvo modifiche, l'agevolazione terminerà. Per quanto infine riguarda i numeri, secondo i dati presentati dall'Enea nel suo Rapporto sul superbonus 110%, al 31 dicembre 2023, erano in corso interventi edilizi incentivati su 461.433 edifici, per circa 102,6 miliardi di investimenti ammessi a detrazione⁴⁵.

Per quanto concerne il Meccanismo dei Certificati Bianchi (TEE), introdotto dai Decreti Ministeriali del 2001 e consistente in un regime obbligatorio di risparmio di energia primaria posto in capo ai distributori di energia elettrica e gas con più di 50.000 clienti, si evidenzia che il quadro normativo e regolatorio relativo al mercato dei titoli di efficienza energetica ha subito notevoli evoluzioni nel corso degli anni. Più recentemente si segnalano il Decreto Ministeriale 21 maggio 2021 che ha determinato gli obiettivi quantitativi nazionali di risparmio energetico che devono essere perseguiti dalle imprese di distribuzione dell'energia elettrica e del gas per gli anni 2021-2024⁴⁶. Al fine di ottemperare agli obiettivi nazionali, il meccanismo ha previsto l'assegnazione di obblighi di risparmio di energia primari in capo ai soggetti obbligati, definiti in milioni di Certificati Bianchi, da conseguire nel periodo 2021-2024. Infine, con la pubblicazione del Decreto Direttoriale 4 maggio 2023 è stato aggiornato l'elenco dei progetti standardizzati ammissibili al meccanismo dei Certificati Bianchi, mentre a ottobre del 2023 è stato pubblicato l'aggiornamento dell'elenco non esaustivo dei progetti di efficienza energetica ammissibili distinti per tipologia di intervento e forma di energia risparmiata, con l'indicazione dei valori di vita utile ai fini del riconoscimento dei Certificati Bianchi⁴⁷.

Nel corso del 2023 il GSE ha riconosciuto complessivamente 1.029.558 TEE, con un andamento dei titoli riconosciuti che registra un aumento del 33% rispetto al 2022, anno in cui sono stati riconosciuti circa 774.000 titoli. Il prezzo medio registrato sul mercato organizzato nel 2023 ha mostrato un decremento del 2,4% che lo ha portato a 251,73 €/tep, mentre i volumi scambiati sul MTEE sono rimasti sostanzialmente invariati rispetto all'anno precedente (+0,4%).

Titoli di efficienza energetica - dati cumulati ⁴⁸				
Anno	Prezzo (€/tep)			Volumi scambiati (tep)
	Medio ponderato	Minimo	Massimo	
2023	251,73	242,00	259,00	1.756.866

Per quanto invece riguarda il settore della mobilità elettrica, il 2023 è stato un anno positivo per le immatricolazioni di veicoli elettrici. Nel periodo gennaio-novembre 2023 le auto elettriche registrate in Italia sono infatti arrivate a quota 59.478, in aumento del 33,6% rispetto ai primi 11 mesi del 2022. La quota di mercato delle auto elettriche è del 4,1%, in lieve crescita rispetto al 3,7% del 2022. In totale, il parco circolante completamente elettrico in Italia si è attestato al 30 novembre a 217.422 unità⁴⁹.

Con riferimento alle infrastrutture di ricarica elettrica, nel 2023 i punti di ricarica presenti sul territorio italiano risultano essere in totale 50.678. Nel dettaglio, nel corso dell'anno appena concluso le installazioni di nuovi punti di ricarica sono state 13.906, di cui 3.450 registrate solo nell'ultimo trimestre.

Il 58% del totale punti di ricarica risultano installati al Nord, seguito dal Sud con il 23% e infine il Centro con il 19%⁵⁰. Nel corso dell'anno è continuata la crescita delle installazioni anche lungo la rete autostradale, dove al 31 dicembre 2023 si contava la presenza di 932 punti di ricarica (+436 rispetto ad un anno fa), distribuiti in quasi un terzo delle aree di servizio italiane. Circa l'86% dei punti di ricarica in autostrada è in corrente continua (DC) mentre il 61% supera i 150 kW. Infine, a livello regionale, la Lombardia risulta essere la regione con più punti di ricarica distribuiti per la regione, seguita da Piemonte e Veneto⁵¹.

⁴⁴ Sole 24 Ore, "Superbonus al 70% nel 2024: cosa cambia e quali sono le altre agevolazioni fiscali", 19/12/2023

⁴⁵ Camera dei Deputati Documentazione Parlamentare – Rapporto ENEA sul Superbonus

⁴⁶ GSE, Rapporto Annuale Certificati Bianchi 2023

⁴⁷ GSE, Rapporto Annuale Certificati Bianchi 2023

⁴⁸ GSE Rapporto Annuale Certificati Bianchi 2023

⁴⁹ QualEnergia su dati Motus-E, dicembre 2023

⁵⁰ Motus-E, Le infrastrutture di ricarica in Italia

⁵¹ Staffetta Quotidiana su dati Motus E, 15/02/2024

Il mercato delle telecomunicazioni e dei servizi digitali

Nel primo semestre del 2023 il settore delle Telecomunicazioni a livello globale ha consolidato la solidità mostrata nel biennio precedente, realizzando una crescita del 2,4% rispetto al primo semestre 2022. Tali risultati sono stati alimentati dai principali gruppi telco asiatici ed in particolare dai player cinesi. Restano stazionari i risultati dei gruppi europei mentre segnano un rallentamento i ricavi delle telco americane⁵².

Il mercato italiano segna tuttavia i risultati più timidi in termini di ricavi: nel primo semestre 2023 infatti i ricavi domestici dei principali operatori italiani sono risultati pressoché invariati (-0,1% rispetto allo stesso periodo dell'anno precedente), dati che confermano il trend calante dei ricavi, in corso dal 2020. Nello specifico, il comparto mobile ha registrato un -3,9% mentre la telefonia fissa ha segnato un andamento positivo attestandosi a +3%⁵³.

Secondo dati Assintel (Associazione Nazionale delle Imprese ICT e Digitali) nel 2023 è continuata la crescita del mercato digitale in Italia che si attesta a 39 miliardi di euro, +4,8% rispetto allo scorso anno. A livello macroeconomico, secondo i dati pubblicati la crescita del comparto IT è stata trainata dal Software (+11,8%) e dai Servizi IT (+5,2%) mentre è stato evidenziato un rallentamento per quanto riguarda il comparto dell'Hardware (-1,5%) e quello delle Telecomunicazioni (-0,8%)⁵⁴. Le previsioni per il 2024 prevedono un ulteriore miglioramento del settore digitale italiano in quanto viene stimata una crescita dell'8,4% a 41 miliardi di euro.

Con riferimento invece alla trasformazione digitale, nel progresso verso un'economia e una società digitale (misurato dal DESI - Digital Economy and Society Index della Commissione Europea), l'Italia si è collocata al 18esimo posto in Ue, con un punteggio di 49,3 su 100, rispetto al 52,9 della Germania, al 53,3 della Francia e al 60,8 della Spagna. L'Italia si è confermata inoltre al primo posto per copertura 5G, anche nelle aree rurali⁵⁵. I gap più evidenti permangono invece con riguardo al capitale umano (l'Italia si trova all'ultimo posto per quota di laureati in discipline ICT) e alla Digital Intensity (indice che misura l'utilizzo delle tecnologie digitali da parte delle imprese).

Con riguardo alla rete fissa, AGCOM ha rilevato nel 2023 una flessione di 215.000 accessi rispetto al complessivo dello stesso periodo del 2022, con il totale delle linee che si è attestato a circa 20 milioni. Scomponendo il suddetto valore si è osservato come la maggior parte degli accessi (il 49,6%) è avvenuta tramite FTTC (Fibra su rete mista rame), mentre il 21,4% è riferito agli accessi in FTTH (Fibra), il 18,7% accessi in Rame e il 10,3% accessi in FWA (Fibra su rete mista radio). Rispetto al 2022, i dati hanno evidenziato una notevole crescita degli accessi tramite fibra (+4,7%) mentre è continuato il calo degli accessi attraverso il rame (-4,0%). Risultano in linea rispetto all'esercizio precedente le fonti FWA e FTTC⁵⁶. Gli accessi broadband nel 2023 hanno superato quota 18,89 milioni, diminuendo di 100.000 linee su base annuale. È stato confermato l'andamento al ribasso delle linee ADSL (-22,5%) che si fermano a quota 2,56 milioni.

Sul fronte della telefonia mobile, alla fine del terzo trimestre 2023, le quote di mercato dei principali operatori sono risultate analoghe al 2022: Tim si è confermato primo con una quota del 27,9%, seguito da Vodafone (27,2%)⁵⁷ mentre Wind Tre si è posizionata al terzo posto al 23,7%. È continuato a crescere l'operatore francese Iliad, che si è confermato nuovamente come quarto operatore in Italia con una quota di mercato pari al 9,7%⁵⁸.

Le SIM complessivamente attive in Italia sono salite a 108,5 milioni: tale crescita è stata sostenuta dalle SIM "M2M"⁵⁹ che hanno raggiunto quota 29,7 milioni con un incremento del 3,7%. Le SIM "Human" si confermano quelle prevalenti con 78,9 milioni, stazionarie rispetto allo stesso periodo del 2022.

Infine, gli operatori MVNO hanno coperto l'11,6% di quota di mercato per numero di SIM complessive ed il 15,59% nel totale SIM Human.

Il mercato dell'ambiente

Il mercato del ciclo integrato dei rifiuti si caratterizza per un elevato livello di complessità ed eterogeneità gestionale. Il settore dei rifiuti si compone di due segmenti principali: Rifiuti Urbani (RU) con provenienza domestica e Rifiuti Speciali (RS) principalmente da attività produttive. Le filiere dei rifiuti urbani e speciali comprendono diverse fasi, dalla di raccolta/ritiro e trasporto fino al riciclo, trattamento, recupero e smaltimento. Gli operatori del settore dei rifiuti possono operare in una, in alcune o in tutte le fasi della filiera

⁵² Comunicato Stampa – Area Studi Mediobanca – Report Telco (ed. 2023)

⁵³ Comunicato Stampa – Area Studi Mediobanca – Report Telco (ed. 2023)

⁵⁴ Assintel Report 2023 – Il mercato ICT e Digitale

⁵⁵ The European House – Ambrosetti - OSSERVATORIO SULLA TRASFORMAZIONE DIGITALE DELL'ITALIA, Rapporto 2023, Executive Summary p. 4

⁵⁶ AGCOM - OSSERVATORIO SULLE COMUNICAZIONI 4/2023

⁵⁷ I dati degli operatori TIM e Vodafone includono le linee delle società controllate, rispettivamente Kena mobile e VEI (che offre servizi di telefonia mobile denominati ho.)

⁵⁸ AGCOM - OSSERVATORIO SULLE COMUNICAZIONI 4/2023

⁵⁹ Per sim M2M (Machine-to-Machine) si intendono quelle sim che consentono lo scambio dati, informazioni e comandi tra apparecchiature e dispositivi con limitata o nessuna interazione umana.

Per quanto riguarda il mercato dei rifiuti urbani, il territorio nazionale è organizzato in Ambiti Territoriali Ottimali (ATO), con una prevalenza di Regioni che hanno optato per un ATO regionale e altre in cui la dimensione degli ambiti varia dalla scala provinciale a quella sub-provinciale.

I dati aggiornati sulla situazione in Italia, fonte Ispra, rilevano che nel 2022 sono state prodotte 29,1 milioni di tonnellate di rifiuti urbani, in calo dell'1,8% rispetto al precedente anno (circa 500 mila tonnellate in meno). Tale andamento rappresenta il combinato disposto di più fattori, tra i quali l'introduzione di differenti modalità di contabilizzazione dei dati relativi ai rifiuti urbani e la possibilità per le utenze non domestiche di avvalersi di modalità di raccolta alternative al tradizionale servizio pubblico.

Il calo è stato registrato in tutte le macro aree geografiche: Nord (-2,2%), Centro (-1,5%) e Sud (-1,5%). In termini assoluti, la produzione maggiore di rifiuti urbani è stata registrata al Nord (circa 14 milioni di tonnellate), seguito dal Sud (9,0 milioni), mentre al Centro il livello si è fermato a 6,2 milioni di tonnellate. La produzione è diminuita in tutte le regioni italiane, ad eccezione della Valle d'Aosta.

La produzione media di rifiuti pro capite è stata di 494 chilogrammi per abitante (valore in calo dell'1,6% rispetto al precedente anno). L'Emilia Romagna è stata la regione che ha registrato il più alto valore a livello nazionale (con 633 chilogrammi per abitante), mentre la Basilicata è quella che ha registrato il valore più basso (357 chilogrammi per abitante).

Nel 2022 sono stati operativi 654 impianti di gestione dei rifiuti urbani in Italia (erano 657 nel 2021): 348 al Nord, 117 al Centro e 189 al Sud. Di questi, 358 sono dedicati al trattamento della frazione organica della raccolta differenziata, 132 sono impianti per il trattamento meccanico o meccanico biologico dei rifiuti, 117 sono impianti di discarica a cui si aggiungono 36 impianti di incenerimento e 11 impianti industriali che effettuano il coincenerimento dei rifiuti urbani.⁶⁰

Va rilevato che l'aumento della raccolta differenziata ha determinato negli anni una crescente richiesta di nuovi impianti di trattamento, soprattutto per la frazione organica, dato che a livello nazionale al momento non si dispongono di strutture sufficienti a trattare i quantitativi prodotti.

Nel corso degli ultimi anni è aumentato il numero degli impianti di trattamento a discapito delle discariche, in linea con l'indirizzo europeo di sostituzione del conferimento in discarica a favore del recupero di materia ed energia, contenuto nel Circular Economy Package, il quale pone inoltre l'obiettivo del 65% di raccolta differenziata al 2035.⁶¹ Secondo i dati disponibili più aggiornati, nel 2022 più del 50% dei rifiuti prodotti e raccolti in maniera differenziata è stato inviato ad impianti di recupero di materia. Il riciclaggio totale, calcolato con le nuove metodologie stabilite dalla normativa europea, si è attestato al 51,9% e riguarda le seguenti frazioni: organico, carta e cartone, vetro, metallo, plastica e legno.

Il 18% dei rifiuti urbani è stato smaltito in discarica, pari a 5,2 milioni di tonnellate, con una riduzione del 7,1% rispetto al 2021. Si tratta però di un dato ancora ben distante dall'obiettivo del 10% posto dall'Unione Europea, a dimostrazione della necessità di miglioramento della qualità della raccolta differenziata, dell'aumento del tasso di riciclo e della realizzazione di impianti funzionali alla chiusura del ciclo dei rifiuti. Il contesto attuale evidenzia dunque la necessità di imprimere una accelerazione nel miglioramento del sistema di gestione per consentire il raggiungimento dei nuovi sfidanti obiettivi previsti dalla normativa Europea, soprattutto in alcune zone del Paese (nel trattamento dei rifiuti solo il Nord rappresenta una realtà nella quale viene massimizzato il recupero di materia e di energia, grazie alla diffusa dotazione di impianti). Lo smaltimento in discarica nei prossimi 15 anni dovrà essere dimezzato e la percentuale di rifiuti che vengono avviati ad operazioni di recupero di materia dovrà essere notevolmente incrementata per garantire il raggiungimento del 55% di riciclaggio al 2025, del 60% al 2030 e del 65% al 2035.⁶²

Per quanto riguarda la raccolta differenziata, il tasso è aumentato ancora in termini percentuali rispetto al 2022, raggiungendo il 65,2% della produzione nazionale (attestandosi a 18,9 milioni di tonnellate). Il Nord si è confermata l'area più virtuosa in questa attività con il 71,8%, mentre Centro e Sud si sono fermate rispettivamente al 61,5% e 57,5%. In generale, tutte le macro aree geografiche hanno evidenziato incrementi nelle percentuali di raccolta differenziata rispetto al precedente anno. Nel 2022 quasi la metà delle regioni italiane ha raggiunto o superato l'obiettivo del 65% (Veneto, Sardegna, Lombardia, Trentino Alto Adige, Emilia Romagna, Marche, Friuli Venezia Giulia, Umbria e Piemonte, Toscana, Valle d'Aosta), l'Abruzzo rimane prossima all'obiettivo (con il 64,5%), mentre la Sicilia si è confermata fanalino di coda con il 51,5%, seppur il trend sia in forte crescita negli ultimi anni. Focalizzando l'attenzione sulla Toscana, gli impianti di trattamento e smaltimento dei rifiuti urbani presenti in questa regione sono circa 50, ma per i prossimi anni è ipotizzato un incremento con la spinta impressa dai finanziamenti previsti.

L'organico, con il 38,3% del totale, si è confermata la frazione più raccolta in Italia. Carta e cartone rappresentano, invece, il 19,3% del totale; seguono il vetro con il 12,3% e la plastica con il 9%.

Nel 2021 sono state esportate 858 mila tonnellate di rifiuti urbani (destinate principalmente verso Paesi Bassi, Austria e Germania) e ne sono state importate 296 mila.

Il costo medio nazionale pro capite di gestione dei rifiuti urbani nell'ultimo anno è stato pari a 192,3 euro/abitante (in diminuzione rispetto ai 194,5 euro/abitante del 2021). Le regioni del Centro hanno registrato i costi più elevati

⁶⁰ Comunicato Stampa pubblicazione Rapporto Rifiuti Urbani Ispra edizione 2023.

⁶¹ Direttiva 2018/851/UE.

⁶² ISPRA - Rapporto Rifiuti Urbani 2023.

con una media di 228,3 euro/abitante, seguite dalle regioni del Sud con una media di 202,3 euro/abitante e del Nord con 170,3 euro/abitante.

Per quanto riguarda il settore dei Rifiuti Speciali in Italia, gli ultimi dati disponibili sono contenuti nel Rapporto Rifiuti Speciali Ispra edizione 2023 e sono riferiti all'anno 2021. Questi dati rivelano che la produzione è aumentata del 12,2% rispetto all'anno precedente (circa 18 milioni di tonnellate) arrivando a 165 milioni di tonnellate. Il sostanziale aumento è riconducibile alla generale ripresa nel settore industriale, artigianale e dei servizi dopo le chiusure imposte dalla precedente emergenza sanitaria.

I rifiuti non pericolosi, che hanno rappresentato il 93,5% del totale dei rifiuti prodotti, sono aumentati di circa 17 milioni di tonnellate (+12,5%), mentre i rifiuti pericolosi hanno registrato un aumento di 820 mila tonnellate (+8,3%). La maggior parte della produzione dei suddetti rifiuti è stata registrata al Nord, dove il tessuto industriale è più sviluppato, con 96,4 milioni di tonnellate (il 58,4% del dato complessivo a livello nazionale). La produzione del Centro si è attestata a 27,2 milioni di tonnellate (16,5%), mentre quella del Sud a 41,3 milioni di tonnellate (25,1%).

Tra le attività economiche che hanno maggiormente contribuito alla produzione di rifiuti speciali è stata confermata l'incidenza del settore costruzioni e demolizioni sulla produzione complessiva che con oltre 78 milioni di tonnellate è quello che ha concorso maggiormente (47,7% del totale prodotto), seguito dalle attività di trattamento dei rifiuti e di risanamento (circa 40 milioni di tonnellate prodotte che hanno contribuito al 23,6% del totale) e dall'insieme delle attività manifatturiere la cui produzione, circa 30,1 milioni di tonnellate, è stata di poco oltre il 18%. Le altre attività economiche hanno contribuito, complessivamente, alla produzione di rifiuti speciali con una percentuale del 9,9% (16,2 milioni di tonnellate).

Nel 2021 in Italia sono state gestite complessivamente 178,1 milioni di tonnellate, delle quali 168 milioni riferite a rifiuti non pericolosi (94,4%) e 10 milioni relative a rifiuti pericolosi (5,6%). Rispetto all'anno precedente si è rilevata un aumento dell'11,4% dei rifiuti complessivamente gestiti; in particolare, le quantità avviate a operazioni di recupero (da R1 a R13) sono aumentate del 12,6%, quelle inviate a smaltimento del 6%.

Il recupero di materia è stato predominante con il 72,1% (128,3 milioni di tonnellate), seguito dalle altre operazioni di smaltimento che hanno rappresentato circa il 15,7% (28 milioni di tonnellate) e, con il 5,7% (10,1 milioni di tonnellate) dall'invio a discarica. Sono risultate residuali le quantità avviate a coincenerimento (1,0%) ed incenerimento (0,6%).

Gli impianti di gestione dei rifiuti speciali operativi nel corso dell'anno sono stati 10.763, di cui 5.928 situati al Nord, 1.899 al Centro e 2.936 al Sud. Gli impianti dedicati al recupero di materia sono 4.601 (il 42,7% della dotazione impiantistica nazionale)⁶³.

Nel 2021 sono stati esportati oltre 3,9 milioni di tonnellate (dei quali 67% non pericolosi e 33% pericolosi), a fronte di un'importazione di 7,4 milioni di tonnellate.

Per quanto riguarda la Toscana, nel 2021 la produzione regionale di rifiuti speciali si è attestata a circa 10 milioni di tonnellate, il 6% del totale nazionale. Il 95,4% di queste (circa 9,5 milioni di tonnellate) consisteva in rifiuti non pericolosi ed il restante 4,6 % (poco meno di 455 mila tonnellate) in rifiuti pericolosi. Le principali tipologie di rifiuti prodotte sono state generate dalle operazioni di costruzione e demolizione. In aumento il numero complessivo degli impianti (si è passati da 733 del 2020 a 788 del 2021), con la Toscana che si è confermata regione con un'alta concentrazione di impianti rispetto alle altre regioni dell'Italia centrale (il 41,5% della dotazione impiantistica della macro-area)⁶⁴.

Da ottobre 2023 la Regione Toscana ha adottato il "Piano regionale di gestione dei rifiuti e bonifica dei siti inquinati - Piano regionale dell'economia circolare". Tale documento ha rappresentato la risposta all'attuazione delle strategie comunitarie di sviluppo sostenibile, oltre che lo strumento di programmazione attraverso il quale la regione Toscana definisce in maniera integrata le politiche in materia di prevenzione, riciclo, recupero e smaltimento dei rifiuti, nonché di gestione dei siti inquinati da bonificare.⁶⁵

Infine, nel comparto bonifiche ambientali, a livello nazionale risultano attivi 42 Siti di Interesse Nazionale (SIN)⁶⁶. In Toscana, sono presenti 5.145 siti interessati da procedimento di bonifica, di cui 2.337 con procedimento chiuso per non necessità di intervento, 539 certificati per avvenuta bonifica, mentre risultano attivi 2.269 siti interessati da procedimento di risanamento con una superficie complessiva di 18.502 ha. La contaminazione dei siti interessati deriva principalmente da attività industriali, gestione e smaltimento dei rifiuti e distribuzione dei carburanti⁶⁷.

⁶³ ISPRA - Rapporto Rifiuti Speciali 2023 (Dati di sintesi).

⁶⁴ ISPRA - Rapporto Rifiuti Speciali 2023.

⁶⁵ Regione Toscana (<https://www.regione.toscana.it/piano-regionale-di-gestione-dei-rifiuti-e-bonifica-dei-siti-inquinati.-piano-regionale-dell-economia-circolare>).

⁶⁶ ISPRA (<https://www.isprambiente.gov.it/it/attivita/suolo-e-territorio/siti-contaminati/siti-di-interesse-nazionale-sin>) con aggiornamento a dicembre 2021.

⁶⁷ ARPAT - Annuario dei Dati Ambientali 2023.

5. INDICATORI ALTERNATIVI DI PERFORMANCE

Il Gruppo ESTRA utilizza gli indicatori alternativi di performance (IAPIAP) al fine di trasmettere in modo più efficace le informazioni sull'andamento della redditività dei business in cui opera, nonché sulla propria situazione patrimoniale e finanziaria.

Per una corretta interpretazione di tali IAP si evidenzia quanto segue:

- (i) tali indicatori sono costruiti esclusivamente a partire da dati storici del Gruppo e non sono indicativi dell'andamento futuro del Gruppo;
- (ii) gli IAP non devono essere considerati sostitutivi degli indicatori previsti dai principi contabili di riferimento (IFRS);
- (iii) le definizioni degli indicatori utilizzati dal Gruppo, in quanto non rinvenienti dai principi contabili di riferimento, potrebbero non essere omogenee con quelle adottate da altre società e quindi con esse comparabili.

In accordo con gli orientamenti pubblicati il 5 ottobre 2015 dall'European securities and markets (Esma/2015/1415), sono di seguito esplicitati il contenuto e il criterio di determinazione degli IAP utilizzati nel presente bilancio.

Indicatori alternativi di performance economici

- Le componenti reddituali sono classificate tra le **Poste Non Ricorrenti**, 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 dell'attività, ai sensi della delibera Consob numero 15519 del 27 luglio 2006 oppure (ii) derivano da eventi o da operazioni non rappresentativi della normale attività del business, , come nel caso degli oneri connessi alla valutazione o alla dismissione di asset e oneri finanziari straordinari conseguenti a riscatto e/o rimborso anticipato, anche se si sono verificati negli esercizi precedenti o è probabile si verifichino in quelli successivi.
- Il **Totale Ricavi** è calcolato sommando i "Ricavi delle vendite e prestazioni" e gli "Altri ricavi operativi" indicati nel prospetto di conto economico consolidato del Gruppo.
- Il **Totale Ricavi Adjusted** corrisponde al Totale Ricavi, sopra definito, rettificato per escludere ricavi non ricorrenti come sopra definiti.
- I **Costi esterni**, calcolati sommando i costi per "Consumi di materie prime, sussidiarie e merci, i "Costi per servizi", i "Costi per godimento beni di terzi" e gli "Altri costi operativi" indicati nel prospetto di conto economico consolidato del Gruppo.
- Il **Costi esterni Adjusted** corrisponde ai Costi esterni, sopra definiti, rettificato per escludere le Poste non ricorrenti come sopra definiti.
- Il **marginale operativo lordo o EBITDA** è un indicatore della performance operativa ed è calcolato sommando all'Utile netto, derivante dal bilancio consolidato di Estra, il "risultato netto delle attività cessate, le "imposte sul reddito dell'esercizio", il risultato della "valutazione delle partecipazioni al patrimonio netto", gli "utili e perdite su cambi", gli "oneri finanziari", i "proventi finanziari" e gli "ammortamenti, accantonamenti e svalutazioni", derivanti dal bilancio consolidato del Gruppo.
- L'**EBITDA Adjusted** corrisponde all'EBITDA, sopra definito, rettificato per escludere ricavi e costi significativi non ricorrenti come sopra definiti. Tale parametro non è identificato come misura contabile nell'ambito degli EU-IFRS e pertanto il criterio di determinazione applicato dal Gruppo potrebbe non essere omogeneo con quello adottato da altri gruppi. Questo indicatore è utilizzato come financial target nelle presentazioni interne e in quelle esterne (agli analisti e agli investitori) e rappresenta una misura utile per la valutazione delle performance operative del Gruppo (nel suo complesso e a livello di business unit), anche attraverso il confronto della redditività operativa del periodo di riferimento con quella dei periodi precedenti. Questo permette di condurre analisi sui trend e confrontare le efficienze realizzate nei periodi.
- L'**EBIT Adjusted** corrisponde al Risultato operativo proveniente dai bilanci consolidati del Gruppo, rettificato per escludere ricavi e costi significativi non ricorrenti come sopra definiti. Tale parametro non è identificato come misura contabile nell'ambito degli EU-IFRS e pertanto il criterio di determinazione applicato dal Gruppo potrebbe non essere omogeneo con quello adottato da altri gruppi.
- L'**Utile netto Adjusted** corrisponde all'Utile Netto proveniente dai bilanci consolidati del Gruppo, rettificato per escludere ricavi e costi significativi non ricorrenti come sopra definiti. Tale parametro non è identificato come misura contabile nell'ambito degli EU-IFRS e pertanto il criterio di determinazione applicato dal Gruppo potrebbe non essere omogeneo con quello adottato da altri gruppi.

Indicatori alternativi di performance patrimoniali e finanziari

- Il **Capitale immobilizzato** è determinato quale somma di: immobilizzazioni materiali, attività immateriali e avviamento, partecipazioni e altre attività finanziarie non correnti.
- Le **Altre attività e passività non correnti** accolgono la somma delle voci di “altre attività/passività non correnti”, attività/passività per imposte anticipate e differite”, “trattamento di fine rapporto” e “fondi per rischi e oneri”.
- Il **Capitale circolante netto commerciale** è definito dalla somma di: rimanenze; crediti e debiti commerciali.
- Le **Altre attività e passività correnti** accolgono la somma delle voci “crediti/debiti tributari”, “altre attività/passività correnti”
- Il **Capitale investito netto** è determinato dalla somma algebrica del “capitale immobilizzato”, delle “attività/passività non correnti”, del “capitale circolante netto commerciale” delle “altre attività/passività correnti” e delle attività destinate alla rivendita”. Questo indicatore è utilizzato come financial target nelle presentazioni interne (business plan) e in quelle esterne (agli analisti e agli investitori) e rappresenta una misura utile per la valutazione di tutte le attività e passività operative correnti e non correnti facenti capo al Gruppo, così come sopra dettagliato.
- La **Posizione Finanziaria Netta** rappresenta un indicatore della struttura finanziaria. Tale indicatore è quindi determinato come somma delle voci: disponibilità liquide e mezzi equivalenti, quota entro 12 mesi di finanziamenti a m/l termine, quota oltre 12 mesi di finanziamenti a m/l termine, debiti finanziari a breve termine, altre attività/passività finanziarie correnti (quali strumenti finanziari attivi e passivi). Questo indicatore è utilizzato come financial target nelle presentazioni interne (business plan) e in quelle esterne (agli analisti e agli investitori) e rappresenta una misura utile per la valutazione del livello di indebitamento finanziario del Gruppo, anche attraverso il confronto con i periodi precedenti. Questo permette di condurre analisi sui trend e confrontare le efficienze realizzate nei periodi.
- Il **Capitale raccolto** è ottenuto dalla somma della posizione finanziaria netta e del patrimonio netto. Questo indicatore è utilizzato come financial target nelle presentazioni interne (business plan) e in quelle esterne (agli analisti e agli investitori) e rappresenta la suddivisione delle fonti di finanziamento tra capitale proprio e di terzi ed è un indicatore dell'autonomia e solidità finanziaria del Gruppo.

Indici e rapporti patrimoniali e finanziari

- Il rapporto di solidità è definito come il rapporto tra il totale delle attività non correnti ed il totale attivo
- Il rapporto di elasticità è definito come il rapporto tra il totale delle attività correnti ed il totale attivo.
- Il rapporto di disponibilità è definito come il rapporto tra il totale delle attività non correnti ed il totale attività correnti.
- Il rapporto a Indebitamento Finanziario Netto / Equity è dato dal rapporto tra la posizione finanziaria netta ed il patrimonio netto consolidato.
- Il rapporto a Indebitamento Finanziario Netto / EBITDA *Adjusted* è dato dal rapporto tra posizione finanziaria netta e l'EBITDA *Adjusted*. L'indice Pfn/EBITDA, esposto come multiplo dell'EBITDA, è utilizzato come financial target nelle presentazioni interne (business plan) e in quelle esterne (agli analisti e agli investitori) e rappresenta una misura della capacità della gestione operativa di remunerare il debito finanziario netto.
- Il rapporto a breve termine è dato dal rapporto tra l'Indebitamento Finanziario Corrente e l'Indebitamento Finanziario netto.
- Il rapporto a lungo termine è dato dal rapporto tra l'Indebitamento Finanziario non corrente e l'Indebitamento Finanziario netto.

Indici di rotazione

- I giorni medi di incasso sono definiti come il rapporto tra i Crediti commerciali ed i Ricavi delle vendite e prestazioni, moltiplicati per i giorni dell'esercizio di riferimento.
- I giorni medi di pagamento sono definiti come il rapporto tra la somma dei Debiti commerciali e la somma dei Consumi di materiali, sussidiarie e merci, dei Costi per servizi, Costo per godimento beni di terzi e degli Altri costi operativi, moltiplicati per i giorni dell'esercizio di riferimento.

Indici e rapporti di performance economica

- L'EBITDA margin viene calcolato come rapporto tra l'EBITDA *Adjusted* ed il Totale Ricavi *Adjusted*.
- Il ROE, cioè il rendimento del capitale proprio, è dato dal rapporto tra l'utile netto e il patrimonio netto ed è espresso in percentuale. Questo indicatore è utilizzato come financial target nelle presentazioni interne

(business plan) e in quelle esterne (agli analisti e agli investitori) e intende misurare la redditività ottenuta dagli investitori a titolo di rischio.

- Il ROI, cioè il rendimento del capitale investito netto, è dato dal rapporto tra il risultato operativo e il capitale investito netto ed è espresso in percentuale. Questo indicatore è utilizzato come financial target nelle presentazioni interne (business plan) e in quelle esterne (agli analisti e agli investitori) e intende misurare la capacità di produrre ricchezza tramite la gestione operativa e quindi di remunerare il capitale proprio e quello di terzi.

6. ANDAMENTO DELLA GESTIONE – DATI ECONOMICI

I principali dati reddituali per gli esercizi chiusi al 31 dicembre 2023 e 2022 sono riportati nella seguente tabella:

Conto Economico Reported (valori in migliaia di euro)	Periodo chiuso al				Variazione dic 23 - dic 22	
	31/12/2023		31/12/2022		Assoluta	%
	Valore	Incidenza	Valore	Incidenza		
Totale Ricavi	1.222.216	100%	1.778.292	100%	(556.076)	-31%
Consumi esterni	(1.020.184)	-83%	(1.626.222)	-91%	606.038	-37%
Costi del personale	(48.941)	-4%	(46.595)	-3%	(2.346)	5%
Quota dei proventi/(oneri) da valutazione delle partecipazioni di natura non finanziaria con il metodo del PN	0	0%	0	0%	0	#DIV/0!
Margine operativo lordo (EBITDA)	153.091	13%	105.475	6%	47.616	45%
Ammortamenti e svalutazioni	(66.285)	-5%	(55.921)	-3%	(10.364)	19%
Accantonamenti	(11.931)	-1%	(13.746)	-1%	1.815	-13%
Risultato operativo	74.876	6%	35.808	2%	39.068	109%
Proventi/(oneri) finanziari	(27.638)	-2%	(11.638)	-1%	(16.000)	137%
Valutazione partecipazioni di natura finanziaria con il metodo del PN	(2.349)	0%	(577)	0%	(1.772)	307%
Utile ante imposte	44.889	4%	23.593	1%	21.296	90%
Imposte sul reddito dell'esercizio	(16.710)	-1%	(9.203)	-1%	(7.508)	82%
Risultato netto derivante dalle attività in funzionamento	28.179	2%	14.390	1%	13.789	96%
Risultato netto attività cessate / in dismissione	0	0%	0	0%	0	0%
Utile netto	28.179	2%	14.390	1%	13.789	96%
Risultato di pertinenza di terzi	916	0%	(271)	0%	1.186	-438%
Risultato del Gruppo	27.263	2%	14.661	1%	12.602	86%

La tabella che segue illustra i Ricavi Consolidati Adjusted, l'EBITDA Adjusted, l'EBITDA e il Risultato Operativo (EBIT), per gli esercizi conclusi al 31 dicembre 2023 e 2022:

Conto Economico Adjusted (valori in migliaia di euro)	ADJUSTED Esercizio chiuso al 31 dicembre				Variazione dic 2023- dic 2022	
	2023		2022		Assoluta	%
	Valore	Incidenza	Valore	Incidenza		
Totale Ricavi	1.212.046	100%	1.776.856	100%	(564.810)	-32%
Consumi esterni	(1.020.184)	-84%	(1.625.790)	-91%	605.606	-37%
Costi del personale	(48.941)	-4%	(46.595)	-3%	(2.346)	5%
Quota dei proventi/(oneri) da valutazione delle partecipazioni di natura non finanziaria con il metodo del PN	0	0%	0	0%	0	#DIV/0!
Margine operativo lordo Adjusted (EBITDA Adjusted)	142.921	12%	104.471	6%	38.450	37%
Ammortamenti e svalutazioni	(61.352)	-5%	(55.321)	-3%	(6.031)	11%
Accantonamenti	(11.931)	-1%	(13.746)	-1%	1.815	-13%
Risultato operativo Adjusted (EBIT Adjusted)	69.639	6%	35.404	2%	34.235	97%
Proventi/(oneri) finanziari	(25.729)	-2%	(11.638)	-1%	(14.091)	121%
Valutazione partecipazioni di natura finanziaria con il metodo del PN	(154)	0%	(577)	0%	423	-73%
Utile ante imposte Adjusted	43.757	4%	23.189	1%	20.567	89%
Imposte sul reddito dell'esercizio Adjusted	(15.665)	-1%	(9.085)	-1%	(6.580)	72%
Risultato netto derivante dalle attività in funzionamento	28.092	2%	14.103	1%	13.989	99%
Risultato netto attività cessate / in dismissione	0	0%	0	0%	0	0%
Utile netto Adjusted	28.092	2%	14.103	1%	13.989	99%
Risultato di pertinenza di terzi	916	0%	(271)	0%	1.186	-438%
Risultato del Gruppo Adjusted	27.177	2%	14.375	1%	12.802	89%

Il conto economico consolidato del Gruppo 2023 e 2022 è stato influenzato da alcune componenti di reddito che (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 dell'attività oppure (ii) derivano da eventi o da operazioni non rappresentativi della normale attività del business, anche se si sono verificati negli esercizi precedenti o è probabile si verifichino in quelli successivi, nel seguito descritte nel dettaglio.

Di seguito si rappresenta la composizione degli elementi definiti dal management della Società come non ricorrenti, inusuali o non rappresentativi della normale attività del business per gli esercizi chiusi al 31 dicembre 2023 e 2022:

Posta non ricorrente	Esercizio chiuso al 31 dicembre	
	2023	2022
Risarcimento danni da fornitori di gas naturale	-9.719	
IRMA distribuzione gas esercizi precedenti	-451	-1.436
Totale ricavi non ricorrenti	-10.170	-1.436
Minusvalenza da dimissione misuratori elettronici		432
Totale costi e ricavi non ricorrenti con impatto sull'EBITDA	-10.170	-1.004
Svalutazione Impianti di teleriscaldamento	2.728	
Svalutazione Misuratori distribuzione gas	2.205	600
Totale costi e ricavi non ricorrenti con impatto sul Risultato Operativo (EBIT)	-5.237	-404
Svalutazione Blugas Infrastrutture S.r.l.	2.195	
Accantonamento interessi passivi per ritardato pagamento su contenziosi (Distribuzione gas)	1.909	
Totale costi e ricavi non ricorrenti con impatto sul Risultato ante imposte	-1.133	-404
<i>Effetto fiscale sui costi e ricavi non ricorrenti</i>	1.046	118
Totale costi e ricavi non ricorrenti con impatto sul Risultato Netto	-87	-286

Nell'esercizio 2023 si evidenziano i seguenti elementi non ricorrenti (con impatto positivo complessivo sul risultato netto per Euro 368 migliaia):

- Maggiori ricavi per indennizzi percepiti a seguito della risoluzione positiva di alcune controversie che vedevano Estra Energie S.r.l. come parte attiva nella richiesta di danni economici ad alcuni fornitori (Euro 9.719 migliaia);
- Maggiori ricavi relativi a corrispettivi sull'importo residuo per mancati ammortamenti su misuratori elettronici di prima installazione dismessi anticipatamente riconosciuti alle società del Gruppo operanti nella distribuzione di gas naturale a recupero tariffario di esercizi precedenti, a seguito di Delibera ARERA 737/2022/R/gas del 29 dicembre 2022 (Euro 451 migliaia);
- Svalutazione di impianti di teleriscaldamento, come descritto nel paragrafo della nota integrativa "Impairment test su attività materiali" (Euro 2.620 migliaia)
- Svalutazione di misuratori elettronici come descritto nel paragrafo delle nota integrativa "Impairment test su attività immateriali - Beni in concessione" (Euro 2.205 migliaia)
- Svalutazione della partecipazione in Blugas Infrastrutture come descritto nel paragrafo delle nota integrativa relativo alle partecipazioni in società collegate (Euro 2.195 migliaia)
- Stanziamento a fondo rischi per interessi passivi che il Gruppo potrebbe dover corrispondere per il ritardato pagamento di poste debitorie oggetto di contestazione, in caso di soccombenza (Euro 1.909 migliaia).

Gli aggiustamenti hanno un effetto fiscale di Euro 87 migliaia (minori imposte sul reddito).

Gli aggiustamenti hanno incidenza quasi interamente sull'utile di Gruppo.

Nell'esercizio 2022 si evidenziano i seguenti elementi non ricorrenti (con impatto positivo complessivo sul risultato netto per Euro 286 migliaia):

- Maggiori ricavi per corrispettivi IRMA (importo residuo mancati ammortamenti su misuratori elettronici dismessi anticipatamente) riconosciuti alle società del Gruppo operanti nella distribuzione di gas naturale a recupero tariffario di esercizi precedenti, a seguito di Delibera ARERA 737/2022/R/gas del 29 Dicembre 2022, l'ARERA ha riconosciuto un corrispettivo a ristoro delle società di distribuzione relativo all'IRMA (valore residuo degli smart meter di prima installazione dismessi anticipatamente), per Euro 1.436 migliaia;
- Minusvalenze realizzate nell'esercizio dalla dimissione di misuratori elettronici malfunzionanti, in gran parte coperti dal corrispettivo di cui al punto precedente, per Euro 432 migliaia;
- Adeguamento del fondo svalutazione stanziato in esercizi precedenti per adeguare il valore netto contabile dei misuratori gas elettronici malfunzionanti al valore recuperabile in tariffa, tenuto conto

dell'aggiornamento effettuato in corso d'anno del relativo piano di progressiva sostituzione, per Euro 600 migliaia.

Gli aggiustamenti hanno un effetto fiscale di Euro 118 migliaia (minori imposte sul reddito).

Gli aggiustamenti hanno incidenza quasi interamente sull'utile di Gruppo.

Il modello di business del Gruppo è attualmente strutturato in base a Strategic Business Unit (SBU) che sono riconducibili ai settori della vendita di gas naturale ed energia elettrica (SBU "Vendita gas ed energia elettrica"), delle attività di distribuzione di gas naturale e distribuzione e vendita di Gpl (SBU "Mercato Regolato"), delle attività svolte della Capogruppo (SBU "Corporate") e dei comparti dei servizi digitali (telecomunicazioni), dell'efficienza energetica (servizi energetici e rinnovabili), della selezione, trattamento e stoccaggio di rifiuti (ambiente) (SBU "Altri Servizi"). Per una migliore presentazione dei risultati, nel presente bilancio consolidato si è proceduto alla separazione tra SBU "Corporate" e SBU "Altro", risonponendo i corrispondenti valori dell'esercizio 2022.

I ricavi e costi della SBU "Corporate" sono stati riallocati alle linee di business sulla base delle percentuali di assorbimento delle attività di service svolte dalla capogruppo.

Il settore della Vendita Gas e Luce include anche l'attività di trading, svolta sia con finalità di miglioramento delle condizioni di acquisto e approvvigionamento attraverso l'ottimizzazione degli asset del Gruppo (capacità di stoccaggio e trasporto di gas naturale e flessibilità del contratto di fornitura a lungo termine) ("Portafoglio industriale"), sia con finalità, entro limiti di rischio predefiniti, di cogliere opportunità di profitto aggiuntivo di breve termine.

La suddivisione in SBU rispecchia la reportistica utilizzata dal Management per l'analisi e la pianificazione dei business gestiti.

La tabella che segue illustra il totale dei ricavi *adjusted*, comprensivi dei ricavi delle vendite e delle prestazioni e degli altri ricavi, di ciascuna area di business del Gruppo Estra per gli esercizi conclusi al 31 dicembre 2023 e 2022, con indicazione della rilevanza, in termini percentuali, rispetto al totale dei ricavi consolidati del Gruppo.

Totale Ricavi Adjusted (valori in migliaia di Euro)	Esercizio chiuso al 31 dicembre				Variazione del periodo	
	2023	% su Ricavi Adjusted	2022	% su Ricavi Adjusted	2023 vs 2022	%
Vendita di gas naturale ed energia elettrica	1.026.434	85%	1.651.457	93%	-625.023	-38%
Mercato regolato	145.339	12%	130.350	7%	14.988	11%
Altri Servizi	121.725	10%	77.975	4%	43.751	56%
Rettifiche ed elisioni	-81.451	-7%	-82.926	-5%	1.475	-2%
Totale Ricavi Adjusted	1.212.046	100%	1.776.856	100%	-564.810	-32%

Al 31 dicembre 2023 il Gruppo ha conseguito ricavi per Euro 1.212,0 milioni con una riduzione del 32% rispetto al 31 dicembre 2022. La variazione è imputabile alla Vendita Gas e Luce ed è dovuta alla riduzione dei prezzi delle commodities e alle minori attività di vendita al PSV e GME con finalità di ottimizzazione degli acquisti.

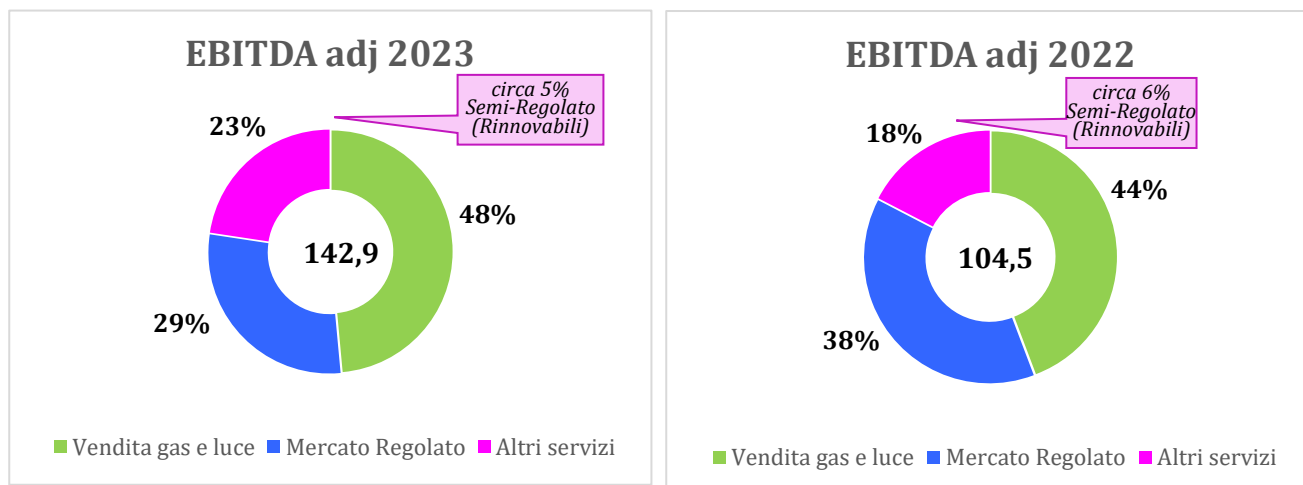
In aumento i ricavi del Mercato Regolato per incremento delle tariffe di distribuzione gas per nuovi investimenti e per i maggiori costi interni ed esterni capitalizzati. In crescita i ricavi degli Altri Servizi per lo sviluppo delle attività nel comparto dell'efficienza energetica grazie agli incentivi fiscali per i committenti lavori.

I costi esterni passano da Euro 1.625,8 milioni ad Euro 1.020,2 milioni (-37%) con un'incidenza sui ricavi dell'84% (91% nel 2022). Le principali variazioni sono dovute alla riduzione dei costi per materie prime per Euro 718,8 milioni correlati, prevalentemente, alla riduzione dei prezzi energetici.

Il costo del lavoro è pari ad Euro 48,9 milioni rispetto ad Euro 46,6 milioni del 2022 con una variazione del 5% dovuta principalmente al rinnovo del CCNL.

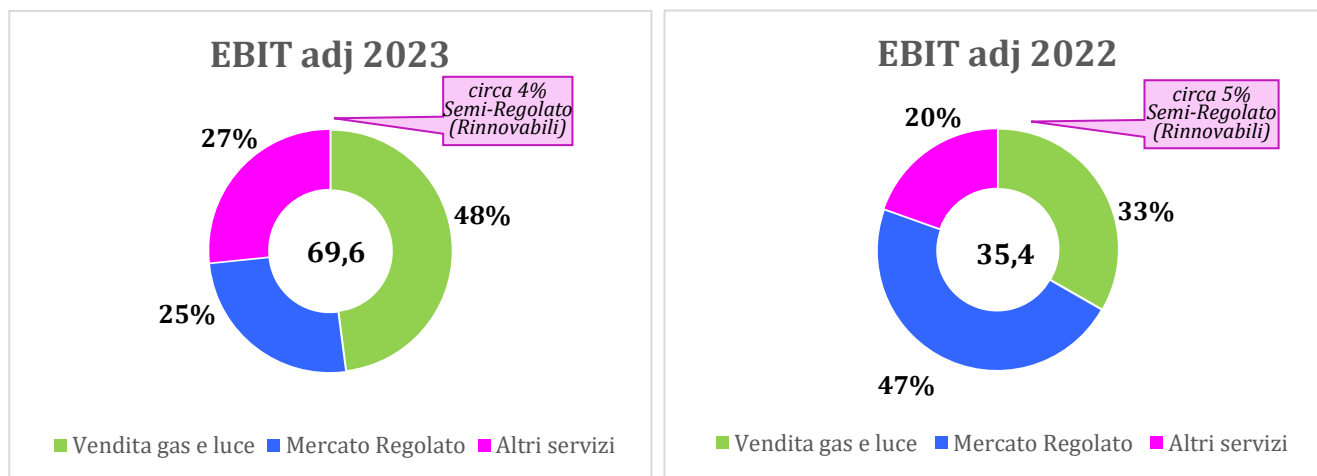
L'EBITDA *adjusted* è pari ad Euro 142,9 milioni in sensibile aumento rispetto ai 104,5 milioni del 2022. Le principali variazioni sono relative alla maggiore marginalità della Sbu Vendita Gas e Luce, per lo sviluppo dell'attività commerciale con ampliamento della base clienti e per il recupero di margini conseguenti alla maggiore stabilità dei mercati energetici rispetto all'esercizio 2022. In sensibile crescita anche i risultati del comparto efficienza energetica. Si fornisce di seguito il dettaglio della composizione dell'EBITDA tra le varie SBU per gli esercizi chiusi al 31 dicembre 2023 e 2022 che evidenzia la maggior incidenza percentuale, sull'EBITDA *adjusted*, della Sbu Vendita Gas e Luce che

passa dal 44% al 48%, la riduzione dal 38% al 28% dell'incidenza percentuale sull' EBITDA *adjusted* della Sbu Mercato Regolato e l'incremento dal 17% al 24% della Sbu Altri Servizi.



Gli ammortamenti e svalutazioni ammontano ad Euro 61,4 milioni (Euro 55,3 milioni al 31 dicembre 2022). La variazione è dovuta quasi interamente ai maggiori investimenti per acquisizione clienti nel comparto Vendita Gas e Luce. In diminuzione gli accantonamenti che passano da Euro 13,7 milioni ad Euro 11,9 milioni e sono riconducibili principalmente ad accantonamenti a fondi svalutazione crediti della Vendita gas e luce.

Per effetto dell'incremento del margine operativo lordo il risultato operativo *adjusted* passa da Euro 35,4 milioni del 2022 ad Euro 69,6 milioni del 2023 con una variazione positiva di Euro 34,2 milioni (+97%).



La gestione finanziaria presenta un saldo negativo di Euro 25,9 milioni rispetto agli 12,2 milioni del 2022 per effetto del sensibile incremento dei tassi medi di interesse e per l'aumento dei debiti finanziari assunti, prevalentemente, negli ultimi mesi del 2022 a supporto della crescita del circolante.

L'utile ante imposte *adjusted* si attesta ad Euro 43,8 milioni (Euro 23,2 milioni nel 2022).

Le imposte sul reddito ammontano ad Euro 15,7 milioni con un tax rate del 35,8% in diminuzione rispetto al 39,2% dell'esercizio 2022.

L'utile netto *adjusted* è pari ad Euro 28,1 milioni (Euro 14,1 milioni nel 2022).

7. ANDAMENTO DELLA GESTIONE – SITUAZIONE PATRIMONIALE-FINANZIARIA

Di seguito sono forniti i principali dati patrimoniali e finanziari al 31 dicembre 2023 e 2022.

7.1 INDICATORI PATRIMONIALI 2023 COMPARATI CON IL 2022

Stato Patrimoniale Riclassificato (valori in migliaia di euro)	Periodo chiuso al 31 dicembre 2023		Esercizio chiuso al 31 dicembre 2022		Variaz. dic 23 - dic 22	
	Valore	Incidenza	Valore	Incidenza	Assoluta	%
Immateriali	552.428	62,4%	534.216	68,9%	18.212	3,4%
Materiali	134.370	15,2%	141.147	18,2%	(6.777)	-1,3%
Partecipazioni e attività finanziarie non correnti	31.222	3,5%	36.429	4,7%	(5.207)	-1,0%
Capitale Immobilizzato	718.020	81,3%	711.792	91,8%	6.228	1,2%
Altre attività e passività non correnti	(19.424)	-2,2%	(16.432)	-2,1%	(2.992)	-0,6%
Capitale Circolante Netto Commerciale	165.854	18,7%	56.689	7,3%	109.165	20,4%
Altre attività e passività correnti	20.579	2,3%	23.163	3,0%	(2.584)	-0,5%
Capitale Investito Netto	885.029	100,0%	775.212	8,2%	109.817	20,6%
Patrimonio Netto	437.715	49,5%	423.249	54,6%	14.466	2,7%
Indebitamento finanziario corrente netto	40.082	4,5%	(162.119)	-20,9%	197.651	37,0%
Indebitamento finanziario non corrente	407.232	46,0%	514.082	66,3%	(106.850)	-20,0%
Indebitamento Finanziario Netto	447.314	50,5%	351.963	45,4%	95.351	17,8%
Totale fonti di finanziamento	885.029	100,0%	775.212	100,0%	109.817	20,6%

(*) Ai fini di una migliore comprensione dei dati, le poste a carattere straordinario relative alle note di credito da ricevere da fornitori per settlement gas e le note di credito da ricevere da società di distribuzione gas per complessivi 31,9 milioni di euro nel 2023 e 96,1 milioni nel 2022 e riguardanti la Sbu Vendita Gas e Luce sono stati riclassificati da "Altre attività e passività correnti" a "Capitale circolante netto commerciale".

Il capitale immobilizzato passa da 711,8 milioni di euro al 31 dicembre 2022 a 718,0 milioni di euro al 31 dicembre 2023 per effetto di ammortamenti dell'esercizio e di investimenti in immobilizzazioni materiali e immateriali e partecipazioni pari a Euro 80,1 milioni di euro come da dettaglio seguente:

Investimenti per Settori operativi	2023	2022	Variazione	Variazione %
Mercato Regolato	40.827	32.188	8.639	27%
Vendita Gas e Luce	29.010	11.769	17.241	146%
Corporate	3.277	4.213	-936	-22%
Altri servizi	7.001	47.324	-40.323	-85%
Totale investimenti	80.115	95.494	24.944	26%

L'incremento del capitale immobilizzato è dovuto, principalmente, agli investimenti in provvigioni per acquisizione clienti gas ed energia elettrica per una più intensa attività commerciale. In crescita anche gli investimenti nel Mercato Regolato relativi ad estendimenti di reti e sostituzione di misuratori tradizionali con misuratori elettronici funzionali all'attività di distribuzione di gas naturale. Nel comparto Altri Servizi gli investimenti sono relativi alla realizzazione reti FTTH (Telecomunicazioni) e a revamping impianti nel comparto ambiente. La variazione degli investimenti del comparto Altri Servizi rispetto all'esercizio 2022 è dovuta alle operazioni M&A effettuate nell'esercizio precedente.

In aumento il capitale circolante commerciale che passa da Euro 56,7 milioni ad Euro 165,9 milioni. Tale variazione è dovuta principalmente all'effetto combinato di: *i)* riduzione delle rimanenze di gas in stoccaggio per Euro 23,4 milioni prevalentemente per l'effetto prezzo; *ii)* aumento dei crediti commerciali netti per Euro 36,1 milioni nel comparto dell'efficientamento energetico, per i lavori di riqualificazione degli immobili da super bonus 110%, *iii)* incremento dei crediti commerciali netti per Euro 88,7 milioni nella Sbu Vendita Gas e Luce dovuto ai maggiori volumi gas ed energia elettrica venduti nel 4° trimestre rispetto all'esercizio precedente e alle operazioni di ottimizzazione del circolante effettuate nel 2022 e non riproposte nel presente esercizio relative a cessione pro-soluto di crediti verso la pubblica amministrazione e clienti industriali; *iv)* incremento di Euro 7,9 milioni dei crediti commerciali netti del mercato regolato che era stato caratterizzato nel 2023 da interventi normativi di riduzione dei cosiddetti oneri di sistema fatturati alle società di vendita.

Le altre attività e passività correnti si riducono per Euro 2,6 milioni prevalentemente, per la riduzione dei crediti per accise gas e luce correlati alla riduzione dei volumi venduti a fronte di versamenti in acconto determinati sulla base del fatturato dell'esercizio precedente parzialmente compensati dalla diminuzione dei debiti v/soci per pagamento

dividendi. Il capitale investito netto ammonta ad Euro 885,0 milioni di euro in aumento del 21% rispetto al 31 dicembre 2022.

Il patrimonio netto al 31 dicembre 2023 ammonta ad Euro 437,7 milioni (Euro 423,2 milioni al 31 dicembre 2022). Le variazioni intervenute nell'esercizio sono riconducibili al risultato di periodo e alla distribuzione di dividendi. Il patrimonio netto rappresenta il 49,5% delle fonti di finanziamento rispetto al 54,6% dell'esercizio chiuso al 31 dicembre 2022.

L'assorbimento di cassa per investimenti e per la gestione operativa ha portato ad un aumento dell'indebitamento finanziario netto che passa da Euro 352,0 milioni dell'esercizio 2022 a Euro 447,3 milioni al 31 dicembre 2023 con un'incidenza sul capitale raccolto che passa dal 45,4% al 31 dicembre 2022 al 50,5 al 31 dicembre 2023.

7.2 STRUTTURA FINANZIARIA 2023 COMPARATA CON 2022

In data 4 marzo 2021 l'European Securities and Markets Authority (ESMA) ha pubblicato gli Orientamenti in materia di obblighi di informativa ai sensi del Regolamento UE 2017/1129 (cd. "Regolamento sul Prospetto").

Con il "Richiamo di attenzione n. 5/21" del 29 aprile 2021, la CONSOB ha dichiarato l'intenzione di conformare le proprie prassi di vigilanza in materia di posizione finanziaria netta ai suddetti orientamenti ESMA. In particolare, la CONSOB ha dichiarato che i prospetti da essa approvati, a decorrere dal 5 maggio 2021, dovranno risultare conformi ai suddetti Orientamenti ESMA.

Pertanto, in base alle nuove previsioni, gli emittenti quotati dovranno presentare, nelle note illustrative dei bilanci annuali e delle semestrali, pubblicate a partire dal 5 maggio 2021, un nuovo prospetto in materia di indebitamento da redigere secondo le indicazioni contenute nei paragrafi 175 e seguenti dei suddetti Orientamenti ESMA.

Al riguardo, gli Orientamenti ESMA prevedono le seguenti principali modifiche al prospetto sull'indebitamento:

- non si parla più di "Posizione finanziaria netta", ma di "Totale indebitamento finanziario";
- nell'ambito dell'indebitamento finanziario non corrente occorre includere anche i debiti commerciali e gli altri debiti non correnti, cioè i debiti non remunerati, ma che presentano una significativa componente di finanziamento implicito o esplicito;
- nell'ambito dell'indebitamento finanziario corrente, occorre indicare separatamente la parte corrente dell'indebitamento finanziario non corrente.

Si riporta di seguito il dettaglio della composizione dell'indebitamento finanziario netto al 31 dicembre 2023 e 2022 derivato dai bilanci consolidati per gli esercizi chiusi alle medesime date:

Indebitamento finanziario			
(valori in migliaia di euro)		2023.12	2022.12
A.	Disponibilità liquide	157.915	345.872
B.	Mezzi equivalenti a disponibilità liquide		
C.	Altre attività finanziarie correnti	3.207	25.442
	- strumenti finanziari derivati correnti	1.976	18.096
	- Crediti verso banche	1.231	7.346
D.	Liquidità (A) + (B) + (C)	161.122	371.314
E.	Debito finanziario corrente (inclusi gli strumenti di debito, ma esclusa la parte corrente del debito finanziario non corrente)	8.285	77.215
	- debiti finanziari correnti	7.259	44.681
	- strumenti finanziari derivati correnti	1.026	12.632
	- obbligazioni emesse	-	19.902
F.	Parte corrente del debito finanziario non corrente	192.920	131.980
	- debiti v/banche	186.504	125.782
	- debiti v/altri finanziatori per leasing finanziari	386	375
	- debiti v/altri finanziatori per leasing operativi	4.428	4.388
	- debiti v/soci per finanziamenti	1.602	1.435
G.	Indebitamento finanziario corrente (E) + (F)	201.205	209.195
H.	Indebitamento finanziario corrente netto (G) - (D)	40.083	(162.118)
I.	Debito finanziario non corrente (esclusi la parte corrente e gli strumenti di debito)	23.583	27.040
	- debiti v/altri finanziatori per leasing finanziari	3.277	3.663
	- debiti v/altri finanziatori per leasing operativi	17.141	18.442
	- debiti v/soci per finanziamenti	3.166	4.935
J.	Strumenti di debito	383.649	487.043
	Debiti bancari non correnti	237.449	341.603
	Obbligazioni emesse	146.199	145.439
K.	Debiti commerciali e altri debiti non correnti	-	-
L.	Indebitamento finanziario non corrente (I) + (J) + (K)	407.232	514.082
O.	Totale indebitamento finanziario (H) + (L)	447.314	351.963

Al 31 dicembre 2023 l'indebitamento finanziario netto è pari Euro 447,3 milioni in peggioramento rispetto al 31 dicembre 2022 di Euro 95,3 milioni, principalmente per effetto dell'aumento del capitale circolante commerciale del comparto vendita gas ed energia elettrica e per l'aumento dei crediti relativi ai lavori di efficientamento energetico. Le principali variazioni sulla composizione dell'indebitamento finanziario sono relative alla liquidità ed all'indebitamento finanziario non corrente per effetto di rimborsi di finanziamento a medio/lungo termine effettuati nell'esercizio.

7.3 PRINCIPALI INDICATORI FINANZIARI 2023 E 2022

Nel seguito sono esposti i principali indici finanziari e patrimoniali sulla base del bilancio consolidato al 31 dicembre 2023 e 2022:

Indicatori patrimoniali e finanziari consolidati	Esercizio chiuso al 31 dicembre	
	2023	2022
Rapporto di solidità (totale attività non correnti / totale attivo)	52,6%	41,9%
Rapporto di elasticità (totale attività correnti / totale attivo)	47,4%	58,1%
Rapporto di disponibilità (totale attività non correnti / totale attività correnti)	111,2%	72,0%
Rapporto Indebitamento Finanziario Netto /Equity - (Leverage)	1,0	0,8
Rapporto Indebitamento Finanziario Netto /EBITDA <i>Adjusted</i>	3,1	3,4
Rapporto Indebitamento finanziario a breve termine/Indebitamento finanziario netto	0,1	-0,5
Rapporto Indebitamento finanziario a lungo termine/Indebitamento finanziario netto	0,9	1,5

Nel seguito sono esposti i principali indici economici sulla base dei risultati adjusted del bilancio consolidato al 31 dicembre 2023 e 2022:

Indicatori economici	Esercizio chiuso al 31 dicembre	
	2023	2022
EBITDA margin (EBITDA <i>Adjusted</i> /Ricavi)	11,8%	5,9%
ROE (Utile Netto <i>Adjusted</i> /Patrimonio Netto)	6,4%	3,3%
ROI (EBIT <i>Adjusted</i> /Capitale Investito Netto)	7,9%	4,6%

8. ANDAMENTO DELLA GESTIONE – ANALISI PER STRATEGIC BUSINESS UNIT (SBU)

Nei prospetti seguenti sono esposti i conti economici *adjusted* ed il capitale investito netto per gli esercizi chiusi al 31 dicembre 2023 e 2022 delle strategic business units:

Settori operativi 2023 (valori in migliaia di euro)	Vendita Gas e Luce	Mercato Regolato	Altri Servizi	Rettifiche e Elisioni	Totale
Ricavi	1.026.434	145.339	121.725	-81.451	1.212.046
Costi esterni	-938.167	-81.289	-82.144	81.416	-1.020.184
Costi del personale	-18.901	-22.809	-7.266	35	-48.941
Margine operativo lordo (EBITDA)	69.366	41.240	32.315	0	142.921
Ammortamenti	-26.237	-23.405	-11.710		-61.352
Accantonamenti	-9.743	-131	-2.056		-11.931
Risultato operativo (EBIT)	33.386	17.704	18.549	0	69.639

Settori operativi 2022 (valori in migliaia di euro)	Vendita Gas e Luce	Mercato Regolato	Altri Servizi	Rettifiche e Elisioni	Totale
Ricavi	1.651.457	130.350	77.975	-82.926	1.776.856
Costi esterni	-1.586.183	-68.393	-54.122	82.908	-1.625.789
Costi del personale	-19.054	-21.866	-5.694	18	-46.595
Margine operativo lordo (EBITDA)	46.220	40.092	18.158	0	104.471
Ammortamenti	-21.226	-23.366	-10.729		-55.321
Accantonamenti	-13.208	-32	-506		-13.746
Risultato operativo (EBIT)	11.787	16.694	6.923	0	35.404

Capitale Investito Netto 2023 (valori in migliaia di euro)	Vendita gas e luce	Mercato Regolato	Altri Servizi	Corporate	Consolidato
Immateriali	146.473	401.364	7.046	-2.455	552.428
Materiali	3.757	4.215	109.857	16.540	134.370
Partecipazioni e attività finanz. non correnti	23	9.485	11.968	9.746	31.222
Capitale immobilizzato	150.253	415.065	128.872	23.831	718.020
Altre attività/passività non correnti	-2.465	7.209	-24.192	25	-19.424
Capitale Circolante Netto Commerciale	115.219	-25.046	77.892	-2.210	165.854
Altre attività/passività correnti	-6.552	29.862	4.590	-7.320	20.579
Capitale Investito Netto	256.455	427.089	187.161	14.325	885.029

Capitale Investito Netto 2022 (valori in migliaia di euro)	Vendita gas e luce	Mercato Regolato	Altri Servizi	Corporate	Consolidato
Immateriali	136.087	386.023	6.970	5.136	534.216
Materiali	3.306	3.143	117.215	17.483	141.147
Partecipazioni e attività finanz. non correnti	782	9.522	12.198	13.926	36.429
Capitale immobilizzato	140.175	398.688	136.383	36.546	711.792
Altre attività/passività non correnti	-5.109	9.417	-20.562	-178	-16.432
Capitale Circolante Netto Commerciale	49.950	-32.205	38.711	232	56.689
Altre attività/passività correnti	14.027	21.394	7.271	-19.528	23.164
Capitale Investito Netto	199.042	397.295	161.804	17.072	775.212

8.1 VENDITA GAS E LUCE

Andamento operativo

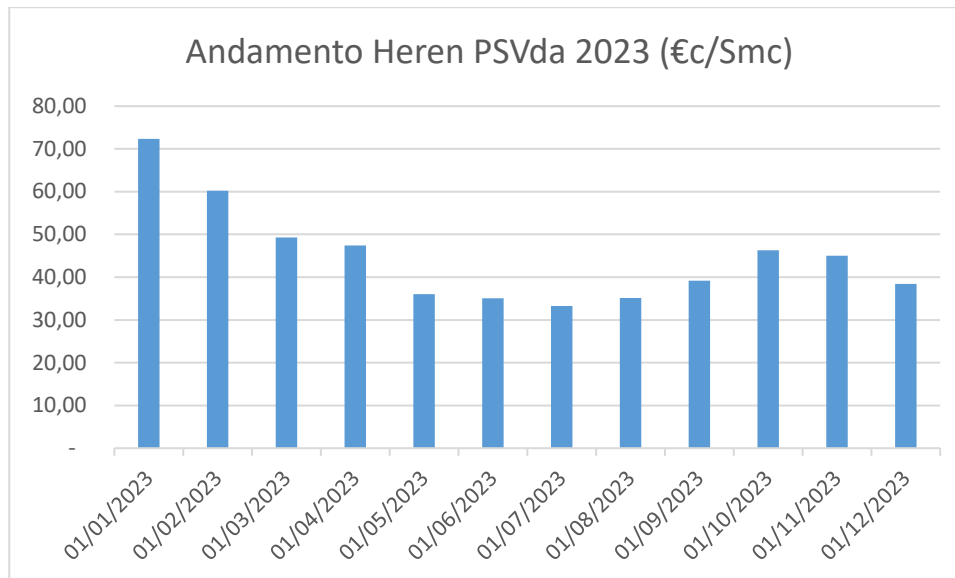
Le attività del comparto sono finalizzate alla vendita di gas naturale e di energia elettrica ai clienti finali. L'attività commerciale è supportata da approvvigionamento di energia e ottimizzazione di portafoglio e trading sui mercati nazionali e esteri. I clienti gestiti al 31.12.23 sono pari a 896 mila.

L'acquisto del gas naturale è avvenuto nel corso del 2023 attraverso due canali principali di approvvigionamento: Fornitura al REMI; ovvero contratti di approvvigionamento di gas naturale consegnato dai fornitori grossisti direttamente alle cabine Re-Mi dislocate nei punti di ingresso delle reti di distribuzione del gas. Nel 2023 circa 45% dei volumi venduti ai clienti finali dal Gruppo è stato acquistato al REMI.

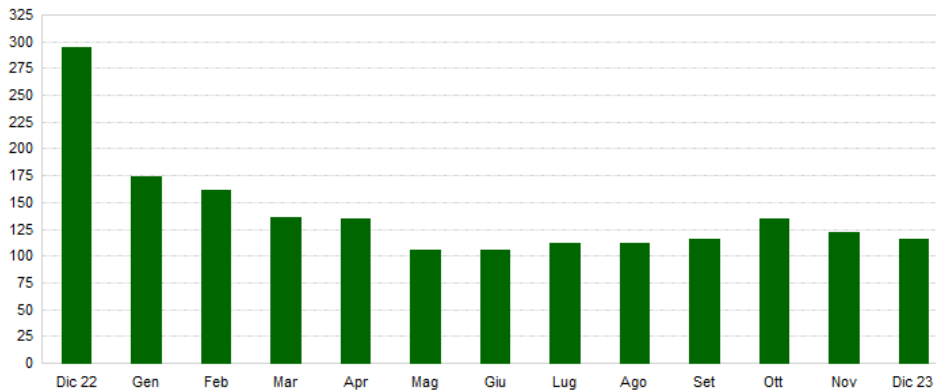
Acquisti di gas metano su piattaforme di scambio; ovvero acquisti di gas naturale al Punto di Scambio Virtuale (PSV) e sui mercati a termine gestiti dal Gestore dei Mercati Energetici (M-GAS). Entrambe le piattaforme consentono alle società di vendita di sfruttare le condizioni di mercato più favorevoli per integrare i flussi di approvvigionamento. Nel 2023 il 55% dei volumi venduti ai clienti è stato acquistato su piattaforme di scambio.

Con riferimento all'attività di approvvigionamento di energia elettrica il Gruppo è titolare di contratti di dispacciamento (con Terna), approvvigionamento in borsa elettrica (con GME) e di trasporto (con distributori locali). Le modalità di approvvigionamento rispecchiano la struttura del portafoglio di vendita in termini di prodotti (prezzo fisso/ prezzo variabile) al fine di minimizzare i rischi di mercato.

Nell'anno 2023 le politiche di approvvigionamento sono state improntate alla prudenza e alla diversificazione delle fonti, con lo scopo di ridurre al minimo i rischi, alla luce dell'andamento dei mercati che si era verificato nell'anno precedente. L'anno si è aperto con quotazioni in linea con la media del 2022 (vedi grafici PSVda e PUN), anche se la tendenza è quasi sempre stata in diminuzione.



Andamento PUN 2023 (€/MWh)



L'attività di Trading Gas ha interessato circa 187 milioni di mc di volumi in acquisto e in vendita con numerose controparti nazionali ed internazionali. L'operatività è avvenuta sui mercati PSV, TTF, CEGH con la maggior parte delle operazioni effettuate sul mercato italiano.

È proseguita l'attività di approvvigionamento dei certificati GO (Garanzia d'Origine) che garantiscono la provenienza dell'energia elettrica da fonti rinnovabili e dei Certificati di compensazione dell'emissione di CO₂eq dovute alla combustione del gas naturale, nell'ottica di perseguire le politiche green dell'azienda. Nel corso dell'anno sono stati utilizzati certificati di compensazione di CO₂eq per circa 227 milioni di mc di gas naturale e certificati GO per 416 GWh.

Il conflitto Russo-Ucraino ha avuto impatti rilevanti sull'economia europea e mondiale oltre ad una maggiore volatilità dei mercati e significativi aumenti dei prezzi dell'energia, del gas e di tutte le materie prime. La gestione del portafoglio clienti è stata quindi fortemente impattata da tale evento, nonché dalle dinamiche generatisi a fronte di una normativa che ha sospeso le modifiche contrattuali dei clienti finali.

Il DL 9/8/2022 n. 115 ha imposto infatti misure urgenti per le società del settore energetico, a tutela dei consumatori, cercando di impedire possibili comportamenti scorretti da parte degli operatori che avrebbero potuto rinegoziare i prezzi in vendita dei propri clienti anticipatamente rispetto alla reale scadenza delle CTE in corso, in un momento critico rispetto alle dinamiche di prezzo.

Il decreto legge, in scadenza al 30/4/2023, ha subito una proroga al 31/8/2023.

Nel mese di aprile 2023 è iniziata la fornitura di energia elettrica ai clienti della Basilicata, Calabria delle provincie di Bari e Taranto a seguito dell'aggiudicazione della gara per l'assegnazione del servizio delle tutele graduali per le microimprese del settore dell'energia elettrica (Legge 4 agosto 2017 n. 124 – Delibera ARERA 208/2022).

Con la pubblicazione della delibera Arera 100/2023/R/com ha preso avvio l'iter di conclusione del Servizio di Tutela Gas al 31 dicembre 2023 che ha interessato circa 170 mila clienti del Gruppo. Nel mese di agosto Arera ha inoltre pubblicato la Delibera 362/2023/R/eel con la quale viene avviato l'iter di conclusione del Servizio di Tutela elettrica per i clienti elettrici domestici al 30 giugno 2024 attraverso la messa a gara di 26 lotti dislocati su tutto il territorio

nazionale. I clienti elettrici soggetti alle gare del servizio tutela sono circa 5 mila. Tale evento ha comportato la verifica della fattibilità e dell'opportunità di partecipazione alle aste per l'assegnazione dei 26 lotti a gara

Nel 2023 è stata realizzata una survey su tutti gli store/sportelli del Gruppo con l'obiettivo di recepire, a fini di analisi strategico-commerciale, informazioni di carattere qualitativo scaturite dall'esperienza sul campo degli operatori in merito a caratteristiche, bisogni e provenienza dei clienti che frequentano gli sportelli

L'attività di vendita nel corso dell'anno si è focalizzata nella forte spinta alla acquisizione di clienti Mass Market con una produzione netta nel corso del 2023 di oltre 190mila Switch In (+ 162% rispetto al 2022) e accrescimento del margine commerciale Mass Market attraverso l'adeguamento delle marginalità dei listini gas e luce. Sono stati inoltre riorganizzati i canali e le strutture commerciali partner implicate nelle attività di vendita Mass Market che ha portato, tra le altre cose, alla chiusura del canale Teleselling e allo sviluppo della capacità commerciale del Customer Care che ha registrato nel 2023 un incremento delle acquisizioni attraverso Store, Sportelli e Call Center.

Accanto alla vendita di gas ed energia elettrica, nel corso del 2023 il Gruppo ha proseguito nell'attività di installazione delle colonnine di ricarica su suolo pubblico, ottenendo dagli enti locali le autorizzazioni necessarie per installare e gestire 11 colonnine di ricarica in 6 comuni dislocati nelle province di Firenze (Borgo San Lorenzo), Arezzo (Castiglion Fibocchi e Talla), Siena (Monticiano e San Gimignano) e Macerata (Tolentino). Nel corso dell'anno sono state installate complessivamente 5 colonnine di ricarica tra il comune di Ortignano (AR) e quello di Vernio (PO).

Commento ai risultati

La seguente tabella presenta i principali dati economici relativi all'attività di Vendita Gas e Luce del Gruppo Estra per gli esercizi chiusi al 31 dicembre 2023 e 2022.

Vendita gas e luce	Esercizio chiuso al 31 dicembre		Variazione del periodo	
Conto economico del settore operativo (valori in migliaia di Euro)	2023	2022	2023 vs 2022	%
Ricavi	1.026.434	1.651.457	-625.023	-38%
Costi esterni	-938.167	-1.586.183	648.016	-41%
Costi del personale	-18.901	-19.054	153	-1%
Margine operativo lordo (EBITDA)	69.366	46.220	23.145	50%
<i>% sui Ricavi</i>	<i>7%</i>	<i>3%</i>		
Ammortamenti e svalutazioni	-26.237	-21.226	-5.011	24%
Accantonamenti	-9.743	-13.208	3.464	-26%
Risultato operativo (EBIT)	33.386	11.787	21.599	>100%
<i>% sui Ricavi</i>	<i>3%</i>	<i>1%</i>		

I ricavi del comparto registrano una diminuzione di Euro 625 milioni rispetto al 2022 (-38%) per effetto, principalmente di:

- riduzione dei prezzi delle materie prime gas ed energia elettrica con una variazione negativa sui ricavi di Euro 314 milioni;
- minori volumi venduti nel comparto gas con un effetto di Euro 258 milioni, parzialmente compensato da maggiori vendite nel comparto elettrico con effetto positivo di Euro 71 milioni;
- riduzione delle vendite al PSV, GME e per operazioni di bilanciamento con ricavi che passano da Euro 329 milioni del 2022 ad Euro 143 milioni del 2023;
- incremento delle componenti passanti della distribuzione gas e del trasporto e dispacciamento energia elettrica per Euro 62 milioni che sono state caratterizzate in precedenza da interventi normativi finalizzati alla riduzione delle tariffe di vendita ai clienti finali.

I ricavi del comparto gas rappresentano il 71% dei ricavi della Sbu (79% nel 2022).

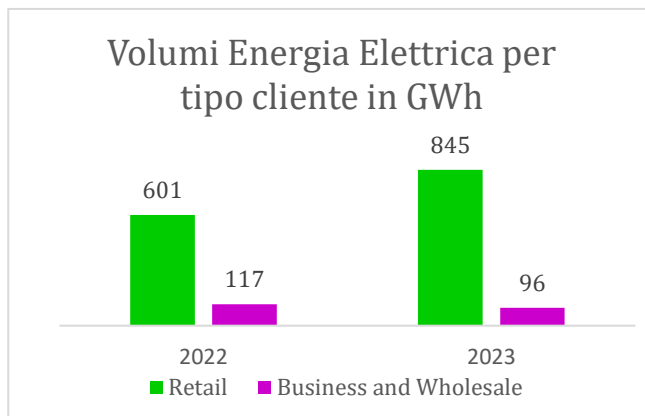
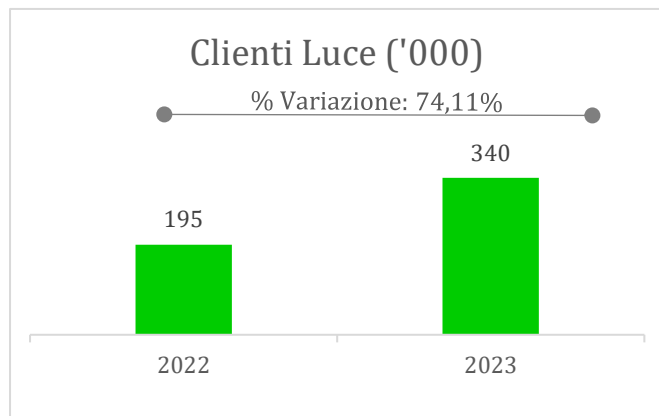
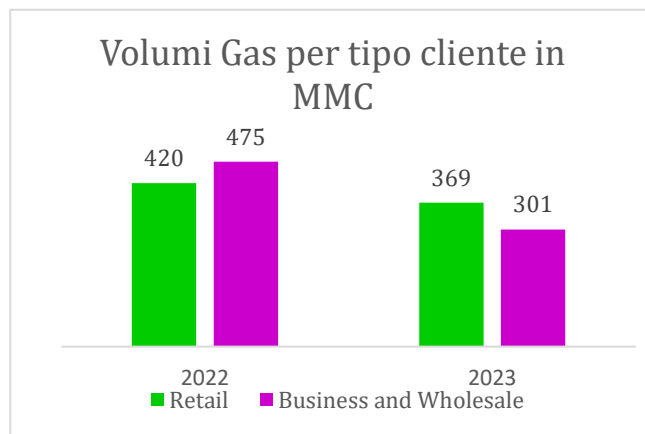
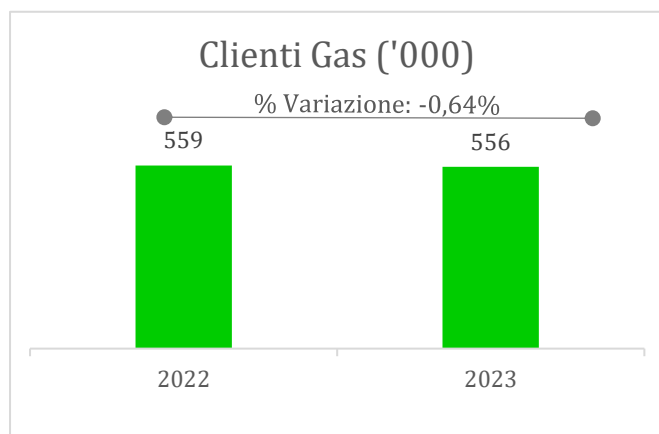
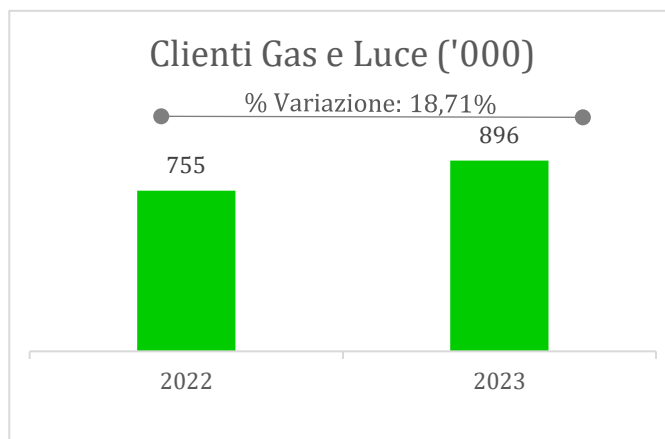
L'EBITDA della SBU Vendita Gas e Luce è pari ad Euro 69,4 milioni in sensibile aumento rispetto ad Euro 46,2 milioni del 2022. L'aumento di marginalità è imputabile allo sviluppo di attività commerciali con incremento del numero clienti gestiti e dei volumi venduti nel comparto elettrico, e alla maggiore stabilità dei mercati energetici con conseguente riduzione degli oneri di bilanciamento. Si segnalano inoltre maggiori costi operativi per incremento dei costi corporate.

Gli ammortamenti e le svalutazioni, che ammontano ad Euro 26,2 milioni, risultano in aumento (+5,0 milioni) rispetto al 2022 per maggiori investimenti per acquisizione clienti.

In diminuzione gli accantonamenti per svalutazione crediti che passano da Euro 13,2 milioni ad Euro 9,7 milioni correlati alla riduzione del rischio credito.

Il risultato operativo è pari ad Euro 33,4 milioni (Euro 11,8 milioni nel 2022) e rappresenta il 48% dell'EBIT consolidato (33% nel 2022).

Al 31 dicembre 2023 i clienti gas e luce sono 896 mila in aumento rispetto ai 755 mila clienti dell'esercizio precedente. Oltre allo sviluppo dell'attività commerciale di acquisizione clienti si segnala l'aggiudicazione del Lotto 9 della gara del Servizio Tutele Graduali micro-imprese del comparto elettrico (83 mila clienti al 31.12.23). I volumi di energia elettrica venduti del comparto retail registrano un aumento rispetto all'esercizio precedente dovuto ai maggiori clienti serviti. Nel comparto gas si registra una diminuzione dei volumi venduti in linea con l'andamento degli ultimi esercizi.



8.2 MERCATO REGOLATO

Andamento operativo

Nell'anno 2023, l'Area distribuzione è stata concessionaria del servizio di distribuzione del gas naturale in 151 Comuni, compresi in 16 Province (Ancona, Arezzo, Ascoli Piceno, Bari, Campobasso, Firenze, Foggia, Grosseto, Lucca, Perugia, Pistoia, Prato, Rieti, Siena, Teramo, Isernia), situate nelle Regioni Abruzzo, Lazio, Marche, Molise, Puglia, Toscana e Umbria.

La rete di distribuzione locale gestita nel territorio dei suddetti Comuni si estende complessivamente per circa 8.420 km di cui il 65% in Toscana (56% nelle province di Arezzo, Prato e Siena), il 16% nelle Marche (Ancona), il 7% in Puglia e Molise. Nel corso del 2023 sono stati realizzati oltre 16 km di nuove reti di distribuzione mentre sono stati sostituiti 4 km di rete nell'ambito dell'attività di manutenzione straordinaria,

Nel 2023 sono stati distribuiti per conto delle società abilitate alla vendita del gas ai clienti finali circa 695 milioni di metri cubi di gas naturale.

A fine esercizio il numero totale di Punti di Riconsegna (PDR), attivi allacciati attraverso la rete di gasdotti locali, è risultato pari a 635 mila.

I clienti finali allacciati sulla rete al 31/12/2023, sono distribuiti come segue:

per il 45,7% forniti dalla società di vendita del Gruppo;

per il 54,3% fra le rimanenti società di vendita che hanno avuto accesso alla rete di distribuzione nel 2023.

Con riferimento al perseguimento della propria strategia in ambito di transizione energetica, finalizzata a massimizzare l'utilizzo di gas rinnovabili nelle proprie reti e l'utilizzo efficiente dell'energia, il Gruppo, nel corso del 2023 è tra gli aggiudicatari della selezione: "progetto pilota di ottimizzazione della gestione e utilizzi delle infrastrutture del settore del gas naturale" pubblicato da ARERA con la delibera 404/2022/R/gas. La proposta della società Centria è stata ritenuta ammissibile e si è classificata al secondo posto della graduatoria generale: il progetto prevede la progettazione e costruzione (nel 2024) di un impianto di gas reverse flow nella rete di distribuzione di Asciano (SI). L'impianto consentirà trasformare la rete gas di Asciano da mono-direzionale a bi-direzionale, secondo una logica innovativa, massimizzando l'immissione di biometano e quindi favorendo la diffusione di energia rinnovabile nell'infrastruttura gas. Nel 2023 sono stati immessi in rete 210 mila mc di biometano. da due impianti allacciati alla rete di distribuzione (Mosciano s. Angelo e Arezzo).

A Marzo 2023 è stato inoltre attivato il progetto triennale SmartHydroGrid, in partnership con soggetti industriali ed enti di ricerca. Il progetto "Smarchydrogrid -Smart Hydrogen Microgrid per la Transizione energetica e la Decarbonizzazione profonda" è stato selezionato dal MITE – Ministero della Transizione Ecologica e fa parte dei 15 progetti ammessi al finanziamento del PNRR – Piano Nazionale di Ripresa e Resilienza.

Il progetto prevede la realizzazione di un impianto pilota Power to Gas e Power to Power per la gestione efficiente di idrogeno verde.

Sempre nel corso del 2023, grazie al forte orientamento sui temi della digitalizzazione della rete di distribuzione e dell'automazione dei processi, è stato progettato e sviluppato internamente un sistema di gestione digitale per l'ottimizzazione dell'energia impiegata nel processo di preriscaldamento del gas naturale e di automazione delle centrali termiche degli impianti di principali di riduzione della pressione del gas.

L'esercizio 2023 è stato il 4° anno del periodo regolatorio 2020-2025. Il passaggio dal 3° al 4° anno ha comportato una riduzione dei costi operativi riconosciuti in tariffa pari al 3,5%, in linea con il recupero di produttività sui costi di gestione della distribuzione (t(dis)opex), complessivamente di circa 30 punti percentuali previsti da Arera nel periodo regolatorio 2020-25.

Le tariffe di riferimento provvisorie 2023 per l'attività di distribuzione e misura del gas naturale sono state approvate da ARERA con Delibera 207/2023/R/gas mentre la Delibera 156/2023/R/gas ha approvato le tariffe di riferimento definitive 2022. Il WACC a remunerazione del capitale investito è stabilito in entrambi gli anni al 5,6%. Per il 2023 si segnala anche un recupero dell'inflazione sulle componenti parametriche del VRT del 3,98% e una rivalutazione della variazione degli investimenti fissi lordi relativo alle componenti capex del VRT del 2,4%.

Con determinazione 12 ottobre 2023, n. 01/2023 Arera ha previsto l'apertura di una raccolta straordinaria di informazioni per il riconoscimento dei costi residui di misuratori smart di classe inferiore o uguale a G6 con anno di fabbricazione dal 2012 al 2016 e installati fino al 31/12/2018 sostituiti in quanto malfunzionati il servizio tariffe ha quantificato in stima i ristori delle minusvalenze, salvo meglio determinale in fase di raccolta dati.

In tema di Settlement Gas con la Delibera 494/2023/R/gas ARERA ha apportato modifiche e integrazioni alle disposizioni in tema di responsabilizzazione delle imprese di distribuzione nella gestione del delta in-out circa i volumi a copertura della differenza tra i quantitativi immessi ai punti di uscita della rete di trasporto interconnessi con reti di distribuzione e i quantitativi prelevati dai clienti finali (deltaIO).

Come definito nella normativa di settore, nel contesto del meccanismo dei Titoli di Efficienza Energetica e del relativo obbligo in capo ai distributori di energia definito da ARERA in base al quantitativo di gas distribuito nell'anno n-2, le società del gruppo hanno provveduto ad adempiere a tali obblighi partecipando alle varie sessioni di mercato dove, nel corso dell'anno 2023, il prezzo medio rilevato non ha subito forti oscillazioni, in special modo rispetto agli anni

precedenti, con un differenziale di circa 14 €, fra 244,8 €/TEE e 258,8 €/TEE. La quotazione minima assoluta è stata 242,00 €/TEE mentre il valore massimo di mercato è risultato pari a 259,0 €/TEE. Nel corso del 2023 sono stati acquistati 29 mila titoli di efficienza energetica.

Anche nel 2023 è continuata l'attività delle società dell'Area Distribuzione in qualità di gestori uscenti, per fornitura dei dati funzionali ai bandi di gara atem previsti dal DM226/11 in particolare si sono prodotte tutte le informazioni previste per la pubblicazione del bando e per la valorizzazione delle reti del gestore uscente, aggiornate rispettivamente al 31/12/2021 per gli Atem di Siena e Ancona e 31/12/2022 per l'Atem di Arezzo.

Per quanto riguarda invece la gara per l'affidamento del servizio pubblico di distribuzione del gas naturale nei Comuni dell'Ambito Territoriale di Prato nel corso dell'esercizio 2023 la stazione appaltante ha revocato il bando pubblicato nel 2020 e ha comunicato la volontà di aggiornare tutto il set di dati funzionali al bando al 31/12/2023. Pertanto il Gruppo è tuttora impegnato nella produzione di questo aggiornamento.

Commento ai risultati

La seguente tabella presenta i principali dati economici relativi all'attività di distribuzione di gas naturale del Gruppo Estra per gli esercizi chiusi al 31 dicembre 2023 e 2022.

Mercato Regolato	Esercizio chiuso al 31 dicembre		Variazione del periodo	
Conto economico del settore operativo (valori in migliaia di Euro)	2023	2022	2023 vs 2022	%
Ricavi	145.339	130.350	14.988	11%
Costi esterni	-81.289	-68.393	-12.896	19%
Costi del personale	-22.809	-21.866	-944	4%
Margine operativo lordo (EBITDA)	41.240	40.092	1.148	3%
<i>% sui Ricavi</i>	<i>28%</i>	<i>31%</i>		
Ammortamenti e svalutazioni	-23.405	-23.366	-39	0%
Accantonamenti	-131	-32	-99	>100%
Risultato operativo (EBIT)	17.704	16.694	1.010	6%
<i>% sui Ricavi</i>	<i>12%</i>	<i>13%</i>		

Al 31 dicembre 2023 la SBU Mercato Regolato presenta ricavi pari ad Euro 145,3 milioni in aumento di Euro 15,0 milioni rispetto al 2022 (+11%). Le principali variazioni sono attribuibili all'incremento dei ricavi ammessi ai fini regolatori (VRT) che passano da Euro 76,8 a 79,3 milioni a seguito degli investimenti realizzati e ai maggiori costi capitalizzati in reti e misuratori, Euro 32,8 milioni nel 2023 rispetto a 27,4 nel 2022. Si registrano, inoltre, maggiori ricavi per negoziazione dei titoli efficienza energetica (Euro 4,8 milioni) con corrispondente variazione dei costi di acquisto.

L' EBITDA è pari ad Euro 41,2 milioni, in leggero aumento rispetto ai 40,1 milioni del 2022. L'incremento dei ricavi tariffati è stato in parte compensato dall'aumento dei costi corporate.

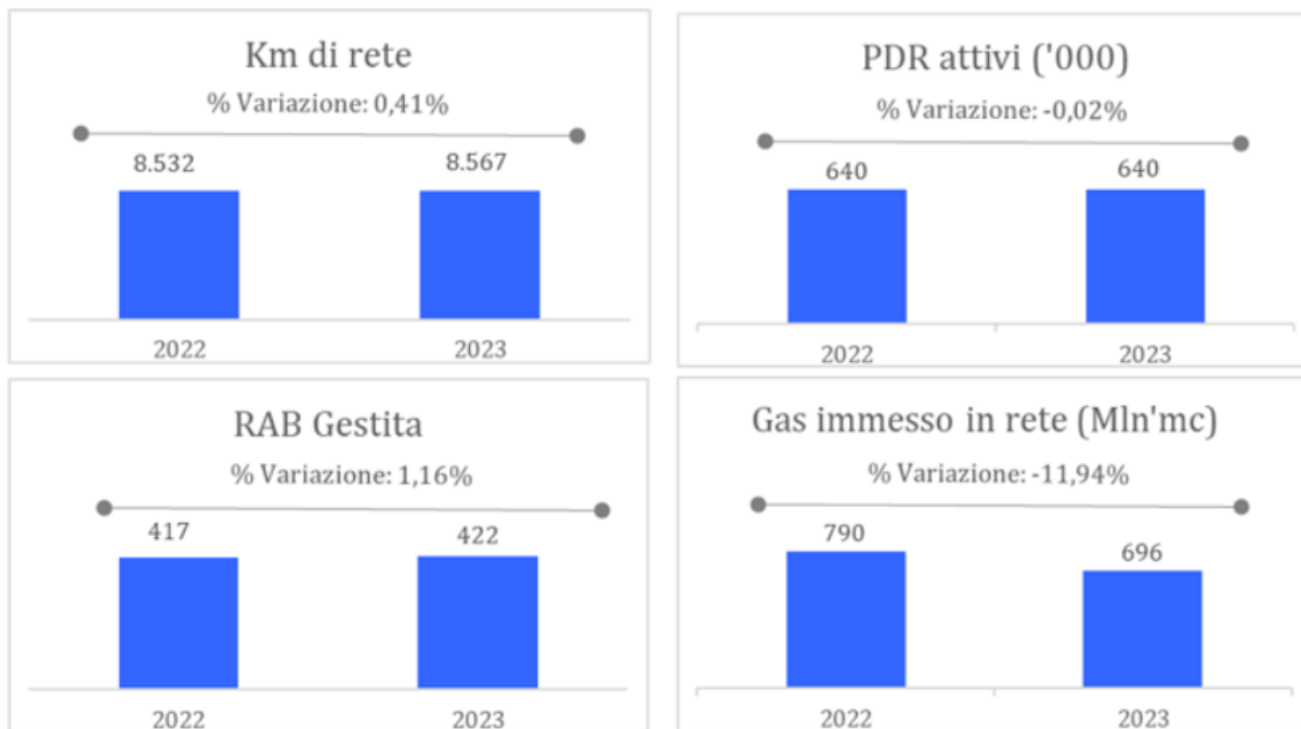
Gli ammortamenti sono paria Euro 23,4 milioni e risultano in linea con i valori del 2022.

L' EBIT è pari a Euro 17,7 milioni e rappresenta il 25% del risultato consolidato (47% nel 2022).

Gli investimenti realizzati su reti, impianti e la sostituzione dei contatori tradizionali con misuratori elettronici hanno consentito la crescita della RAB (Regulatory Asset Base), indicatore che determina il capitale investito netto ai fini della determinazione tariffarie da parte di Arera.

La RAB gestita nel 2023 è pari ad Euro 422 milioni (Euro 417 milioni nel 2022).

Si segnalano inoltre 5 mila clienti gpl serviti da reti canalizzate di circa 140 chilometri.



8.3 ALTRI SERVIZI

Nel settore “Altri Servizi” sono compresi i servizi di efficienza energetica (servizi energetici e rinnovabili) i servizi digitali (telecomunicazioni) e ambiente.

Andamento operativo

La gestione degli altri servizi nel corso dell'esercizio 2023 è stata, principalmente, caratterizzata dal sensibile incremento degli interventi di riqualificazione energetica sugli edifici idonei a beneficiare delle detrazioni fiscali introdotte dal Decreto Rilancio del 19 maggio 2020 e valide fino al 31.12.2023 c.d. Superbonus 110%.

Le misure prima richiamate si aggiungono alle detrazioni previste per gli interventi di recupero del patrimonio edilizio, compresi quelli per la riduzione del rischio sismico (c.d. Sismabonus) e di riqualificazione energetica degli edifici (cd. Ecobonus).

È evidente come tale agevolazione abbiano consentito ad Estra Clima di consolidare le proprie attività ed i propri cantieri per il periodo di validità. Gli interventi complessivi hanno riguardato circa 2 mila alloggi con oltre 85 mila mq di isolante installato e 50 mila mq di infissi sostituiti, oltre alla riqualificazione di centrali termiche e sostituzione di caldaie murali.

Nel corso del 2023 Il Gruppo ha proseguito l'attività di produzione di energia da fonti rinnovabili con prevalenza degli impianti fotovoltaici (86% della produzione totale) attraverso numerosi impianti dislocati in varie regioni italiane, soprattutto Toscana, dove sono presenti gli impianti fotovoltaici più rilevanti come quelli di Cavriglia e Tegolaia. Nel 2023 l'energia elettrica prodotta da fonti rinnovabili è stata pari a 34 mila Mwh (+5% rispetto al 2022).

Nel comparto Telecomunicazioni si evidenzia: i) il proseguimento delle attività di realizzazione di reti FTTH per la concessione del Diritto d'Uso ventennale (IRU) su Aree Residenziali (oltre 1400 km di rete realizzata al 31.12.23), ii) lo sviluppo di prodotti per offerte di servizi digitali verso clienti (4700 clienti gestiti), iii) l'aggiudicazione di varie gare con la Pubblica Amministrazione relative a servizi di Sicurezza Cittadina e Gestione del Territorio e Reti WI-FI.

Nel comparto ambiente le attività gestite dalle società del Gruppo sono relative alla selezione, trattamento e stoccaggio di rifiuti e hanno registrato nel corso del 2023 un aumento delle proprie attività. I rifiuti trattati sono stati pari a 176 mila tonnellate con un incremento del 32% rispetto al 2022

Commento ai risultati

La seguente tabella presenta i principali dati economici relativi alle altre SBU del Gruppo Estra per gli esercizi chiusi al 31 dicembre 2023 e 2022:

Altri Servizi	Esercizio chiuso al 31 dicembre		Variazione del periodo	
	2023	2022	2023 vs 2021	%
Conto economico del settore operativo (valori in migliaia di Euro)				
Totale Ricavi	121.725	77.975	43.751	56%
Costi esterni	-82.144	-54.122	-28.022	52%
Costi del personale	-7.266	-5.694	-1.572	28%
Margine operativo lordo (EBITDA)	32.315	18.158	14.157	78%
<i>% sui Ricavi</i>	<i>27%</i>	<i>23%</i>		
Ammortamenti e svalutazioni	-11.710	-10.729	-981	9%
Accantonamenti	-2.056	-506	-1.550	306%
Risultato operativo (EBIT)	18.549	6.923	11.626	168%
<i>% sui Ricavi</i>	<i>15%</i>	<i>9%</i>		

Il settore Altri Servizi registra un sensibile incremento dei ricavi pari ad Euro +43,8 milioni (+56% rispetto al 31 dicembre 2022). La variazione è riconducibile, prevalentemente, ai maggiori lavori di efficientamento energetico, soprattutto sui condomini che sono passati da Euro 27,8 milioni di ricavi del 2022 a 65,9 milioni nel 2023. Si registra inoltre un incremento delle attività del comparto ambiente con ricavi che passano da Euro 14,4 milioni del 2022 a 19,7 nel 2023 per incremento dei volumi trattati.

Al 31 dicembre 2023 l'EBITDA degli Altri Servizi è pari ad Euro 32,3 milioni rispetto ad Euro 18,2 milioni del 2022. La variazione è principalmente riferita al comparto efficientamento energetico.

In crescita gli ammortamenti che passano da Euro 10,7 milioni ad euro 11,7 e gli accantonamenti (+Euro 1,5 milioni) prevalentemente relativi al comparto efficienza energetica.

L EBIT è pari ad Euro 18,5 milioni (Euro 6,9 milioni nel 2022) e rappresenta il 27% del risultato operativo consolidato (20% nel 2022).

9. RAPPORTI CON PARTI CORRELATE

Estra e le società del Gruppo instaurano rapporti con parti correlate ispirati a principi di trasparenza e correttezza. Tali rapporti generalmente attengono a prestazioni fornite alla generalità della clientela (fornitura di gas, energia elettrica, calore ecc.) e sono regolati dai contratti e condizioni normalmente applicati in tali situazioni.

Ove non si tratti di prestazioni di tipo corrente, i rapporti sono comunque regolati in base alle normali condizioni praticate sul mercato.

Al riguardo, nella stessa seduta del 18 dicembre 2023, il Consiglio di Amministrazione di Estra ha approvato la nuova "Procedura per operazioni con parti correlate istituita in linea con il Regolamento CONSOB n. 17221 del 12/3/2010 e successivi modifiche e integrazioni" e il "Regolamento del Comitato per le operazioni con parti correlate" in coerenza a quelli vigenti in Alia.

Le informazioni relative ai rapporti patrimoniali ed economici con le parti correlate soci e società correlate sono riportate nelle note esplicative del bilancio (nota "Parti correlate").

10. RICONCILIAZIONE TRA IL RISULTATO DEL PERIODO ED IL PATRIMONIO NETTO DI GRUPPO CON GLI ANALOGHI VALORI DELLA CAPOGRUPPO

Si riporta di seguito il prospetto di raccordo fra il risultato del periodo ed il patrimonio netto di gruppo con gli analoghi valori della capogruppo ai sensi della Comunicazione n. DEM/6064293 del 28-7-2006.

(migliaia di Euro)	Esercizio 2023		Esercizio 2022	
	Risultato dell'esercizio di Gruppo	Patrimonio netto Totale	Risultato dell'esercizio di Gruppo	Patrimonio netto Totale
Patrimonio netto e risultato d'esercizio come riportati nel bilancio d'esercizio della società controllante	2.688	416.211	23.129	424.961
Risultati ed eliminazione del valore di carico delle partecipate consolidate integralmente	38.123	106.059	22.165	87.184
Storno svalutazioni partecipazioni	4.061	7.121	1.237	2.854
Eliminazione effetti su plusvalenze infragruppo	4.099	(105.457)	4.143	(109.556)
Scritture di Consolidamento Metodo del Patrimonio Netto	23	2.017	(830)	1.942
Altre	0	(212)	0	(251)
Ammortamento delle differenze di consolidamento	(6.749)	(44.421)	(6.730)	(37.673)
Eliminazione effetti da fusioni infragruppo	2.349	14.110	2.301	12.072
Eliminazione dei dividendi infragruppo	(17.282)	(1.765)	(30.754)	(1.953)
Risultato d'esercizio e Patrimonio netto del Gruppo come riportati nel bilancio consolidato	27.311	393.662	14.661	379.581
Quote di terzi di risultato e patrimonio netto	916	43.789	(271)	43.669
Risultato d'esercizio e Patrimonio netto come riportati nel bilancio consolidato	28.227	437.451	14.391	423.249

11. FATTI DI RILIEVO AVVENUTI DOPO LA CHIUSURA DELL'ESERCIZIO

Non si evidenziano fatti di rilievo avvenuti dopo la chiusura dell'esercizio.

12. EVOLUZIONE PREVEDIBILE DELLA GESTIONE

Pur in un contesto di mercato che rimane caratterizzato da un'elevata incertezza economica e geopolitica, Estra proseguirà nel 2024 nel suo impegno costante di generare valore per i propri stakeholders,, concentrandosi, nell'ambito del progetto "Multiutility Toscana", su obiettivi di miglioramento delle proprie performance e rafforzamento industriale, anche attraverso l'implementazione della nuova struttura di governance ed il perseguimento di sinergie ed efficienze ottenibili con l'integrazione nel Gruppo Alia.

Oltre che dall'implementazione delle proprie strategie, i business del Gruppo potranno essere condizionati da potenziali ulteriori cambiamenti negli scenari di riferimento, quali, in particolare, eventuali nuovi provvedimenti tariffari da parte dell'Autorità di Regolazione, variazioni del contesto geopolitico e di mercato, l'andamento dei consumi, dell'offerta, dei prezzi e delle politiche di approvvigionamento delle commodities, anche alla luce dell'evoluzione del conflitto tra Russia e Ucraina, della crisi geopolitica che coinvolge il Medioriente, ed in generale dello scenario macroeconomico.

13. NORMATIVA DI SETTORE

Si evidenziano di seguito i tratti salienti delle principali tematiche oggetto dell'evoluzione normativa relativa all'anno 2023 per le diverse aree di business del Gruppo Estra.

TEMATICHE TRASVERSALI

DECRETO LEGISLATIVO 23 DICEMBRE 2022, N. 201 – RIORDINO DELLA DISCIPLINA DEI SS.PP.LL. DI RILEVANZA ECONOMICA – Il provvedimento, a cui si era accennato anche nella relazione al bilancio per il 2022, è attuativo della delega parlamentare di cui all'art. 8 della legge 5 agosto 2022, n. 118 (Legge annuale per il mercato e la concorrenza 2021) e costituisce applicazione del P.N.R.R.. Le disposizioni del nuovo d.lgs. 201/22 si applicano a tutti i servizi di interesse economico generale prestati a livello locale e prevalgono sulle normative di settore, integrandole in quanto – appunto – espressione di principi generali, salve specifiche norme di salvaguardia e prevalenza delle norme di settore. È esclusa l'applicazione del provvedimento al servizio di distribuzione del gas naturale. Definisce i servizi pubblici locali di rilevanza economica quali "servizi erogati o suscettibili di essere erogati dietro corrispettivo economico su un mercato, che non sarebbero svolti senza un intervento pubblico o sarebbero svolti a condizioni differenti in termini di accessibilità fisica ed economica, continuità, non discriminazione, qualità e sicurezza, che gli enti locali, nell'ambito delle proprie competenze, ritengono necessari per assicurare la soddisfazione dei bisogni delle comunità locali, così da garantire l'omogeneità dello sviluppo e la coesione sociale" e in riferimento ad essi viene dettata una nuova disciplina quadro, nonché i "servizi di interesse economico generale di livello locale a rete", ovvero "i servizi di interesse economico generale di livello locale che sono suscettibili di essere organizzati tramite reti strutturali o collegamenti funzionali necessari tra le sedi di produzione o di svolgimento della prestazione oggetto di servizio, sottoposti a regolazione ad opera di un 'autorità indipendente". Dal provvedimento emerge il rispetto non solo di canoni economici (concorrenza, efficienza, economicità), ma anche quelli di sussidiarietà e proporzionalità. Tra le altre cose reca disposizioni in tema di obblighi di trasparenza posti a carico degli EE.LL., in relazione agli atti e dati concernenti l'affidamento e la gestione dei servizi pubblici, prevedendo un punto di accesso unico attraverso la piattaforma gestita dall'A.N.AC., in un'apposita sezione denominata "Trasparenza dei SS.PP.LL. di rilevanza economica".

LEGGE N. 197/2022 ("LEGGE DI BILANCIO 2023") – Reca la manovra economica per il 2023. Contiene, tra l'altro, misure per contrastare il caro energia, stanziando risorse per fronteggiare l'aumento dei costi degli appalti (per materiali, carburanti e prodotti energetici) attraverso l'incremento della dotazione del Fondo per il riavvio delle opere indifferibili. In riferimento al settore dei lavori pubblici, il provvedimento riveste particolare importanza, poiché contiene alcune disposizioni in tema di aggiornamento dei prezzi e di revisione dei prezzi dei lavori. Reca altresì interventi in materia di lavoro e previdenza e in materia di ambiente.

LEGGE N. 6 DEL 13 GENNAIO 2023 - MISURE URGENTI A SOSTEGNO DEL SETTORE ENERGETICO E DI FINANZA PUBBLICA (di conversione del C.D. "DECRETO AIUTI-QUATER") – Il provvedimento segue quelli già emanati nel corso del 2022 [d.l. 50/22, conv. legge 91/22 (cd. "Aiuti"); d.l. 115/22, conv. legge 142/22 (cd. "Aiuti-bis"); d.l. 144/22, conv. legge n. 175/22 (cd. "Aiuti-ter")] e reca ulteriori misure urgenti per fronteggiare l'aumento dei costi dell'energia e del gas naturale e per sostenere famiglie ed imprese, a causa degli effetti economici della crisi in atto. Introduce novità anche in materia di contratti di lavori pubblici. È prevista la concessione di un contributo, sotto forma di credito d'imposta, a favore delle imprese per l'acquisto di E.E. e gas naturale, per il mese di dicembre 2022. Reca inoltre disposizioni per la promozione del passaggio di aziende a combustibili alternativi, la promozione dei biocarburanti, proroghe di termini nel settore del gas naturale e modifiche agli incentivi per l'efficientamento energetico.

DECRETO LEGGE N. 13 DEL 24 FEBBRAIO 2023 - DISPOSIZIONI URGENTI PER L'ATTUAZIONE DEL PIANO NAZIONALE DI RIPRESA E RESILIENZA (PNRR) E DEL PIANO NAZIONALE DEGLI INVESTIMENTI COMPLEMENTARI AL PNRR (PNC), NONCHE' PER L'ATTUAZIONE DELLE POLITICHE DI COESIONE. Le novità introdotte dal Decreto vanno dalla revisione del sistema della governance del PNRR al rafforzamento della capacità amministrativa dei soggetti chiamati ad attuare gli interventi previsti dal Piano. Lo scopo principale è sostenere l'accelerazione e la semplificazione dell'attuazione degli interventi PNRR e delle relative procedure, estendendole anche all'attuazione delle Politiche di coesione (fondi SIE 2021-2027), della Politica Agricola Comune (PAC) e delle politiche giovanili.

LEGGE N.14 DEL 27 FEBBRAIO 2023 RECANTE DISPOSIZIONI URGENTI IN MATERIA DI TERMINI LEGISLATIVI (CD. "MILLEPROROGHE"). Tra le misure che la legge reca citiamo la proroga del lavoro agile per i lavoratori fragili del settore pubblico e privato e la proroga del termine per la sottoscrizione dei contratti collettivi aziendali o territoriali finalizzati alla rimodulazione dell'orario di lavoro per mutate esigenze organizzative e produttive

dell'impresa ovvero per favorire percorsi di ricollocazione dei lavoratori, con le quali parte dell'orario di lavoro viene finalizzato a percorsi formativi (Fondo nuove competenze).

DECRETO DEL 3 MARZO 2023 del MINISTERO DELLE IMPRESE E DEL MADE IN ITALY - RATEIZZAZIONE BOLLETTE - Modalità semplificate di accesso alla rateizzazione delle bollette di energia elettrica e di gas naturale. Il Provvedimento attua le disposizioni del D.L. 176/2022, art. 3, che ha previsto la possibilità di richiedere la rateizzazione delle bollette ai propri fornitori di energia elettrica e gas alle imprese iscritte nel registro delle imprese, con utenze in Italia.

DECRETO LEGISLATIVO N.24 DEL 10 MARZO 2023 - NUOVA NORMATIVA IN MATERIA DI WHISTEBLOWING - Attuazione della direttiva (UE) 2019/1937 del Parlamento europeo e del Consiglio, del 23 ottobre 2019, riguardante la protezione delle persone che segnalano violazioni del diritto dell'Unione e recante disposizioni riguardanti la protezione delle persone che segnalano violazioni delle disposizioni normative nazionali. Il provvedimento è stato adottato in attuazione della Legge di Delegazione Europea 2021 e raccoglie in un testo unico le disposizioni a tutela dei soggetti autori di segnalazioni delle violazioni delle norme nazionali o unionali che ledono l'interesse pubblico o l'integrità dell'amministrazione pubblica o dell'ente privato, di cui siano venute a conoscenza in un contesto lavorativo pubblico o privato. Ne deriva una disciplina organica e uniforme finalizzata a una maggiore tutela del whistleblower, in tal modo, quest'ultimo è maggiormente incentivato all'effettuazione di segnalazioni di illeciti nei limiti e con le modalità indicate nel decreto.

DECRETO MINISTERIALE 16 MARZO 2023 - "Modalità per il funzionamento della Piattaforma Unica Nazionale dei punti di ricarica per i veicoli a energia elettrica – PUN". Il decreto definisce le modalità per garantire l'operatività della Piattaforma unica nazionale (PUN), sulla quale i gestori delle infrastrutture dedicate alla ricarica dei veicoli elettrici forniscono tutte le informazioni sui punti di ricarica agli utenti, al fine di garantire condizioni di accesso uniformi e omogenee alle informazioni relative alle infrastrutture di ricarica elettrica, in tutto il territorio nazionale.

DECRETO LEGGE N.34 DEL 30 MARZO 2023 (C.D. DECRETO AIUTI QUINQUIES) - Misure urgenti a sostegno delle famiglie e delle imprese per l'acquisto di energia elettrica e gas naturale, nonché in materia di salute e adempimenti fiscali. Reca, tra le altre, misure di rafforzamento del bonus sociale elettrico e gas, la riduzione dell'iva e degli oneri generali nel settore gas per il secondo trimestre dell'anno 2023, il contributo in quota fissa in caso di prezzi gas elevati, e una nuova tassazione per l'energia elettrica prodotta da fonti rinnovabili agroforestali.

DECRETO LEGISLATIVO N.36 DEL 31 MARZO 2023 - NUOVO CODICE DEI CONTRATTI PUBBLICI - Codice dei contratti pubblici in attuazione dell'articolo 1 della legge 21 giugno 2022, n. 78, recante delega al Governo in materia di contratti pubblici. L'adozione del Codice costituisce una delle riforme abilitanti del Piano nazionale di ripresa e resilienza (PNRR), nel quale l'Italia si è impegnata con l'Unione Europea a procedere - entro il mese di marzo 2023 - alla revisione della normativa vigente in materia di contrattualistica pubblica, con azioni tese a: ridurre la frammentazione delle stazioni appaltanti; realizzare una e-platform come requisito di base per partecipare alla valutazione nazionale della procurement capacity; conferire all'ANAC il potere di riesaminare la qualificazione delle stazioni appaltanti; semplificare e digitalizzare le procedure dei centri di committenza e definire criteri di interoperabilità e interconnettività; rivedere la disciplina del subappalto riducendone le restrizioni. Il codice ed i suoi allegati sono entrati in vigore il 1 aprile 2023, ma le relative disposizioni hanno acquistato efficacia il 1 luglio 2023.

LEGGE N.41 DEL 21 APRILE 2023 (C.D. PNRR - ter) Disposizioni urgenti per l'attuazione del Piano nazionale di ripresa e resilienza (PNRR) e del Piano nazionale degli investimenti complementari al PNRR (PNC), nonché per l'attuazione delle politiche di coesione e della politica agricola comune. La legge, oltre a operare una revisione del sistema della governance del PNRR, contiene una serie di disposizioni volte ad accelerare e snellire le procedure PNRR in vari settori, mediante, da un lato, una riduzione dei tempi per le fasi approvative degli interventi delle opere previste dal Piano, e, dall'altro, l'estensione a tutte le opere del PNRR di alcune procedure di semplificazione che finora erano limitate esclusivamente agli investimenti per carceri, ferrovie e tribunali. La norma reca anche misure in materia di contratti pubblici, in particolare in materia di revisione dei prezzi e di garanzie definitive. Prevede anche interventi in materia di energia, in particolare disposizioni in materia di installazione di impianti alimentati da fonti rinnovabili.

DECRETO LEGGE N. 48 DEL 4 MAGGIO 2023 ("DECRETO LAVORO") - Misure urgenti per l'inclusione sociale e l'accesso al mondo del lavoro. Le nuove misure prevedono, tra l'altro, l'introduzione dell'assegno per l'inclusione che spetterà ai nuclei familiari composti da almeno un soggetto disabile o minorenne o ultrasessantenne o invalido civile, i nuovi incentivi per le assunzioni e la revisione delle regole di trasparenza dei contratti di lavoro. La norma introduce una modifica nella disciplina dell'assegno unico universale. Prevede, inoltre, nuove causali per la stipula di contratti di lavoro a termine, l'incremento della soglia dei fringe benefit a 3.000 euro per il 2023, la riduzione del cuneo fiscale

e modifiche alla disciplina delle prestazioni occasionali in specifici settori. La norma introduce altresì modifiche alla L. 81/2008 in materia di salute e sicurezza sul lavoro

LEGGE N.95 27 LUGLIO 2023 (di conversione del CD. "DECRETO RIGASSIFICATORI") - Misure urgenti per gli enti territoriali, nonché per garantire la tempestiva attuazione del Piano Nazionale di ripresa e resilienza e per il settore energetico. Tra le misure si prevede la riapertura dei termini per richiedere l'autorizzazione alla realizzazione o all'esercizio, anche a seguito di ricollocazione, di unità galleggianti di stoccaggio e rigassificazione ai Commissari straordinari del Governo già nominati. Il provvedimento reca misure urgenti per il contenimento degli aumenti dei prezzi nei settori elettrico e del gas naturale. La legge reca inoltre misure in materia di produzione di energia da impianti alimentati da biogas e biomassa e misure per incrementare la produzione di biometano nonché l'impiego di prodotti energetici alternativi.

LEGGE N. 136 del 9 OTTOBRE 2023 (di conversione del C.D. "DECRETO ASSETS") - Disposizioni urgenti a tutela degli utenti, in materia di attività economiche e finanziarie e investimenti strategici. Reca misure a favore degli impianti alimentati a fonte rinnovabile e misure per incentivare la produzione di energia da fonte rinnovabile oltre a misure in materia di incentivi per l'efficienza energetica.

Decreto del Ministero delle imprese e del made in Italy 29 settembre 2023 (DECRETO MINISTERIALE SULL'AVVIO DEL REGISTRO DEI TITOLARI EFFETTIVI), recante "Attestazione dell'operatività del sistema di comunicazione dei dati e delle informazioni sulla titolarità effettiva.", con cui sono state regolate le modalità di comunicazione, accesso e consultazione dei dati e delle informazioni relative alla titolarità effettiva delle imprese, delle persone giuridiche private e dei trust (nonché degli istituti a questo affini), in attuazione di quanto previsto dall'art. 3, comma 6, del D.M. 55/2022, attraverso il Registro dei Titolari Effettivi previsto dal D.Lgs. 231/2007.

LEGGE N. 169 del 27 NOVEMBRE 2023 (di conversione del C.D. "DECRETO ENERGIA") - Misure urgenti in materia di energia, interventi per sostenere il potere d'acquisto e a tutela del risparmio. Reca misure urgenti per il contenimento degli effetti degli aumenti dei prezzi nel settore elettrico e del gas naturale, oltre a una riforma del regime di agevolazioni a favore delle imprese energivore.

LEGGE N. 170 DEL 28 NOVEMBRE 2023 (di conversione del C.D. "DECRETO PROROGHE") - Disposizioni urgenti in materia di proroga di termini normativi e versamenti fiscali. Reca misure urgenti in materia di contributo straordinario, sotto forma di credito d'imposta, in favore delle imprese per l'acquisto di energia elettrica e gas naturale, oltre a prorogare i termini in materia di lavoro agile per i lavoratori fragili.

DL 181/2023 - DL ENERGIA 9 dicembre 2023 - Disposizioni per la sicurezza energetica del Paese, la promozione del ricorso alle fonti rinnovabili di energia, il sostegno alle imprese a forte consumo di energia e in materia di ricostruzione nei territori colpiti dagli eccezionali eventi alluvionali verificatisi a partire dal 1 maggio 2023. Reca, tra le altre, misure per promuovere l'autoproduzione di energia rinnovabile nei settori energivori a rischio delocalizzazione, misure per il rafforzamento della sicurezza degli approvvigionamenti di gas naturale e disposizioni per incentivare le regioni a ospitare impianti a fonte rinnovabile.

LEGGE 145/2023 ("CD. "DECRETO FISCALE") 16 dicembre 2023 - Misure urgenti in materia economica e fiscale, in favore degli enti territoriali, a tutela del lavoro e per esigenze indifferibili. La norma reca disposizioni a favore delle popolazioni colpite dagli eventi calamitosi del 2 novembre 2023 relativi agli adempimenti e versamenti tributari e proroga i termini per la restituzione del gas stoccato dal GSE ai sensi dell'art. 5 bis del DL n.50 del 5 maggio 2022.

Legge 30 Dicembre 2023, n. 214 - "LEGGE ANNUALE PER IL MERCATO E LA CONCORRENZA 2022" - La legge contiene disposizioni in materia di energia, con particolare riferimento all'iter di approvazione dei piani di sviluppo della rete di trasporto del gas e della rete elettrica di trasmissione nazionale, nonché alle campagne informative del consumatore sulle potenzialità dei contatori intelligenti di seconda generazione; contiene poi norme in materia di trasporti, rifiuti e comunicazioni, nonché in materia di commercio al dettaglio. Vi sono, tra le altre, disposizioni relative ai poteri dell'AGCM. Si rammenta che talune misure contenute nella legge (in particolare agli articoli 1 e 2) concorrono all'attuazione del PNRR. La tutela e la promozione della concorrenza sono fattori essenziali per favorire l'efficienza e la crescita economica, per proteggere gli interessi dei consumatori e per creare una maggiore giustizia sociale aumentando le possibilità di accedere al mercato. La concorrenza si tutela e si promuove anche attraverso la revisione di leggi e regolamenti che ostacolano il buon funzionamento del mercato.

**LEGGE DI BILANCIO 2024 (LEGGE N.213 DEL 30 DICEMBRE 2023)
Superbonus**

- Tassazione sulle abitazioni ristrutturate con superbonus e rivendute entro cinque anni dalla fine dei lavori: la plusvalenza derivata dalla rivendita sarà tassata al 26%, una misura mirata a prevenire speculazioni, applicabile solo se si è optato per lo sconto in fattura o la cessione del credito, escludendo la detrazione delle spese dichiarate.

Sostegno ai redditi e fisco

- Esonero parziale dei contributi previdenziali a carico dei lavoratori dipendenti
- Misure fiscali per il welfare aziendale
- Detassazione dei premi di risultato

Famiglie

- Contributo straordinario per il primo trimestre 2024 ai titolari di bonus sociale elettrico

Imprese

- Maggiori deduzioni dal 120% fino al 130%, per assunzioni a tempo indeterminato di giovani, donne, lavoratori di categorie svantaggiate ed ex percettori del reddito di cittadinanza;
- Stanziati 1,8 miliardi per il credito di imposta delle imprese che investono in beni strumentali destinati a strutture produttive attive nei territori compresi nella ZES unica del Mezzogiorno;
- Previste risorse aggiuntive anche per i contratti di sviluppo, la Nuova Sabatini e il fondo crescita sostenibile;
- Rinviata al primo luglio 2024 l'entrata in vigore della plastic e sugar tax.

QUADRO EUROPEO

REGOLAMENTO DELEGATO 2023/2486 DELLA COMMISSIONE EUROPEA DEL 27 GIUGNO 2023, CHE INTEGRA IL REGOLAMENTO TASSONOMIA (UE) 2020/852 DEL PARLAMENTO EUROPEO E DEL CONSIGLIO Il regolamento fissa i criteri di vaglio tecnico che consentono di determinare a quali condizioni si possa considerare che un'attività possa contribuire in modo sostanziale all'attuazione degli obiettivi ambientali previsti dal richiamato regolamento (UE) 2020/852. L'atto modifica anche il regolamento delegato (UE) 2021/2178, che disciplina le modalità di comunicazione al pubblico di informazioni specifiche relative alle attività economiche ricomprese nella tassonomia.

DIRETTIVA UE SULL'EFFICIENZA ENERGETICA 2023/1791 DEL 13 SETTEMBRE 2023 - Il provvedimento, parte del pacchetto Fit for 55, fornisce un quadro comune di misure per promuovere l'efficienza energetica nell'Unione al fine di garantire il conseguimento degli obiettivi dell'Unione in materia di efficienza energetica e consente ulteriori miglioramenti dell'efficienza energetica. Tra le principali novità introdotte segnaliamo:

- Obiettivo comunitario giuridicamente vincolante per ridurre il consumo energetico finale dell'UE dell'11,7% entro il 2030
- Gli Stati membri dovranno provvedere che il consumo complessivo di energia finale degli enti pubblici nel loro insieme sia ridotto almeno dell'1,9% l'anno rispetto al 2021.
- Gli Stati membri dovranno estendere a tutti i livelli della pubblica amministrazione l'obbligo di ristrutturazione edilizia del 3% annuo.
- Stati membri impongono ai titolari e ai gestori di centri dati sul loro territorio, con una domanda di potenza installata pari ad almeno 500 kW, di rendere pubbliche alcune informazioni tra cui il consumo di energia, l'utilizzo della potenza, i valori di impostazione della temperatura e l'uso di calore di scarto, acqua ed energia rinnovabile.
- In ogni PNIEC nazionale, i paesi dovranno presentare alla Commissione una valutazione globale del potenziale di riscaldamento e raffrescamento, identificando anche gli impianti che producono calore o freddo di scarto

DIRETTIVA UE 2023/2413 DEL 2 NOVEMBRE 2023, RED III (RENEWABLE ENERGY DIRECTIVE III) - Prevede una serie di novità per gli Stati membri nel settore delle energie rinnovabili, in particolare per quanto riguarda la loro promozione e l'aumento della loro quota nel mix energetico dell'Unione. Tra i principali obiettivi segnaliamo:

- Portare la quota di energie rinnovabili al 42,5% del consumo finale di energia entro il 2030.
- Semplificare le procedure di autorizzazione per progetti legati alle fonti rinnovabili.
- Obiettivo del 49% di energia rinnovabile entro il 2030 per i settori di riscaldamento e raffrescamento degli edifici.
- Obiettivo del 5,5% per la quota di rinnovabili fornite nei trasporti per i biocarburanti avanzati e i combustibili rinnovabili di origine non biologica, come l'idrogeno verde e i combustibili sintetici a base di H₂. All'interno di questo obiettivo, è previsto un requisito minimo del 1% per i combustibili rinnovabili di origine non biologica.
- Aumento dell'uso di energie rinnovabili dell'1,6% ogni anno per il settore industriale. Gli Stati membri si sono impegnati a far sì che il 42% dell'idrogeno utilizzato nell'industria provenga da combustibili rinnovabili di origine non biologica entro il 2030, salendo al 60% entro il 2035. Inoltre, gli Stati membri potranno scontare del 20% il contributo di tali combustibili nelle industrie se soddisfano determinate condizioni.

Inoltre gli Stati membri avranno due opzioni al 2030:

- ridurre del 14,5% l'intensità dei gas serra grazie alle energie rinnovabili
- raggiungere almeno il 29% di energie rinnovabili nel consumo finale di energia nel settore.

TEMATICHE SINGOLI BUSINESS

Vendita gas naturale

DELIBERA 14 MARZO 2023 - 100/2023/R/COM - Disposizioni per la rimozione del servizio di tutela del gas naturale, la definizione delle condizioni di fornitura del gas naturale ai clienti vulnerabili e l'adeguamento di obblighi informativi per l'energia elettrica e il gas

Il presente provvedimento definisce gli aspetti applicativi mancanti per l'avvio della riforma dei processi di conferimento della capacità ai city gate il prossimo 1 ottobre 2023.

DELIBERA 14 MARZO 2023 - 102/2023/R/GAS - Disposizioni per l'identificazione dei clienti vulnerabili nel mercato

Il presente provvedimento definisce le modalità con le quali vengono identificati i clienti vulnerabili nel settore del gas naturale.

DELIBERA 30 MARZO 2023 - 137/2023/R/GAS - Aggiornamento della componente QVD delle condizioni economiche del servizio di tutela del gas naturale

Il presente provvedimento definisce i valori della componente QVD a copertura dei costi dell'attività di commercializzazione del servizio di vendita del gas naturale ai clienti che usufruiscono del servizio di tutela in vigore a partire dall'1 aprile 2023.

DELIBERA 30 MARZO 2023-138/2023/R/GAS - Modalità di restituzione dell'anticipo degli importi relativi ai meccanismi di reintegrazione per morosità per il servizio di default trasporto, il servizio di default distribuzione e il servizio di fornitura di ultima istanza di cui alla deliberazione dell'Autorità 639/2022/R/gas

Modalità di restituzione dell'anticipo degli importi relativi ai meccanismi di reintegrazione per morosità per il servizio di default trasporto, il servizio di default distribuzione e il servizio di fornitura di ultima istanza di cui alla deliberazione dell'Autorità 639/2022/R/gas.

DETERMINA 09 MARZO 2023 - 8/2023 - DMRT - Definizione delle modalità di trasmissione da parte degli esercenti la maggior tutela delle informazioni da mettere a disposizione ai fini delle procedure concorsuali per l'assegnazione del servizio a tutele graduali per i clienti domestici del settore dell'energia elettrica di cui alla legge n. 124/17

Con questa determina sono state definite le modalità di trasmissione da parte dei fornitori della maggior tutela delle informazioni da mettere a disposizione ai fini delle aste per l'assegnazione del servizio a tutele graduali per i clienti domestici del settore dell'energia elettrica, in vista della chiusura del servizio di maggior tutela dal 2024.

DELIBERA 18 APRILE 2023 -169/2023/R/GAS - Determinazione delle componenti CCR e del corrispettivo unitario variabile CRVos, a partire dal 1° ottobre 2023 e modifiche al TIVG e all'Allegato A alla deliberazione dell'Autorità 100/2023/R/com

La delibera approva i valori delle componenti CCR dell'articolo 6bis del TIVG e CRVOS di cui all'articolo 36.1 dell'RTTG a decorrere dall'1 ottobre 2023.

DELIBERA 25 LUGLIO 2023 - 345/2023/R/EEL - Approvazione del Testo Integrato del Dispacciamento Elettrico (TIDE)

Il presente provvedimento approva il Testo Integrato del Dispacciamento Elettrico (TIDE) che andrà a sostituire dall'1 gennaio 2025 la deliberazione 111/06.

Vendita energia elettrica

DELIBERA 31 GENNAIO 2023 - 29/2023/R/EEL - Interventi urgenti sulla procedura di switching in caso di uscita dal servizio di salvaguardia dell' - Energia Elettrica

Il presente provvedimento contiene interventi urgenti sulla procedura di switching in caso di uscita dal servizio di salvaguardia dell'energia elettrica.

DELIBERA 28 FEBBRAIO 2023 - 74/2023/R/EEL - Modifica del termine di applicazione delle disposizioni del TIQV ai clienti finali del servizio a tutele graduali per le microimprese del settore dell'energia elettrica.

Con il presente provvedimento si modifica il termine per l'applicazione delle disposizioni del TIQV ai clienti finali del servizio a tutele graduali per le microimprese in considerazione della differita attivazione del servizio in parola disposta dalla deliberazione 586/2022/R/eel .

DELIBERA 30 MARZO 2023- 135/2023/R/EEL - Aggiornamento, per il trimestre 1° aprile – 30 giugno 2023, delle condizioni economiche del servizio di vendita dell'energia elettrica in maggior tutela. Determinazione del parametro δ e del corrispettivo cpstgm del servizio a tutele graduali per le microimprese, del parametro cpstg del servizio a tutele graduali per le piccole imprese e modifiche al TIV

Aggiornamento, per il trimestre 1 aprile – 30 giugno 2023, delle condizioni economiche del servizio di vendita dell'energia elettrica in maggior tutela. Determinazione del parametro δ e del corrispettivo cpstgm del servizio a tutele graduali per le microimprese, del parametro cpstg del servizio a tutele graduali per le piccole imprese e modifiche al TIV.

DELIBERA 30 MARZO 2023 - 136/2023/R/EEL - Aggiornamento delle componenti RCV e DISPBT e del corrispettivo PCV relativi alla commercializzazione dell'energia elettrica. Modifiche al TIV

Il presente provvedimento definisce i valori delle componenti RCV e DISPBT e del corrispettivo PCV relativi all'attività di commercializzazione del servizio di vendita di energia elettrica in vigore a partire dall'1 aprile 2023.

DELIBERA 11 APRILE 2023 - 154/2023/R/EEL - Determinazione delle tariffe di riferimento definitive per i servizi di distribuzione e di misura dell'energia elettrica, per l'anno 2022

La delibera provvede all'approvazione delle tariffe di riferimento definitive per i servizi di distribuzione e di misura dell'energia elettrica per l'anno 2022 relative alle imprese distributrici in regime tariffario individuale.

DELIBERA 11 APRILE 2023- 153/2023/R/COM - Attuazione del dPCM 15 marzo 2023, attuativo dell' articolo 14-bis del decreto-legge 27 gennaio 2022, n. 4, convertito, con modificazioni, dalla legge 28 marzo 2022, n. 25 - Fondo per il sostegno delle famiglie delle persone con malattia grave che utilizzano energia elettrica per apparecchiature mediche necessarie per il mantenimento in vita. Modifiche dell'Allegato D della deliberazione dell'Autorità 63/2021/R/com

Attuazione del dPCM 15 marzo 2023, attuativo dell'articolo 14-bis del decreto-legge 27 gennaio 2022, n. 4, convertito, con modificazioni, dalla legge 28 marzo 2022, n. 25 - Fondo per il sostegno delle famiglie delle persone con malattia grave che utilizzano energia elettrica per apparecchiature mediche necessarie per il mantenimento in vita. Modifiche dell'Allegato D della deliberazione dell'Autorità 63/2021/R/com.

DELIBERA 28 GIUGNO 2023 - 302/2023/R/EEL - Aggiornamento, per il trimestre 1°luglio – 30 settembre 2023, delle condizioni economiche del servizio di vendita dell'energia elettrica in maggior tutela e modifiche al TIV

Con questa delibera si aggiornano, per il trimestre 1°luglio – 30 settembre 2023, le condizioni economiche del servizio di vendita dell'energia elettrica nell'ambito del servizio di maggior tutela e si apportano modifiche al TIV.

DELIBERA 3 AGOSTO 2023 - 362/2023/R/EEL - Disposizioni per l'erogazione del servizio a tutele graduali per i clienti domestici non vulnerabili del settore dell'energia elettrica, di cui alla legge 4 agosto 2017, n. 124 (legge annuale per il mercato e la concorrenza)

Il presente provvedimento definisce la regolazione del servizio a tutele graduali per i clienti domestici non vulnerabili di cui alla legge 124/17 e le modalità di assegnazione dello stesso attraverso procedure concorsuali.

DELIBERA 3 AGOSTO 2023 - 383/2023/R/EEL - Disposizioni per l'identificazione dei clienti vulnerabili nel mercato dell'energia elettrica

Il provvedimento si inserisce nell'ambito del procedimento avviato dall'Autorità con deliberazione 396/2019/R/eel, per l'adozione di provvedimenti diretti alla regolazione dell'allora servizio di salvaguardia per i clienti finali domestici e le imprese connesse in bassa tensione con meno di cinquanta dipendenti e un fatturato annuo non superiore a dieci milioni di euro, e contiene le disposizioni per l'identificazione dei clienti vulnerabili nel mercato dell'energia elettrica.

DELIBERA 28 SETTEMBRE 2023 - 427/2023/R/eel - Aggiornamento, per il trimestre 1° ottobre – 31 dicembre 2023, delle condizioni economiche del servizio di vendita dell'energia elettrica in maggior tutela. Determinazione del corrispettivo Cpstgm del servizio a tutele graduali per le microimprese, del corrispettivo Cpstg e del parametro α del servizio a tutele graduali per le piccole imprese, modifiche al TIV e alla deliberazione dell'Autorità 362/2023/R/eel

Con il presente provvedimento si aggiornano, per il trimestre 1°ottobre - 31 dicembre 2023, le condizioni economiche del servizio di vendita dell'energia elettrica nell'ambito del servizio di maggior tutela e si apportano modifiche al TIV.

DELIBERA 03 OTTOBRE 2023 - 437/2023/R/eel - Disposizioni sulla metodologia per la definizione del prezzo di esercizio del mercato della capacità, di cui alla deliberazione dell'Autorità 363/2019/R/eel

Con questa delibera sono state confermate fino al 31 dicembre 2023 le modifiche e integrazioni alla delibera 363/2019/R/eel, introdotte con la delibera 83/2022/R/eel, in relazione alla metodologia per la determinazione del prezzo di esercizio del mercato della capacità.

DELIBERA 28 NOVEMBRE 2023 - 549/2023/R/eel - Completamento della regolazione del servizio a tutele graduali per i clienti domestici non vulnerabili del settore dell'energia elettrica di cui alla legge 4 agosto 2017, n. 124 e modifiche agli allegati A e C alla deliberazione dell'Autorità 362/2023/R/eel

Il presente provvedimento completa la disciplina per l'assegnazione del servizio a tutele graduali per i clienti domestici non vulnerabili stabilendo il valore del corrispettivo CSem e i valori del tetto massimo da applicare alle offerte formulate in sede di asta.

DELIBERA 19 DICEMBRE 2023- 600/2023/R/eel - Revisione delle tempistiche di attivazione del servizio a tutele graduali per i clienti domestici non vulnerabili del settore dell'energia elettrica di cui alla legge 4 agosto 2017, n. 124. Modifiche alla deliberazione dell'Autorità 362/2023/R/eel e ai relativi allegati A, B, C e D

Il presente provvedimento definisce le nuove tempistiche di attivazione del servizio a tutele graduali per i clienti domestici non vulnerabili del settore dell'energia elettrica di cui alla legge 4 agosto 2017, n. 124, fissandola al 1° luglio 2024 e modifica la deliberazione 362/2023/R/eel ed ai relativi allegati.

Vendita gas naturale ed energia elettrica

DELIBERA 31 GENNAIO 2023- 23/2023/R/COM - Attuazione di quanto disposto dall'articolo 1, comma 18, della legge 29 dicembre 2022 n. 197 in materia di riconoscimento dei bonus sociali elettrico e gas per disagio economico, per l'anno 2023

La delibera stabilisce le modalità di riconoscimento dei bonus sociali per il I trimestre 2023 in attuazione alla Legge di Bilancio 2023.

DELIBERA 28 FEBBRAIO 2023 - 76/2023/R/COM

Attuazione delle disposizioni di cui all'articolo 1, comma 6, della legge 29 dicembre 2022, n. 197

La presente Deliberazione in attuazione delle disposizioni della Legge di bilancio 2023, in continuità con le deliberazioni dell'Autorità 373/2022, 474/2022 e 669/2022/R/com, definisce i contenuti minimi della comunicazione in tema di credito d'imposta che i venditori devono inviare alle imprese clienti richiedenti nonché le sanzioni in caso di mancata ottemperanza.

DELIBERA 30 MARZO 2023- 134/2023/R/COM

Aggiornamento, dal 1° aprile 2023, delle componenti tariffarie destinate alla copertura degli oneri generali e di ulteriori componenti del settore elettrico e del settore gas. Disposizioni in merito al TIVG.

Disposizioni urgenti in merito al bonus elettrico e gas. Disposizioni alla Cassa per i servizi energetici e ambientali. Modifiche alla RTDG.

Aggiornamento, dal 1 aprile 2023, delle componenti tariffarie destinate alla copertura degli oneri generali e di ulteriori componenti del settore elettrico e del settore gas. Disposizioni in merito al TIVG. Disposizioni urgenti in merito al bonus elettrico e gas. Disposizioni alla Cassa per i servizi energetici e ambientali. Modifiche alla RTDG.

DELIBERA 09 MAGGIO 2023 - 194/2023/R/COM

Attuazione di quanto previsto dall'articolo 1, comma 2, del decreto-legge 30 marzo 2023, n. 34 in materia di innalzamento della soglia ISEE di accesso ai bonus sociali elettrico e gas per le famiglie numerose e modifica all'articolo 6, comma 2, dell'Allegato A alla deliberazione dell'Autorità 63/2021/R/com

Il provvedimento dà attuazione all'innalzamento della soglia ISEE di accesso delle c.d. famiglie numerose ai bonus energetici, introdotto dal decreto-legge n. 34/23 e introduce modificazioni all'Allegato A alla delibera 63/2021/R/com in materia di controlli di ammissibilità ai fini del riconoscimento del bonus gas ai clienti indiretti.

DELIBERA 19 MAGGIO 2023 - 216/2023/R/COM DELIBERAZIONE

Disposizioni urgenti in materia di servizi elettrico, gas, idrico e del servizio integrato di gestione dei rifiuti urbani, nei territori colpiti dagli eccezionali eventi meteorologici verificatisi nel mese di maggio 2023

Il provvedimento contiene disposizioni urgenti in materia di servizi elettrico, gas, idrico e del ciclo integrato dei rifiuti urbani, in favore delle popolazioni dei territori colpiti dagli eccezionali eventi meteorologici verificatisi nel mese di maggio 2023.

DELIBERA 06 GIUGNO 2023 - 250/2023/R/COM

Disposizioni in materia di oneri di recesso anticipato dai contratti di energia elettrica e di rinnovo delle condizioni economiche nei contratti di energia elettrica e gas naturale e integrazioni alla deliberazione dell'Autorità 100/2023/R/com

Disposizioni in materia di oneri di recesso anticipato dai contratti di energia elettrica e di rinnovo delle condizioni economiche nei contratti di energia elettrica e gas naturale e integrazioni alla deliberazione dell’Autorità 100/2023/R/com

DELIBERA 13 GIUGNO 2023 - 259/2023/R/COM

Disposizioni urgenti in materia di servizi elettrico, gas, idrico e del servizio integrato di gestione dei rifiuti urbani, a favore delle popolazioni colpite dagli eccezionali eventi meteorologici verificatisi a partire dal 1° maggio 2023

La presente Deliberazione in attuazione delle disposizioni del DL Aiuti-quinques, in continuità con le deliberazioni dell’Autorità 373/2022, 474/2022, 669/2022/R/com e 76/2023/R/com, definisce i contenuti minimi della comunicazione in tema di credito d’imposta che i venditori devono inviare alle imprese clienti richiedenti nonché le sanzioni in caso di mancata ottemperanza.

DELIBERA 28 GIUGNO 2023 - 297/2023/R/COM

Aggiornamento, dal 1°luglio 2023, delle componenti tariffarie destinate alla copertura degli oneri generali e di ulteriori componenti del settore elettrico e del settore gas. Disposizioni in merito alle componenti RTTG. Disposizioni alla Cassa per i servizi energetici e ambientali

Questa delibera aggiorna per il III trimestre 23 gli oneri generali elettrici e gas, nonché i bonus sociali per il medesimo trimestre.

DELIBERA 28 GIUGNO 2023 - 304/2023/R/COM

Modifiche e integrazioni alla deliberazione dell’Autorità del 13 giugno 2023, 267/2023/R/com, recante “disposizioni urgenti in materia di servizi elettrico, gas, idrico e del servizio integrato di gestione dei rifiuti urbani, a favore delle popolazioni colpite dagli eccezionali eventi meteorologici verificatisi a partire dal 1°maggio 2023”

Questa delibera, in considerazione delle modalità e delle tempistiche di riscossione adottate da taluni gestori delle tariffe e rapporto con gli utenti e delle criticità che potrebbero derivare dalla sospensione dei termini di pagamento fino al 31 agosto 2023, integra, con esclusivo riferimento al settore dei rifiuti urbani, le condizioni di ammissibilità per la richiesta delle anticipazioni alla CSEA.

DELIBERA 3 AGOSTO 2023 - 390/2023/R/EEL

Proroga della sospensione dei termini di pagamento a favore delle popolazioni maggiormente colpite dagli eccezionali eventi meteorologici verificatisi a partire dal 1 maggio 2023

Il provvedimento prevede la proroga della sospensione dei termini di pagamento fino alla data del 31 ottobre 2023 a favore dei soggetti titolari di utenze e forniture di energia elettrica, di gas, ivi compresi i gas diversi distribuiti a mezzo di reti canalizzate, nonché delle utenze del SII e del servizio integrato di gestione dei rifiuti urbani site nei Comuni ovvero frazioni di Comuni di cui all’allegato 1 al decreto-legge 61/23 che abbiano subito i maggiori danni a causa degli eccezionali eventi meteorologici verificatisi a partire dal 1 maggio 2023.

DELIBERA 28 SETTEMBRE 2023 - 429/2023/R/com

Aggiornamento, dal 1° ottobre 2023, delle componenti tariffarie destinate alla copertura degli oneri generali e di ulteriori componenti del settore elettrico e del settore gas. Disposizioni in merito al TIVG e alle componenti RTTG. Disposizioni alla Cassa per i servizi energetici e ambientali.

Con questa delibera l’Autorità dispone l’aggiornamento trimestrale degli oneri generali del settore elettrico e gas nonché dei bonus sociali dei due settori, per il IV trimestre 2023.

DELIBERA 28 DICEMBRE 2023 - 622/2023/R/com

Revisione delle modalità di aggiornamento dei bonus sociali e modifiche alla deliberazione dell’Autorità 63/2021/R/com

Questa delibera modifica le modalità di aggiornamento e quantificazione dei bonus sociali e rivede a tutela dei clienti/utenti alcune modalità operative di riconoscimento dei bonus sociali disciplinate dagli Allegati A, B, C e D alla deliberazione 63/2021/R/com.

DELIBERA 28 DICEMBRE 2023 - 633/2023/R/com

Aggiornamento, dal 1°gennaio 2024, delle componenti tariffarie destinate alla copertura degli oneri generali e di ulteriori componenti del settore elettrico e del settore gas. Disposizioni in merito al TIVG e alle componenti RTTG. Disposizioni alla Cassa per i servizi energetici e ambientali

Questa delibera aggiorna le componenti tariffarie TIPPI, RTTG e RTDG per il I trimestre 2024 e i bonus sociali per l’anno 2024. Disposizioni alla Cassa per i servizi energetici ambientali.

DELIBERA 05 DICEMBRE 2023 - 576/2023/R/eel

Disposizioni in merito all'allineamento dei dati funzionali alla gestione della fornitura dei clienti serviti in maggior tutela e agli indennizzi connessi alla gestione dei disallineamenti a seguito del passaggio al servizio a tutele graduali per i clienti domestici non vulnerabili

Con questa delibera sono state introdotte modalità di verifica e allineamento nel Registro centrale ufficiale (Rcu) del Sistema informativo integrato (Sii) delle informazioni relative ai dati di contatto dei clienti finali domestici del settore elettrico, in vista del passaggio al Servizio a tutele graduali per i clienti non vulnerabili. Il provvedimento è volto a evitare disallineamenti dei dati trasferiti ai nuovi esercenti, con un'attività di verifica massiva dei dati presenti in Rcu da parte degli esercenti la maggior tutela e un sistema di gestione dei disallineamenti che prevede indennizzi a loro carico.

DELIBERA 12 DICEMBRE 2023 -583/2023/R/eel

Disposizioni sulla metodologia per la definizione del prezzo di esercizio del mercato della capacità, di cui alla deliberazione dell'Autorità 399/2021/R/eel

Con il presente provvedimento si apportano modifiche e integrazioni alla deliberazione 399/2021/R/eel, in relazione alla metodologia per la determinazione del prezzo di esercizio, di cui all'articolo 9 della deliberazione ARG/elt 98/11, per l'anno di consegna 2024.

Determina 22 dicembre 2023 - 94/2023 - DAGR

Definizione delle modalità operative relative al rimborso del contributo per il funzionamento dell'Autorità di Regolazione per Energia Reti e Ambiente per l'anno 2023

Con questa determina l'Arera dispone che tutti i soggetti operatori dei settori dell'energia elettrica e del gas interessati alla restituzione del contributo versato in eccesso, inviino all'Autorità specifici dati relativi alla contribuzione dell'anno 2023 (importo già corrisposto, importo da restituire, IBAN della banca su cui accreditare la somma) utilizzando il sistema informatico di comunicazione dell'Autorità, al fine poi di procedere alla restituzione delle somme oggetto di rimborso. La determina dispone altresì che la restituzione avvenga per l'intero importo per somme versate fino a 167,00 euro.

Distribuzione gas naturale

Delibera 29 dicembre 2022 737/2022/R/gas – Aggiornamento infra-periodo della regolazione tariffaria dei servizi di distribuzione e misura del gas, per il triennio 2023-2025. Approvazione della RTDG per il triennio 2023-2025 e modifiche al Codice di rete tipo per il servizio di distribuzione gas.

Con il provvedimento viene approvata la nuova versione della Regolazione delle tariffe dei servizi di distribuzione e misura del gas per il periodo di regolazione (RTDG), per il triennio 2022-2025, a valle delle modifiche in materia di definizione dei costi standard dei gruppi di misura elettronici, riconoscimento parametrico dei costi dei sistemi di telegestione/telelettura e concentratori, riconoscimento del valore residuo degli smart meter di prima installazione dismessi anticipatamente.

SMART METERING - Dopo la pubblicazione della Del. 269/2022/R/gas che aveva definito nuovi output e performance del servizio di misura non sono stati emanati ulteriori provvedimenti in tema di smart metering; sono in corso di valutazione orientamenti in merito al passaggio dal trattamento annuale (MY) a quello mensile (MM) degli smart meter di piccola taglia (G4 e G6) ai fini del settlement a seguito dell'approvazione della deliberazione 269/2022/R/gas.

Sistema Informativo Integrato (SII) - Nel corso del 2023, in continuità con quanto avvenuto nel 2022, si è ulteriormente rafforzato il ruolo centrale del SII che ha introdotto ulteriori novità. Tra le più rilevanti: istituzione del concetto di prelievi incoerenti rispetto al gruppo di misura, per tutte le tipologie di trattamento e nuovo meccanismo di sterilizzazione in bilanciamento dei prelievi mancanti o anomali (ai sensi di quanto previsto dalla del 555/2022/R/gas);

avvio del Coefficiente k per i pdr dotati di correttore dei volumi; fattore moltiplicativo dei massimi prelievi plausibili in funzione della pressione di esercizio dell'utenza.

Delibera 28 dicembre 2023 - 631/2023/R/gas - Aggiornamento delle tariffe per i servizi di distribuzione e misura del gas, per l'anno 2024

Il provvedimento approva le tariffe obbligatorie per i servizi di distribuzione, misura e commercializzazione del gas naturale, le opzioni tariffarie gas diversi e gli importi di perequazione bimestrale d'acconto relativi al servizio di distribuzione del gas naturale, per l'anno 2024.

Approvvigionamento, trasporto e stoccaggio gas naturale

Settlement gas

DELIBERA 28 FEBBRAIO 2023 - 72/2023/R/GAS - Disposizioni finali in tema di riforma dei processi di conferimento della capacità ai punti di riconsegna della rete di trasporto.

Il presente provvedimento definisce gli aspetti applicativi mancanti per l'avvio della riforma dei processi di conferimento della capacità ai city gate il prossimo 1 ottobre 2023.

DELIBERA 19 SETTEMBRE 2023 - 405/2023/R/gas - Disposizioni in relazione alla determinazione delle partite economiche di aggiustamento per l'anno 2022 e disposizioni alla Cassa per i servizi energetici e ambientali (CSEA)

Con questa delibera sono state approvate disposizioni a Snam Rete Gas per la liquidazione entro il 2023 delle partite economiche di settlement per l'anno 2022, tenendo conto delle richieste di rettifica pervenute entro il 22 settembre 2023 e dando comunicazione dei relativi importi all'Autorità entro il 4 ottobre; relativi documenti contabili e informazioni dovranno essere pubblicati entro il 31 ottobre. Inoltre, per il periodo gennaio-settembre 2022 non applicherà la delibera 170/2023/R/gas, in quanto le relative partite sono ricomprese nella regolazione suddetta.

DELIBERA ARERA 494/2023/R/gas - Modifiche e integrazioni alle disposizioni in tema di responsabilizzazione delle imprese di distribuzione nella gestione del delta in-out

Con la delibera l'ARERA ha apportato modifiche e integrazioni alle disposizioni in tema di responsabilizzazione delle imprese di distribuzione nella gestione del delta in-out.

Trasporto gas naturale

DELIBERA 07 MARZO 2023 - 90/2023/R/GAS - Disposizioni urgenti in tema di servizio di default trasporto

Il presente provvedimento dispone la proroga fino al 30 settembre 2023 delle disposizioni di cui ai punti 1. e 2. della deliberazione dell'Autorità 493/2022/R/gas e delle disposizioni di cui al punto 3. della deliberazione dell'Autorità 516/2022/R/gas.

DELIBERA 04 APRILE 2023 -139/2023/R/GAS

Criteri di regolazione tariffaria per il servizio di trasporto e misura del gas naturale per il sesto periodo di regolazione (2024-2027)

Il presente provvedimento adotta i criteri di regolazione tariffaria per il servizio di trasporto del gas naturale per il sesto periodo di regolazione (6PRT, 2024-2027), in esito al procedimento avviato con deliberazione 23 dicembre 2021, 617/2021/R/gas.

DELIBERA 18 LUGLIO 2023 - 319/2023/R/GAS

Disposizioni in materia di conferimento di capacità infrannuale presso i punti di riconsegna della rete di trasporto direttamente collegati alle utenze industriali ed alle utenze termoelettriche

Con la presente deliberazione si estendono le modalità e le tempistiche per il conferimento dei prodotti di capacità mensile e giornaliera già in vigore presso i punti di riconsegna della rete di trasporto che alimentano utenze termoelettriche anche alle utenze industriali; inoltre, si prevede la messa a disposizione del prodotto trimestrale per entrambe le suddette utenze entro il 1° gennaio 2024.

Stoccaggio Gas naturale

DELIBERA 09 MARZO 2023 - 93/2023/R/GAS - Misure urgenti per il conferimento della capacità di stoccaggio

Con il presente provvedimento, facendo seguito a quanto previsto dall'ultimo atto di indirizzo del Ministro dell'Ambiente e della Sicurezza energetica (marzo 2023), si introducono delle misure per favorire il riempimento dello stoccaggio in vista dell'anno termico 2023/2024.

DELIBERA 04 APRILE 2023 150/2023/R/GAS - Disposizioni per il conferimento delle capacità di stoccaggio per l'anno termico 2023/2024

Con il presente provvedimento, tenuto conto delle disposizioni del decreto 31 marzo 2023, si approvano le disposizioni relative al conferimento delle capacità di stoccaggio per l'anno termico 2023/2024.

DELIBERA 06 GIUGNO 2023 - 247/2023/R/EEL - Criteri e condizioni per il funzionamento del sistema di approvvigionamento a termine di capacità di stoccaggio elettrico, ai sensi dell'articolo 18 del decreto legislativo 8 novembre 2021, n. 210

Con questa delibera l'Arera ha approvato i criteri e le condizioni per il funzionamento del sistema di approvvigionamento a termine di capacità di stoccaggio elettrico, ai sensi dell'articolo 18 del d.lgs. 8 novembre 2021, n. 210. La delibera conferma l'impostazione generale prospettata nel Dco 393/2022/R/eel, con alcune modifiche e integrazioni alla luce delle osservazioni ricevute.

Impianti ad energie rinnovabili

DECRETO-LEGGE 9 dicembre 2023, n. 181 - Disposizioni urgenti per la sicurezza energetica del Paese, la promozione del ricorso alle fonti rinnovabili di energia, il sostegno alle imprese a forte consumo di energia e in materia di ricostruzione nei territori colpiti dagli eccezionali eventi alluvionali verificatisi a partire dal 1° maggio 2023.

Il Capo I reca varie e articolate misure in materia di energia, finalizzate a garantire e implementare la sicurezza del sistema energetico e il sostegno alle fonti rinnovabili, anche con l'introduzione di ulteriori interventi semplificatori delle relative procedure autorizzative.

Contesto europeo

DIRETTIVA (UE) 2023/2413 DEL PARLAMENTO EUROPEO E DEL CONSIGLIO del 18 ottobre 2023

La direttiva introduce modifiche alla normativa europea in materia di fonti rinnovabili, con l'obiettivo di ridurre le emissioni di gas serra, la dipendenza energetica e di favorire la transizione verde verso un'economia basata sulle energie rinnovabili.

Servizi Energetici ed Efficienza Energetica

Delibera 727/2022/R/eel del 27 dicembre 2022 - Definizione, ai sensi del decreto legislativo 199/21 e del decreto legislativo 210/21, della regolazione dell'autoconsumo diffuso. Approvazione del Testo Integrato Autoconsumo Diffuso.

La deliberazione definisce, ai sensi del decreto legislativo 199/21 e del decreto legislativo 210/21, la regolazione dell'autoconsumo diffuso e quindi approva il Testo Integrato Autoconsumo Diffuso (TIAD). Il provvedimento di ARERA definisce il modello regolatorio relativo alle configurazioni in cui è possibile valorizzare l'autoconsumo.

DECRETO-LEGGE 16 febbraio 2023, n. 11 - Misure urgenti in materia di cessione dei crediti di cui all'articolo 121 del decreto-legge 19 maggio 2020, n. 34, convertito, con modificazioni, dalla legge 17 luglio 2020, n. 77.

Il decreto ha portato a un blocco della cessione del credito e dello sconto in fattura. Dal 17 febbraio 2023 non è più possibile procedere con la cessione del credito né con lo sconto in fattura per gli interventi prima agevolati (art. 121 c. 2): recupero del patrimonio edilizio, efficienza energetica, misure antisismiche; recupero o restauro della facciata, installazione di impianti fotovoltaici, colonnine di ricarica.

DECRETO 8 AGOSTO 2023 - FONDO NAZIONALE REDDITO ENERGETICO

Decreto del Ministero dell'Ambiente e della Sicurezza Energetica con il quale viene istituito il Fondo nazionale reddito energetico: l'obiettivo del provvedimento è agevolare i nuclei familiari in condizione di disagio economico, per l'installazione di impianti fotovoltaici realizzati in assetto di autoconsumo. Soggetto gestore delle attività per l'operatività del Fondo, a cui è assegnata una dotazione finanziaria iniziale di 200 milioni di euro per le annualità 2024 e 2025, è GSE.

DECRETO-LEGGE 29 dicembre 2023, n. 212 - Misure urgenti relative alle agevolazioni fiscali di cui agli articoli 119, 119-ter e 121 del decreto-legge 19 maggio 2020, n. 34, convertito, con modificazioni, dalla legge 17 luglio 2020, n. 77.

Il Decreto-Legge 212/2023 interviene sulla disciplina del Superbonus con l'obiettivo di trovare una soluzione per i contribuenti che avessero interventi in corso di realizzazione alla data del 31 dicembre 2023.

Contesto Europeo

Direttiva (UE) 2023/1791 sull'Efficienza Energetica

Direttiva che fa parte integrante del pacchetto Fit for 55 e che impone un obiettivo comunitario vincolante consistente nella riduzione del consumo energetico finale di tutta l'Unione Europea dell'11,7% entro il 2030 rispetto al livello del 2020. In termini di livello, il limite massimo di consumo di energia nell'unione non deve superare i 763 milioni di

tonnellate equivalenti di petrolio (Mtep) di energia finale e i 993 milioni di tonnellate equivalenti di petrolio (Mtep) di energia primaria.

Telecomunicazioni

DELIBERA N. 41/23/CONS DEL 22 FEBBRAIO 2023. La delibera n. 41/23/CONS aggiorna nuovamente la lista dei Comuni contendibili dei mercati dei servizi di accesso locale e centrale all'ingrosso sulla base dei criteri definiti nella delibera n. 348/19/CONS (che ha introdotto, all'articolo 17, una differenziazione geografica della regolamentazione relativa all'obbligo di controllo dei prezzi in un sottoinsieme di Comuni, identificati come maggiormente concorrenziali).

DELIBERA N. 162/23/CONS DEL 27 GIUGNO 2023. Avvio del procedimento e della consultazione pubblica concernente la definizione degli standard tecnici per i cavi in fibra ottica a cui devono attenersi gli aggiudicatari dei bandi per la realizzazione dell'infrastruttura di rete.

QUADRO EUROPEO

- Proposta di Regolamento del Parlamento Europeo e del Consiglio recante misure volte a ridurre i costi dell'installazione di reti di comunicazione elettronica Gigabit e che abroga la direttiva 2014/61/UE (normativa sull'infrastruttura Gigabit).
- Adottato dal Consiglio il 18 luglio 2022, il 2 maggio 2023 è entrato in vigore la Legge sui mercati digitali (DMA) che mira a garantire mercati contendibili ed equi nel settore digitale. In particolare, definisce norme chiare per le piattaforme di grandi dimensioni, i "gatekeeper" che forniscono i cosiddetti "servizi di piattaforma di base", al fine di garantire che non abusino della loro posizione, ad esempio favorendo i propri prodotti oppure impedendo agli utenti di installare applicazioni esterne.

Ambiente

D.M. 4/2023 DEL 4 APRILE 2023 - Introduzione del nuovo sistema di tracciabilità dei rifiuti e del Registro Elettronico Nazionale per la Tracciabilità dei Rifiuti (RENTRI) ai sensi dell'articolo 188-bis del Decreto Legislativo 3 aprile 2006, n. 152.

DELIBERA 385/2023/R/RIF DEL 3 AGOSTO 2023 – Definizione dello schema tipo di contratto di servizio per la regolazione dei rapporti fra enti affidanti e gestori del servizio dei rifiuti urbani (disposizioni sui contenuti minimi essenziali).

DELIBERA 387/2023/R/RIF DEL 3 AGOSTO 2023 – Introduzione di obblighi di monitoraggio e di trasparenza sull'efficienza della raccolta differenziata e sugli impianti di trattamento dei rifiuti urbani.

DELIBERA 389/2023/R/RIF DEL 3 AGOSTO 2023 – Definizione delle regole e delle procedure per l'aggiornamento biennale (2024-2025) delle entrate tariffarie di riferimento e delle tariffe di accesso agli impianti di chiusura del ciclo "minimi", o agli impianti "intermedi" da cui provengano flussi indicati come in ingresso a impianti di chiusura del ciclo "minimi".

DELIBERA REGIONE TOSCANA 68/2023 DEL 27 SETTEMBRE 2023 – Adozione del "Piano regionale di gestione dei rifiuti e bonifica dei siti inquinati – Piano dell'economia circolare" ai sensi dell'articolo 19 della l.r. 65/2014.

SENTENZA N. 10550/2023 DEL CONSIGLIO DI STATO DEL 6 DICEMBRE 2023 – Conferma, in materia di impianti minimi, della domanda di annullamento della delibera Arera 363/2021, di approvazione del metodo tariffario (MTR-2) per il 2022-2025.

14. RISCHI ED INCERTEZZE

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

- **Rischio normativo e regolatorio**

Il Gruppo opera in un settore fortemente regolamentato. Tra i fattori di rischio nell'attività di gestione va pertanto considerata l'evoluzione costante e non sempre prevedibile del contesto normativo e regolatorio di riferimento per i settori dell'energia elettrica e del gas naturale, nonché per i settori attinenti alle attività di gestione dei servizi ambientali e di produzione di energia da fonti rinnovabili. Gli effetti dell'evoluzione del contesto normativo possono riguardare, ad esempio, il funzionamento del mercato, i piani tariffari, i livelli di qualità del servizio richiesti e gli adempimenti tecnico-operativi. Cambiamenti normativi che determinano condizioni sfavorevoli per gli operatori del settore potrebbero avere effetti negativi sulla situazione economica, finanziaria e patrimoniale del Gruppo, in termini di riduzione dei ricavi, contrazione dei margini e/o abbandono di iniziative in corso. A fronte di tali fattori di rischio, il Gruppo adotta una politica di monitoraggio e gestione del rischio normativo, al fine di mitigarne per quanto possibile gli effetti, attraverso un presidio articolato su più livelli, che prevede il dialogo collaborativo con le istituzioni e con gli organismi di governo e regolazione del settore, la partecipazione attiva ad associazioni di categoria ed a gruppi di lavoro istituiti presso gli stessi enti, nonché l'esame delle evoluzioni normative e dei provvedimenti dell'Autorità di settore.

È, inoltre, previsto un costante dialogo con le unità di business interessate dalle evoluzioni normative, al fine di valutarne compiutamente i potenziali impatti. Tra le principali materie oggetto di evoluzioni normative in corso si segnalano in particolare:

- le norme inerenti all'affidamento delle concessioni per il servizio di distribuzione del gas e dell'energia elettrica;
- la regolazione dei servizi pubblici locali a rilevanza economica;
- l'evoluzione della disciplina del mercato dei Certificati Verdi;
- le tematiche oggetto del Terzo Pacchetto Energia dell'Unione Europea.

- ***Rischi legati alla scadenza delle concessioni/affidamenti di distribuzione del gas di cui sono titolari Estra e le altre società del Gruppo.***

Ad eccezione del trading di gas naturale, lo svolgimento di tali attività in Italia è soggetto a concessioni o autorizzazioni. In particolare:

- (a) le attività di distribuzione di gas naturale, la gestione tecnico-operativa di reti di distribuzione di GPL sono svolte in forza di concessioni rilasciate da parte di enti pubblici locali;
- (b) la vendita di gas naturale ed energia elettrica, la vendita di GPL, la produzione di energia elettrica da fonti rinnovabili, la gestione tecnico-operativa di reti di telecomunicazioni e commercializzazione di servizi di telecomunicazioni, la gestione di impianti di riscaldamento di proprietà di terze (in particolare, servizi di gestione del calore) e attività di gestione calore, riqualificazione e efficienza energetica sono svolte subordinatamente all'ottenimento di specifiche autorizzazioni da parte delle autorità di volta in volta competenti.

Pertanto, il Gruppo è esposto a rischi connessi all'aggiudicazione, al mantenimento e alla perdita delle concessioni e delle autorizzazioni e alle concessioni scadute.

In particolare:

- a) *Rischi connessi all'aggiudicazione, al mantenimento e alla perdita di concessioni e alle concessioni scadute*
Non si può garantire che le concessioni di cui il Gruppo è titolare siano alla scadenza concesse nuovamente al Gruppo, oppure che gli eventuali rinnovi siano ottenuti a condizioni economiche pari a quelle esistenti. Inoltre il Gruppo potrebbe aver bisogno di ottenere ulteriori concessioni, permessi e/o autorizzazioni, i cui iter sono spesso lunghi, costosi, complessi e dagli esiti non prevedibili.
- b) *Rischi connessi all'aggiudicazione, al mantenimento e alla perdita di autorizzazioni*
L'attività di vendita di gas naturale ed energia elettrica, la vendita di GPL e la gestione di impianti fotovoltaici per la produzione di energia elettrica sono svolte dal Gruppo subordinatamente all'ottenimento di specifiche autorizzazioni da parte delle autorità di volta in volta competenti. Tali autorizzazioni sono concesse sulla base del possesso di determinati requisiti necessari per lo svolgimento del servizio. Non si può garantire che le autorizzazioni ottenute dal Gruppo non siano successivamente revocate dalle autorità competenti. Inoltre il Gruppo potrebbe aver bisogno di ottenere ulteriori autorizzazioni, i cui iter sono spesso lunghi, costosi, complessi e dagli esiti non prevedibili.

In particolare, con riferimento al settore della distribuzione gas, si evidenzia che la maggior parte delle concessioni di cui il Gruppo è titolare derivano da affidamento diretto da parte dei singoli Comuni ovvero sono state aggiudicate mediante gara a evidenza pubblica indetta dai singoli Comuni che risultano ad oggi scadute.

Con riferimento alle concessioni scadute, l'attività del Gruppo prosegue in regime di *prorogatio* e pertanto la durata del rapporto concessorio si considera estesa fino al momento in cui viene indetta la nuova gara. Durante tale periodo di prorogatio, restano vigenti i rapporti in essere tra concedente e concessionario e pertanto il concessionario del servizio (i) resta obbligato a proseguire la gestione del servizio, limitatamente all'ordinaria amministrazione, fino alla data di decorrenza del nuovo affidamento, (ii) continua a percepire la relativa tariffa ed (iii) è tenuto a corrispondere il canone all'ente concedente.

Inoltre, il gestore uscente adempie a tutti gli obblighi derivanti dalla concessione, incluso quello di pagamento di un canone di concessione dovuto all'ente concedente.

Con riferimento alle modalità di rinnovo delle concessioni, a partire dall'adozione del D.lgs. n. 164/2000 (c.d. Decreto Letta) e dei relativi decreti attuativi, i nuovi affidamenti per la distribuzione di gas naturale saranno assegnati mediante gare a evidenza pubblica, bandite per Ambiti Territoriali Minimi ("ATEM") dal Comune capofila individuato come stazione appaltante da parte degli enti concedenti.

Il D.M. 226/2011 ha definito le modalità di esecuzione delle gare indette dagli ATEM, prevedendo altresì i termini per la pubblicazione del relativo bando e i termini previsti affinché, da un lato, la Regione di competenza, previa diffida ai soggetti inadempienti contenente un termine perentorio a provvedere, avvii forzatamente la procedura di gara, e, dall'altro, il MiSE intervenga al fine di far sì che la procedura sia avviata. Ad oggi, per la maggior parte delle concessioni di distribuzione di gas naturale scadute risultano altresì essere scaduti i termini previsti dal D.M. 226/2011 per l'emissione da parte delle stazioni appaltanti dei nuovi bandi.

Alla luce di quanto sopra, non è possibile determinare le date di pubblicazione da parte degli ATEM dei bandi di gara per il rinnovo delle concessioni né per l'aggiudicazione di eventuali nuove concessioni rispetto a quelle di cui il Gruppo è titolare. Non si può garantire che il Gruppo sia in grado di aggiudicarsi le nuove gare, né che, ove aggiudicate, lo siano a condizioni economiche equivalenti a quelle esistenti.

Il mancato rinnovo delle concessioni nella titolarità del Gruppo o il mancato ottenimento di nuove concessioni potrebbero avere effetti negativi sulla attività e sulle prospettive di Estra e del Gruppo nonché sulla loro situazione economica, patrimoniale e finanziaria.

Inoltre, anche qualora il Gruppo riesca ad aggiudicarsi una nuova concessione, le tempistiche per il subentro nella stessa a seguito del completamento della gara potrebbero essere molto lunghe, anche a causa delle impugnazioni che potrebbero essere avanzate dagli altri operatori partecipanti alla gara, con effetti negativi sulla attività e sulle prospettive del Gruppo nonché sulla sua situazione economica, patrimoniale e finanziaria.

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

Nei settori in cui operano le società appartenenti al Gruppo la normale prestazione delle attività dipende dalla corretta operatività di infrastrutture (quali le reti di trasporto/distribuzione dell'energia elettrica e del gas naturale) e di impianti (quali quelli di stoccaggio, centrali termoelettriche, termovalorizzatori, ecc.). Eventuali interruzioni o limitazioni dell'operatività di tali infrastrutture (causate, ad esempio, da errori umani, calamità naturali, attentati, atti di sabotaggio, provvedimenti dell'autorità giudiziaria e/o amministrativa) potrebbero comportare interruzioni totali o parziali delle attività svolte da Estra e dalle altre società del Gruppo, ovvero un incremento dei costi per lo svolgimento di tali attività.

- ***Rischi relativi ai certificati bianchi***

In base alla normativa applicabile, il Gruppo deve raggiungere determinati obiettivi annuali di risparmio energetico, come determinato con decreto del Ministero dello Sviluppo Economico per il quadriennio dal 2021 al 2024. Qualora il Gruppo non sia in grado di ottenere un numero sufficiente di "certificati bianchi" per raggiungere il relativo obiettivo annuale, dovrà acquistarli sul mercato. Inoltre, nel caso in cui non consegnasse all'ARERA il numero di "certificati bianchi" richiesto, sarà soggetto ad una sanzione imposta dall'ARERA, oltre a dover acquistare il numero di "certificati bianchi" mancanti. Negli ultimi mesi il prezzo di mercato dei "certificati bianchi" è notevolmente aumentato.

Per adempiere ai propri obblighi di risparmio energetico, il Gruppo intende produrre direttamente "certificati bianchi" o acquistarli sul mercato per il raggiungimento dell'obiettivo annuale. Se il numero di "certificati bianchi" prodotti direttamente dal Gruppo è inferiore alle attese e / o se il prezzo dei "certificati bianchi" continua ad aumentare in futuro, il Gruppo dovrà sostenere costi maggiori, che potrebbero influenzare negativamente il business.

- ***Rischi relativi agli standard di qualità***

Il Gruppo è tenuto al rispetto di alcuni standard di qualità per la vendita di gas naturale ed energia elettrica agli utenti finali, nonché alcuni standard di sicurezza, continuità e qualità commerciale rispetto alla distribuzione del gas naturale. Il mancato rispetto di tali standard può comportare il pagamento da parte del Gruppo di indennità agli utenti

finali, sanzioni e / o multe. Sebbene il Gruppo ritenga di essere attualmente conforme ai relativi standard di qualità e sicurezza, qualsiasi futura violazione di tali standard potrebbe influire negativamente sull'attività, sulla condizione finanziaria e sui risultati delle operazioni del Gruppo.

- ***Rischi derivanti dall'approvazione di nuovi sistemi tariffari***

In base al sistema tariffario attualmente in essere i ricavi del Gruppo sono in parte aggiornati in funzione di criteri prefissati dall'ARERA - Autorità di Regolazione per Energia Reti e Ambiente (ex AEEGSI). Non è possibile escludere che vengano approvati nuovi interventi legislativi e/o regolamentari da parte delle autorità di settore che possano incidere, anche in senso peggiorativo, sui ricavi del Gruppo.

- ***Rischi connessi alla concorrenza***

Il Gruppo opera in un contesto competitivo che la pone in concorrenza con soggetti italiani e multinazionali, alcuni dei quali dotati di risorse finanziarie maggiori. Nonostante il Gruppo ritenga di godere di vantaggi competitivi che derivano dal suo forte radicamento nel territorio, qualora, a seguito dell'ampliamento del numero dei suoi diretti concorrenti, non fosse in grado di mantenere la propria forza competitiva sul mercato, potrebbe registrare una riduzione della propria clientela e/o vedere ridotti i propri margini, con conseguenti effetti negativi sull'attività e sulle prospettive di crescita, nonché sulla sua situazione economica, patrimoniale e finanziaria.

- ***Rischi derivanti dal futuro andamento dei consumi***

In riferimento all'attività di distribuzione gas, in base al sistema tariffario attualmente in essere, i ricavi del Gruppo sono in parte aggiornati annualmente in funzione di criteri prefissati dall'ARERA - Autorità di Regolazione per Energia Reti e Ambiente, che riflettono un tasso implicito di crescita annuale dei volumi di gas naturale immessi nella rete di trasporto. I volumi di gas naturale immessi nella rete di trasporto in Italia dipendono, tuttavia, da fattori che esulano dal controllo del Gruppo, quali ad esempio il prezzo del gas naturale rispetto a quello di altri combustibili, lo sviluppo del settore elettrico, la crescita economica, le evoluzioni climatiche, le leggi ambientali, la continua disponibilità di gas naturale importato da paesi esteri e la disponibilità di sufficiente capacità di trasporto sui gasdotti di importazione. In riferimento all'attività di vendita gas ed energia elettrica, un andamento negativo o di crescita lenta della domanda di gas ed energia elettrica, potrebbe avere un impatto in termini di diminuzione dei volumi di vendita di gas ed energia elettrica da parte del Gruppo e, di conseguenza, riflettersi in una riduzione dei margini complessivi di vendita del Gruppo. Tra le varie attività poste in essere a questo riguardo, il Gruppo svolge un'attività di monitoraggio sia dell'andamento del carico elettrico e dei consumi di gas, sia dello scenario macroeconomico italiano ed internazionale, in funzione degli aggiornamenti pubblicati dai maggiori istituti di previsione economico-finanziaria. L'analisi di tali informazioni ha lo scopo di evidenziare, con il massimo anticipo, possibili trend nella domanda di energia elettrica e gas e di ottimizzare, di conseguenza, l'attività di vendita. Inoltre, l'adozione di una strategia di diversificazione commerciale permette di contrastare, entro certi termini, uno scenario di mercato avverso.

- ***Rischi legati alle energie rinnovabili***

Il business delle energie rinnovabili del Gruppo è esposto al rischio che la produzione di energia elettrica da fonti rinnovabili possa essere interrotta a causa di eventi al di fuori del controllo del Gruppo, quali calamità naturali, incendi, guasti o malfunzionamenti di apparecchiature e sistemi di controllo, difetti di fabbricazione degli impianti, danneggiamento, furto e altri eventi eccezionali. Qualsiasi interruzione potrebbe comportare una riduzione dei ricavi per il Gruppo e potrebbero essere sostenuti costi straordinari per riprendere il processo produttivo.

Il mancato rispetto da parte del Gruppo di normative che richiedono autorizzazioni e permessi o il rispetto dei termini e delle condizioni previste dalle relative autorizzazioni e permessi potrebbe comportare sanzioni ed eventualmente richiedere al Gruppo il rimborso di incentivi e/o inammissibilità a ulteriori incentivi.

Inoltre, per le caratteristiche intrinseche delle fonti utilizzate in questo settore legate alle condizioni climatiche dei siti in cui sono ubicati gli impianti eolici e fotovoltaici, la produzione di energia elettrica subisce un'elevata volatilità. Sebbene il Gruppo abbia localizzato i propri stabilimenti in località differenti sul territorio italiano al fine di beneficiare delle diverse condizioni climatiche, i ricavi da produzione di energia elettrica possono subire riduzioni, anche significative.

- ***Rischi legati alla stagionalità e alle condizioni atmosferiche***

L'attività del Gruppo è influenzata dalle condizioni atmosferiche come le temperature medie che influenzano le esigenze di consumo complessive. Cambiamenti significativi delle condizioni meteorologiche di anno in anno possono influenzare la domanda di gas naturale ed elettricità, essendo tipicamente più alta negli inverni freddi (a causa della necessità di riscaldamento) e nelle estati calde (a causa della necessità di aria condizionata). Cambiamenti

meteorologici improvvisi potrebbero comportare una variazione significativa della normale domanda e influenzare anche la produzione del Gruppo da alcune fonti rinnovabili. Ciò potrebbe influire negativamente sull'attività, sui risultati delle operazioni e sulla condizione finanziaria del Gruppo. Si veda, inoltre, il paragrafo "Rischi connessi al cambiamento climatico".

- ***Rischi ambientali legati all'attività del Gruppo***

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

- ***Rischio di liquidità***

Si definisce rischio di liquidità il rischio che Estra e il Gruppo non riescano a far fronte ai propri impegni di pagamento quando essi giungono a scadenza. La liquidità del Gruppo potrebbe essere danneggiata dall'incapacità di vendere i propri prodotti e servizi, da imprevisti flussi di cassa in uscita, dall'obbligo di prestare maggiori garanzie ovvero dall'incapacità di accedere ai mercati dei capitali. Questa situazione potrebbe insorgere a causa di circostanze indipendenti dal controllo del Gruppo, come una generale turbativa del mercato di riferimento o un problema operativo che colpisca il Gruppo o terze parti o anche dalla percezione, tra i partecipanti al mercato, che il Gruppo o altri partecipanti del mercato stiano avendo un maggiore rischio di liquidità. La crisi di liquidità e la perdita di fiducia nelle istituzioni finanziarie può aumentare i costi di finanziamento del Gruppo e limitare il suo accesso ad alcune delle sue tradizionali fonti di liquidità.

Ulteriori informazioni sono contenute nella nota n. 13 "Obiettivi e criteri di gestione del rischio finanziario".

- ***Rischi connessi all'indebitamento***

Estra e il Gruppo reperiscono le proprie risorse finanziarie principalmente tramite il tradizionale canale bancario e con strumenti tradizionali quali finanziamenti a medio/lungo termine, mutui, affidamenti bancari a breve termine e linee di credito e dai flussi derivanti dalla gestione operativa d'impresa, nell'ambito dei rapporti commerciali con i soggetti debitori per i servizi resi ed i soggetti creditori per acquisti di beni e servizi. L'indebitamento finanziario netto del Gruppo è influenzato dalla stagionalità dell'attività svolta e, conseguentemente, subisce fluttuazioni significative nel corso dell'anno. I rischi del re-financing dei debiti sono gestiti attraverso il monitoraggio delle scadenze degli affidamenti ed il coordinamento dell'indebitamento con le tipologie di investimenti, in termini di liquidabilità degli attivi in cui le società del Gruppo investono. Estra ed il Gruppo godono di elevata affidabilità presso il sistema bancario, come confermato dal credit rating di B1.1 che Cerved Rating Agency ha assegnato ad esito della valutazione del merito di credito della Società. Resta inteso, tuttavia, che non vi è garanzia che in futuro Estra ed il Gruppo possano ottenere risorse finanziarie con le modalità, i termini e le medesime condizioni finora ottenute. Questa situazione potrebbe insorgere a causa di circostanze indipendenti dal controllo di Estra, come una generale turbativa del mercato di riferimento.

I prestiti obbligazionari e finanziamenti in essere prevedono specifici obblighi che il Gruppo si è impegnato a rispettare.

Inoltre, alcuni dei contratti di finanziamento stipulati e dei prestiti obbligazionari emessi dal Gruppo prevedono altresì che il Gruppo debba rispettare per l'intera durata del finanziamento, determinati indici patrimoniali-finanziari, il cui rispetto è verificato, in genere, con cadenza annuale (ossia con riferimento alla data di chiusura di ciascun esercizio sociale sulla base delle risultanze del relativo bilancio consolidato o bilancio d'esercizio della società del Gruppo contraente). Il mancato rispetto di tali parametri potrebbe causare la sospensione del beneficio del termine e l'obbligo di rimborso anticipato degli stessi da parte del debitore.

Tali contratti di finanziamento in essere prevedono altresì una serie di eventi di default (in taluni casi, riferibili anche a società facenti parte del Gruppo).

La capacità del Gruppo di adempiere ai propri obblighi ai sensi delle condizioni dei finanziamenti bancari in essere dipende dalle future prestazioni operative e finanziarie del Gruppo, a loro volta legate alla capacità del Gruppo di attuare con successo la propria strategia aziendale nonché ad altri fattori economici, finanziari, concorrenziali e normativi al di fuori del controllo del Gruppo.

Il Gruppo dovrà quindi continuare a destinare parte dei propri flussi di cassa al servizio dei debiti finanziamenti in essere, riducendo le disponibilità finanziarie utilizzabili per l'attività operativa e/o per investimenti e influenzando altresì la capacità di distribuzione dei dividendi da parte dello stesso.

Al 31 dicembre 2023, il Gruppo rispettava i parametri finanziari previsti dai contratti di finanziamento in essere. Ulteriori informazioni sono contenute nella nota n. 13 “Obiettivi e criteri di gestione del rischio finanziario”.

- ***Rischi connessi al tasso di interesse***

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

Ulteriori informazioni sono contenute nella nota n. 13 “Obiettivi e criteri di gestione del rischio finanziario”.

- ***Rischi connessi al tasso di cambio***

Non sussistono allo stato attuale rischi connessi alle variazioni dei tassi di cambio che possano avere un impatto rilevante sulla situazione economico-patrimoniale e finanziaria di Estra e del Gruppo fatta eccezione per quanto riportato nell’ambito del rischio prezzo commodities.

- ***Rischi connessi al prezzo commodities***

Il Gruppo, con riferimento alle caratteristiche dei settori in cui opera, è esposto al rischio prezzo commodities, ovvero al rischio di mercato legato alle variazioni dei prezzi delle materie prime energetiche (energia elettrica, gas naturale) nonché del cambio ad esse associato, dal momento che sia gli acquisti sia le vendite risentono dell’oscillazione dei prezzi di dette commodities energetiche direttamente ovvero attraverso formule di indicizzazione.

La politica del Gruppo è orientata a minimizzare il rischio connesso alle oscillazioni del prezzo delle commodities attraverso l’allineamento della indicizzazione delle commodity in acquisto e in vendita, lo sfruttamento verticale delle varie filiere di business ed il ricorso ai mercati finanziari per coperture.

- ***Rischi connessi ai rapporti con società del Gruppo***

Il Gruppo ha intrattenuto, e intrattiene tuttora, rapporti di natura commerciale con società partecipate e soci. In particolare, le principali transazioni poste in essere con parti correlate sono riconducibili a: (i) contratti di servizio in essere con le società del Gruppo, anche se non controllate, e con i soci Alia Servizi Ambientali e Coingas (ii) contratti di affitto per locazione delle sedi aziendali di Prato, Arezzo e Siena, rispettivamente dai soci Alia servizi Ambientali, Coingas e Intesa; (iii) contratti di finanziamento con Alia servizi Ambientali e Coingas.

Sebbene il Gruppo ritenga che le condizioni previste ed effettivamente praticate rispetto ai rapporti con parti correlate siano in linea con le normali condizioni di mercato, non vi è garanzia che, ove le operazioni cui i rapporti con parti correlate si riferiscono fossero state concluse con parti terze, le stesse avrebbero negoziato e stipulato i relativi contratti, ovvero eseguito le suddette operazioni, alle medesime condizioni e modalità.

Ulteriori informazioni sono contenute nella nota n. 14 “Parti correlate”.

- ***Rischi derivanti dai procedimenti giudiziari in essere***

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

- ***Rischio Operativo***

Si definisce rischio operativo il rischio di perdite dovute ad errori, violazioni, interruzioni, danni causati da processi interni, personale, sistemi ovvero causati da eventi esterni. Estra e le società del Gruppo, che si sono comunque dotate di specifiche procedure e istruzioni operative disegnate per mitigare e ridurre i rischi operativi, sono comunque esposti a molteplici tipi di rischio operativo, compreso il rischio di frode da parte di dipendenti e soggetti esterni, il

rischio di operazioni non autorizzate eseguite da dipendenti oppure il rischio di errori operativi, compresi quelli risultanti da vizi o malfunzionamenti dei sistemi informatici o di telecomunicazione. I sistemi e le metodologie di gestione del rischio operativo sono progettati per garantire che tali rischi connessi alle proprie attività siano tenuti adeguatamente sotto controllo. Qualunque inconveniente o difetto di tali sistemi potrebbe incidere negativamente sulla posizione finanziaria e sui risultati operativi di Estra e del Gruppo. Tali fattori, in particolar modo in periodi di crisi economico-finanziaria, potrebbero condurre la società o il Gruppo a subire perdite, incrementi dei costi di finanziamento, riduzioni del valore delle attività detenute, con un potenziale impatto negativo sulla liquidità di Estra del Gruppo e sulla sua stessa solidità patrimoniale. Il Decreto Legislativo 231/2001 ha introdotto nell'ordinamento giuridico italiano il regime della responsabilità amministrativa a carico degli enti, per determinati reati commessi nel loro interesse o a loro vantaggio, da parte di soggetti che rivestono posizione di vertice o di persone sottoposte alla direzione o alla vigilanza di questi. Al fine di assicurare la prevenzione dei reati contemplati nel Decreto, Estra ha adottato un proprio modello di organizzazione, gestione e controllo. Il Modello fa parte di una più ampia politica perseguita da Estra e dal Gruppo finalizzata a promuovere la correttezza e trasparenza nella conduzione delle proprie attività e nei rapporti con i terzi, nella quale si inserisce il Codice Etico già adottato. Estra ha inoltre istituito un Organismo di Vigilanza, dotato di autonomi poteri di iniziativa e di controllo, preposto a vigilare sul funzionamento e sull'osservanza del Modello e a promuoverne il suo costante aggiornamento. Il presidio da parte dell'Organismo di Vigilanza e il Modello adottato consentono di mitigare l'esposizione ai rischi di natura operativa.

- ***Rischi connessi alle perdite su crediti***

Il rischio di credito di Estra e del Gruppo è principalmente attribuibile all'ammontare dei crediti commerciali derivanti dalla vendita di gas ed energia elettrica che non presentano una particolare concentrazione essendo suddivisi su un largo numero di controparti quali clientela retail, business ed enti pubblici. Il Gruppo, nello svolgimento della propria attività, è esposto al rischio che i crediti possano, a causa delle condizioni finanziarie dell'obbligato, non essere onorati alla scadenza e quindi i rischi sono riconducibili all'aumento dell'anzianità dei crediti, al rischio di insolvibilità ed all'aumento dei crediti sottoposti a procedure concorsuali con conseguente perdita di valore che può comportare la cancellazione in tutto o in parte dal bilancio.

Il verificarsi di tali eventi è più probabile in periodi di recessione economica o in caso di aumenti significativi del prezzo delle commodities vendute dal che potrebbero avere un impatto sulla capacità dei clienti del Gruppo di pagare tempestivamente le somme dovute.

Il Gruppo adotta una policy di gestione centralizzata del credito volta a regolare la valutazione del credito dei clienti e altre attività finanziarie degli stessi, il monitoraggio dei flussi di recupero previsti, l'emissione di solleciti di pagamento, la concessione, ove ritenuto necessario o opportuno, di condizioni di credito estese, la richiesta di fidejussione bancaria o assicurativa, l'affidamento di crediti di clienti cessati a società esterne di recupero crediti e la gestione del contenzioso legale dei crediti relativi ai servizi erogati. Le condizioni di pagamento generalmente applicate alla clientela sono riconducibili alla normativa e agli standard del mercato libero; in caso di mancato pagamento si procede con l'applicazione degli interessi di mora nella misura indicata nei contratti di somministrazione e stabiliti dalla vigente normativa. Gli accantonamenti ai fondi svalutazione crediti riflettono la migliore stima dei rischi di credito.

L'inadempimento di uno o più clienti o controparti rilevanti per il Gruppo o l'eventuale aumento dei tassi di inadempimento da parte della clientela o delle controparti in generale potrebbero avere effetti negativi sulla attività e sulle prospettive del Gruppo nonché sulla loro situazione economica, patrimoniale e finanziaria.

Ulteriori informazioni sono contenute nella nota n. 13 "Obiettivi e criteri di gestione del rischio finanziario".

- ***Rischi connessi alle acquisizioni poste in essere dal Gruppo***

Sebbene propedeuticamente alla finalizzazione di operazioni di acquisto di società o rami d'azienda la Società prevede lo svolgimento di attività di due diligence sull'operazione, non si può escludere che in futuro possano emergere passività non coperte dalle garanzie contrattuali e/o che i cedenti non siano in grado di far fronte a eventuali richieste di indennizzo.

- ***Rischi relativi a joint venture e partnership***

Negli ultimi anni il Gruppo ha stretto diverse partnership e potrà in futuro avviare ulteriori joint venture o partnership con le stesse o altre parti. I possibili benefici o rendimenti attesi da tali joint venture e partnership possono essere difficili da ottenere o potrebbero rivelarsi meno positivi di quanto il Gruppo attualmente stima. Inoltre, tali investimenti sono intrinsecamente rischiosi, in quanto il Gruppo potrebbe non essere in grado di esercitare la piena influenza sulla gestione della joint venture o della partnership e sulle decisioni aziendali da essa prese. Inoltre, le joint venture e le partnership corrono il rischio di difficoltà che possono sorgere durante l'integrazione di risorse umane, tecnologie e prodotti.

- ***Rischi connessi alle perdite di valore relative all'avviamento e alle attività immateriali a vita utile definita***

A seguito delle operazioni di aggregazione aziendale perfezionate nel tempo, conformemente agli IFRS, il Gruppo ha proceduto all'iscrizione nell'attivo di avviamento relativo alle aziende acquisite, inteso come eccedenza del costo di acquisizione rispetto alle attività e passività acquisite, nonché di attività immateriali a vita utile definita, in particolare portafogli clienti gas ed energia elettrica, rivenienti dalle operazioni di aggregazione aziendale.

Qualora il contesto macroeconomico e finanziario variasse in maniera non conforme alle stime e alle ipotesi formulate in sede di valutazione o qualora il Gruppo evidenziasse in futuro un peggioramento della propria capacità di generare flussi finanziari e risultati economici rispetto alle previsioni e alle stime su cui si basano gli impairment test, potrebbe rendersi necessario apportare delle rettifiche al valore contabile delle attività immateriali iscritte nel bilancio consolidato del Gruppo, con conseguente necessità di contabilizzare a conto economico delle svalutazioni, con effetti negativi sulla attività e sulle prospettive del Gruppo nonché sulla loro situazione economica, patrimoniale e finanziaria.

Ulteriori informazioni sono contenute nella nota n. 10.1.4 "Impairment test".

- ***Rischi connessi alla mancata realizzazione o a ritardi nell'attuazione della strategia industriale***

Il Gruppo intende perseguire una strategia di crescita e sviluppo, focalizzata in particolare sui propri business di riferimento, vendita e distribuzione gas ed energia elettrica, telecomunicazioni e servizi energetici. Qualora il Gruppo non fosse in grado di realizzare efficacemente la propria strategia ovvero di realizzarla nei tempi previsti, o qualora non dovessero risultare corrette le assunzioni di base sulle quali la strategia è fondata, la capacità del Gruppo di incrementare i propri ricavi e la propria redditività potrebbe essere inficiata e ciò potrebbe avere un effetto negativo sull'attività e sulle prospettive di crescita del Gruppo, nonché sulla sua situazione economica, patrimoniale e finanziaria.

- ***Rischi di Information Technology***

Le attività di Estra e del Gruppo sono gestite attraverso complessi sistemi informativi che supportano i principali processi aziendali, sia operativi sia amministrativi e commerciali. L'inadeguatezza o il mancato aggiornamento di tali sistemi informativi rispetto alle esigenze di business, la loro eventuale indisponibilità, la non adeguata gestione degli aspetti legati all'integrità ed alla riservatezza delle informazioni, rappresentano potenziali fattori di rischio ai quali il Gruppo è esposto.

L'inadeguatezza o il mancato aggiornamento di tali sistemi informativi rispetto alle esigenze di business, la loro eventuale indisponibilità, la non adeguata gestione degli aspetti legati all'integrità e alla riservatezza delle informazioni, potrebbero comportare effetti negativi sulla attività e sulle prospettive e del Gruppo nonché sulla sua situazione economica, patrimoniale e finanziaria.

- ***Rischi di Cyber Security***

In un contesto di continua evoluzione tecnologica assume sempre più rilevanza il tema della sicurezza informatica e la connessa necessità di proteggere i sistemi informatici da attacchi che possono portare al furto, perdita o compromissione di dati e informazioni con conseguenti impatti sull'operatività aziendale e la reputazione del Gruppo. Estra ha per questo previsto nella propria organizzazione, all'interno della struttura dei sistemi informativi, un presidio specifico dedicato alla cyber security e svolge periodiche attività di test di vulnerabilità dei sistemi. Inoltre Estra, EstraCom e Centria hanno ottenuto la certificazione UNI CEI ISO/IEC 27001.

- ***Rischi connessi alle coperture assicurative***

Le società del Gruppo svolgono attività tali che potrebbero esporle al rischio di subire o procurare danni talvolta di difficile prevedibilità e/o quantificazione. Sebbene gli organi amministrativi ritengano di aver stipulato polizze assicurative adeguate all'attività svolta, ove si verificassero eventi per qualsiasi motivo non compresi nelle coperture assicurative ovvero tali da cagionare danni aventi un ammontare eccedente le coperture medesime, le società del Gruppo sarebbero tenute a sostenere i relativi oneri con conseguenti effetti negativi sulla situazione economico, patrimoniale e finanziaria.

- ***Rischi connessi al cambiamento climatico***

Il cambiamento climatico si sta manifestando in incrementi significativi della temperatura media annua, dovuta a emissioni di CO2 derivanti prevalentemente da attività umane. L'aumento della temperatura genera a sua volta

eventi climatici estremi, come l'aumento delle precipitazioni, l'innalzamento del livello dei mari, la desertificazione o anche fenomeni di forti nevicate e basso irraggiamento solare.

Per il Gruppo Estra, il cambiamento climatico è principalmente un rischio economico, date le sue possibili conseguenze sulle attività caratteristiche del Gruppo:

- aumento dei costi operativi (ad es. costi di assicurazione);
- riduzione graduale della domanda di gas per il riscaldamento domestico (PNIEC 2019) con conseguente riduzione della marginalità del business;
- processo di elettrificazione dei consumi e dello sfruttamento delle risorse rinnovabili in sostituzione dei combustibili fossili nel lungo periodo (obiettivo carbon neutrality al 2050) (PNIEC 2019);
- incremento della frequenza di eventi naturali di estrema intensità nei luoghi in cui le società di distribuzione del Gruppo operano, che possono determinare l'indisponibilità più o meno prolungata o il malfunzionamento delle infrastrutture, con possibili interruzioni di servizio.

La principale azione effettuata per gestire i rischi collegati al cambiamento climatico (diversificazione del business nel medio termine nel settore dei servizi ambientali) ha comportato, nel triennio 2020 – 2022 costi per l'acquisizione delle Società operanti nel ciclo dei rifiuti, pari a 20.2 milioni di Euro. Dal punto di vista commerciale si sono attuate strategie di cross selling, con l'obiettivo di ridurre la dipendenza dal mercato gas con un incremento del portafoglio commerciale nel mercato dell'energia elettrica.

Inoltre nel Piano Industriale 2024-2028, il cambiamento climatico è individuato come un tema di lungo periodo al quale sono finalizzate alcune attività, specificatamente lo sviluppo delle rinnovabili e della mobilità sostenibile.

Ulteriori informazioni sul rischio Cambiamento Climatico possono essere reperite nella Dichiarazione Consolidata di Carattere Non Finanziario 2023 di Estra, nel capitolo La Governance, paragrafo 3.5 Gestione Rischi.

15. USO DI STRUMENTI FINANZIARI

Il Gruppo detiene strumenti finanziari derivati rientranti nelle seguenti categorie:

- Strumenti derivati di copertura finanziaria non correnti, riferibili principalmente a contratti di Interest Rate Swap (IRS) a copertura del rischio di variazione sfavorevole dei tassi di interesse su finanziamenti a lungo termine;
- Commodity Swap stipulati con lo scopo di eseguire coperture finanziarie su indici di prezzi per i volumi venduti, al fine di limitare il rischio prezzo derivante da specifiche operazioni di acquisto gas a prezzo fisso e rivendita a prezzo variabile (o viceversa) in tempi diversi;
- Contratti a termine su commodity in acquisto o vendita che prevedono la consegna fisica del gas in esercizi successivi.

Per maggiori informazioni sugli obiettivi e criteri di gestione del rischio finanziario (Rischio di tasso d'interesse, sensitività al tasso di interesse, rischio di credito, rischio di liquidità, rischio di default e covenant) si rinvia al relativo paragrafo delle note illustrative al bilancio.

16. DICHIARAZIONE NON FINANZIARIA

Il 2023 è il settimo anno di applicazione del D. Lgs. 254/2016, che impone alcuni obblighi di disclosure delle informazioni non finanziarie per gli enti di interesse pubblico di grandi dimensioni. Estra, avendo emesso il 28 novembre 2016, un prestito obbligazionario unsecured e non convertibile presso il mercato regolamentato della Borsa di Dublino e avente caratteristiche dimensionali di dipendenti, stato patrimoniale e ricavi netti superiori alle soglie previste dall'art. 2 comma 1, è soggetto all'applicazione del Decreto Legislativo 30 dicembre 2016, n. 254.

La dichiarazione di carattere non finanziario contiene le informazioni sui temi ambientali, sociali, attinenti al personale, al rispetto dei diritti umani, alla lotta contro la corruzione attiva e passiva rilevanti per la comprensione dell'andamento dell'impresa, dei suoi risultati, della sua situazione e dell'impatto della sua attività.

Il Gruppo Estra, in conformità a quanto previsto dall'articolo 5, comma 3, lettera b, del D. Lgs. 254/2016, ha predisposto la dichiarazione consolidata di carattere non finanziario che costituisce una relazione distinta rispetto a quella sulla gestione del bilancio consolidato.

La dichiarazione consolidata di carattere non finanziario 2022 redatta secondo lo standard di rendicontazione GRI standard "core", approvata dal Consiglio di Amministrazione il 27 aprile 2023, è disponibile sul sito internet del Gruppo."

17. LE PRINCIPALI CARATTERISTICHE DEL SISTEMA DI GESTIONE DEI RISCHI E DI CONTROLLO INTERNO ESISTENTI IN RELAZIONE AL PROCESSO DI INFORMATIVA FINANZIARIA, ANCHE CONSOLIDATA (INFORMATIVA AI SENSI DELL'ART. 123-BIS COMMA 2. B) DEL D.LGS 58/98)

La completezza, correttezza e tempestività dell'informativa finanziaria è assicurata dall'adozione di un sistema di controllo interno di Gruppo efficace ed efficiente, oggetto di costante miglioramento e adeguamento all'evoluzione delle attività aziendali, del quadro normativo e del contesto economico-sociale.

Il Gruppo è dotato di procedure contabili-amministrative, ispirate al Sistema di Controllo Interno sull'Informativa Finanziaria disciplinato dalla Legge 262/05 in costante aggiornamento e monitoraggio e al momento in corso di adeguamento in seguito all'adozione del nuovo sistema informatico contabile-amministrativo

Il sistema utilizzato per la formazione dei bilanci 2023 comprende:

- l'identificazione dei controlli che risiedono nei processi gestionali a presidio dei rischi sull'informativa -finanziaria;
- la definizione dei flussi informativi che devono intercorrere tra le funzioni del Gruppo Estra e l'area Amministrazione e Bilancio;
- la codifica dei compiti, delle responsabilità e delle scadenze delle funzioni preposte alla redazione dei documenti contabili;
- le procedure che definiscono le modalità operative adottate da Estra e dalle società del gruppo per i principali processi amministrativo contabili e la redazione dei documenti contabili societari.

Come parti integranti del sistema di controllo interno nel suo complesso, devono considerarsi anche le seguenti componenti:

- il Codice Etico, contenente i principi e le regole generali che caratterizzano l'organizzazione e che risultano aderenti al contesto di business e di mercato;
- il modello di organizzazione, gestione e controllo adottato al fine di assicurare la prevenzione dei reati contemplati dal D.Lgs. 231/2001.
- Le norme che regolano l'attività della società e del gruppo in termini di HSE (qualità, ambiente e sicurezza)

La Società ha raggiunto un importante livello di maturità nel completamento del processo di definizione del modello di gestione integrata dei rischi, che si ispira a standard riconosciuti a livello internazionale in ambito di Enterprise Risk Management (ERM) sviluppati secondo il Modello di riferimento generalmente accettato a livello internazionale in ambito di controllo interno, emanato dal Committee of Sponsoring Organizations of the Treadway Commission (noto come CoSO Report).

Tale modello di ERM è diretto a supportare la Direzione nell'individuazione dei principali rischi aziendali e delle modalità attraverso cui essi sono gestiti, nonché a definire le modalità attraverso cui organizzare il sistema dei presidi a tutela dei suddetti rischi.

Il Sistema di controllo integrato e Gestione del rischio, integrato negli assetti organizzativi e di governo, contribuisce a garantire una condizione dell'impresa coerente con gli obiettivi aziendali, in quanto consente di individuare, valutare, gestire e monitorare i principali rischi in relazione alla loro capacità di influenzare il raggiungimento degli obiettivi medesimi.

L'architettura del Sistema di controllo integrato è composta da tre elementi distinti, ossia:

- la prima linea, costituita dai risk owner delle funzioni operative, che sono le prime responsabili del processo di controllo interno e di gestione dei rischi, è tenuta a stabilire e mantenere le strutture e i processi appropriati alla gestione del controllo interno e dei rischi, ad assicurare la compliance con la normativa di riferimento, i regolamenti e i principi etici e a mantenere un dialogo continuo con l'organo di governo, oltre a riportare i risultati previsti, effettivi o attesi connessi agli obiettivi del Gruppo;
- la seconda linea, costituita dal management aziendale, fornisce specifiche competenze complementari, attività di supporto e monitoraggio nella gestione di categorie di rischi, attraverso lo sviluppo e l'implementazione continua dei processi di Risk Management ad ogni livello aziendale e mediante analisi e report sull'adeguatezza e l'efficacia dei processi stessi;
- la terza linea è composta dalla funzione di Internal Audit, responsabile direttamente nei confronti dell'organo di governo. Tale funzione è indipendente dalle responsabilità del Management, fornisce sia assurance oggettiva ed indipendente che supporto e consulenza al Management e all'organo di governo sull'adeguatezza e l'efficacia della struttura di governance e del Risk Management (prima e seconda linea), segnala violazioni all'indipendenza e all'oggettività dell'organo di governo e provvede ad implementare le misure di prevenzione necessarie.

Il risk management framework è declinato attraverso il modello dei rischi, che identifica le tipologie di rischi esistenti ed emergenti alle quali il Gruppo risulta potenzialmente esposto ed è oggetto di periodica revisione, la propensione al rischio del Gruppo, che definisce il livello di rischio accettabile coerente con la strategia di risk management, e le attività di risk management, che garantiscono un efficace presidio dell'universo dei rischi ai quali il Gruppo è potenzialmente esposto e la loro gestione.

Il Consiglio di Amministrazione approva le risk policy e i parametri di misurazione, svolge un ruolo di indirizzo e di valutazione dell'adeguatezza del sistema di controllo interno e di gestione dei rischi. La funzione di risk management e i risk owner supportano il Consiglio di Amministrazione nella proposta di eventuali correttivi e strategie di gestione più idonee.

18. ORGANIZZAZIONE SISTEMI INFORMATIVI

In data 1 giugno 2022, è andato live il progetto di sostituzione dell'attuale ERP (*Enterprise Resources Planning*) basato su SAP con NET@SUITE.

Il nuovo sistema informativo, che integra oltre a tutte le funzioni aziendali classiche tipiche di un ERP anche le funzioni del CRM (Customer Relationship Management) ed è integrato da un programma di Business Intelligence denominato Qlik-Sense, è al momento in uso per le società del Gruppo Centria S.r.l., Estra Energie S.r.l. e Prometeo S.p.A. Le restanti società del Gruppo sono, invece, ancora gestite dai precedenti sistemi informativi (prevalentemente SAP) in vista di una progressiva migrazione sulla nuova mappa applicativa della multiutility.

La suite NET@SUITE si compone dei moduli:

- **Moduli del Sistema Vendita:** moduli per la gestione dei clienti energia (gas ed elettricità) su database standard ORACLE. Il modulo NETA-SIU, consente la gestione completa di tutte le attività relative ai rapporti con i clienti (front-office, fatturazione, stampa bollette, post fatturazione, giri lettura contatori, ecc.) e, attraverso funzionalità di parametrizzazione, può essere configurato sugli specifici servizi dell'azienda. sistema informativo commerciale per la gestione delle aziende di vendita gas ed energia. Il sistema è composto dai seguenti moduli nativamente integrati:
 - Net@CRM: Modulo deputato alla gestione dei processi di CRM relazionale ed operativo, di gestione del contatto e del contratto, a disposizione sia dei canali di FrontOffice sia dei canali di BackOffice;
 - Net@SIU: Modulo deputato alla gestione delle funzionalità tipiche del processo «metering-to-cash», ovvero in grado di coprire i processi di business inerenti la fatturazione, la gestione delle letture, la gestione di incassi, morosità e recupero credito, credit management, adempimenti fiscali, contabilizzazione;
 - Net@hermes: Modulo deputato alla gestione della comunicazione con le società di distribuzione e con l'Acquirente Unico (Sistema Informativo Integrato), secondo i tracciati normati e nelle varie modalità di comunicazione previste (scambio file, AtoA);
 - Net@Web: Modulo che offre un insieme di servizi di self-care per i clienti finali (visualizzazione forniture, fatture, inserimento autoletture, pagamento bollette, richieste contratti ...), per i canali Web, APP, Mobile, ..;
 - Net@4Sales: Modulo deputato alla gestione delle campagne di acquisizione o di contatto con i clienti finali, utilizzato dalla forza vendita (Agenti, Agenzie);
 - Net@UDD: Modulo abilitante alla Gestione dei Reseller da parte di soggetti «Utenti del Dispacciamento» (UDD): mette a disposizione funzionalità specifiche per gestire il business dei Reseller, sia in termini di gestione delle comunicazioni, sia in termini di gestione dei processi di fatturazione e rendicontazione;
 - Net@SI: Modulo che si occupa della gestione degli indennizzi CMOR (entranti e uscenti) e dell'interazione con il Sistema Indennitario di AU, per le aziende di vendita GAS e Energia Elettrica (entranti ed uscenti) in caso di clienti morosi che abbiano effettuato lo switch out o siano cessati.
- **Moduli del sistema di distribuzione:** moduli per la gestione dei processi di gestione e controllo delle procedure tipiche delle società di distribuzione gas. Il sistema è composto dai seguenti moduli nativamente integrati:
 - Net@2D: modulo software deputato alla gestione dei processi tipici di una società di distribuzione (ambito GAS), quali: Richieste degli utenti della distribuzione normate dagli standard di comunicazione; Attività a contatore; Fatturazione; Metering; Morosità. Il Net@2D comprende anche la componente di integrazione con il SII (Net@SII e Net@Pdc) deputati alla gestione della comunicazione con l'Acquirente Unico, secondo i tracciati previsti dalle specifiche tecniche emanate da AU stesso, nelle modalità di comunicazione previste (scambio file, Pdc);

- Net@MDM: modulo software della Net@Suite deputato a gestire l'integrazione di Net@2D con il SAC, ma anche a consentire una gestione più completa ed efficiente dei dati di misura giornalieri, in termini di archiviazione, validazione e selezione per la trasmissione a Net@2D stesso;
- Net@Portal: modulo software della Net@SUITE deputato alla gestione della comunicazione con gli Utenti della Distribuzione, secondo i tracciati normati dagli standard di comunicazione introdotti dalla del. 185/08 e s.m.i. (formato csv / xml);
- Net@A2A: modulo software deputato alla gestione della comunicazione con gli Utenti della Distribuzione secondo i tracciati normati dagli standard di comunicazione introdotti dalla del. 185/08 e s.m.i. tramite canale application to application. Gestione Anagrafiche: PDR, clienti finali, società di vendita, gruppi di misura, impianti, reti;
- Geocall: Modulo Geocall base e Modulo Geocall mobile deputati alla gestione delle attività sul campo (workforce management software)

Il sistema è interfacciato con il SAC della piattaforma Terranova per la gestione dei contatori teleletti interfacciato a NETA.

- **Moduli del sistema contabile:** moduli per la gestione contabile amministrativa. Il sistema è composto dai seguenti moduli nativamente integrati:
 - Net@SIA: Modulo software della Net@SUITE deputato alla gestione dei processi Amministrativi e Fiscali. Il modulo prevede la gestione di: o Documenti Fiscali o Bilancio Societario e Consolidato o Cespiti o Comunicazioni Fiscali;
 - Net@SIL: Modulo software della Net@SUITE deputato alla gestione del processo degli acquisti e alla gestione del magazzino scorte. Il modulo prevede la gestione di o Gare o Proposte d'Ordine o Albo Fornitori o Ordini di Acquisto o Scorte a Magazzino;
 - Net@CoAn: Modulo software della Net@SUITE deputato alla gestione del processo di Controllo digestione. Il modulo prevede la gestione di o Consuntivazioni e reportistica o Budget e reportistica scostamenti;
 - Net@SIGL: Modulo software della Net@Suite deputato alla gestione della contabilità dei lavori in appalto, già integrato nativamente con il Net@SIAL per la registrazione dei SAL mensili/a raggiungimento di importo.
- **Moduli Cross:**
 - Net@INF: piattaforma infrastrutturale della Net@SUITE che governa tutti gli aspetti di gestione e tracking degli accessi ed i servizi infrastrutturali utilizzati dalle varie componenti applicative (ad es: servizi di workflow, reportistica, schedulazione, ...).

Oltre all'applicativo NETA sopra indicato sono utilizzati altri software specializzati. Un gruppo di tali software è collegato al sistema NETA tramite specifici Connettori, quale ARXIVAR, software documentale per la conservazione elettronica di documenti in entrata all'azienda e per la protocollazione.

Altri software sono interfacciati con il sistema NETA tramite tecnologia ETL (Extract, Transform, Load, si riferisce al processo di estrazione, trasformazione e caricamento dei dati tramite files), quali TLQ per la gestione dei flussi di tesoreria con gli istituti di credito, integrato con NETA o HR modulo ADP + Microntel su piattaforma dedicata per la produzione dei cedolini e per la gestione del personale.

Per la gestione dei rifiuti sono stati acquistati software specifici per questo settore come I-Smart della Computer solution per la gestione operativa dei rifiuti e Infinity della Dataliteper la parte contabile integrata a I-Smart.

19. PERSONALE E FORMAZIONE

L'organico medio 2023 risulta pari n. 857 dipendenti. Nella tabella seguente si riporta la consistenza per categoria ed il confronto con il 2022:

Qualifica	31/12/2023	31/12/2022
Dirigenti	29	26
Impiegati e Quadri	629	647
Operai	208	208
Totale	865	880

L'organico in forza alla data del 31 dicembre 2023 è di 858 unità.

Nell'esercizio 2023, nel Gruppo Estra i rapporti di lavoro dipendente cessati sono stati n. 26 mentre le assunzioni sono state N. 21. Nelle assunzioni è compreso il personale proveniente dalla fusione per incorporazione di Monte Urano Energia s.r.l. in Prometeo S.p.A. avvenuta nel corso del 2023 per complessive n. 2 risorse. Il ricorso a lavoro somministrato è stato necessario principalmente per garantire la sostituzione di personale assente per maternità o malattie oltre che per specifici picchi di lavoro, in particolare per le straordinarie attività di Estra Energie s.r.l. che è risultata aggiudicataria del Servizio a tutele Graduali Microimprese nell'Area Territoriale 9 Basilicata, Calabria, Bari, Taranto. Per la copertura di posizioni non reperibili internamente sono state espletate n. 6 selezioni esterne, con annuncio pubblicato sul sito aziendale.

Nel 2023 è proseguito l'impegno del Gruppo Estra nella crescita delle competenze professionali e del capitale umano e della sua diffusione nelle aziende e nei luoghi di lavoro, attraverso la progettazione ed erogazione sia di corsi di formazione obbligatori (privacy – dlgs 231, materia di salute e sicurezza sul lavoro) sia di corsi di sviluppo di competenze trasversali o competenze tecniche (formazione continua). Complessivamente le ore di formazione erogate nel 2023 (dato annuale) sono state 26.527, che hanno interessato 795 dipendenti.

Ore di formazione		
		2023
Sicurezza	n.	6.514
MOG	n.	210
Addestramento operativo	n.	2.212
Formazione continua	n.	17.591
Totale	n.	26.527

Centria S.r.l., la principale società di distribuzione gas del Gruppo, ha attivato un percorso di tirocinio formativo extra-curricolare della durata di sei mesi, per nr. 16 giovani selezionati diplomati in Istituto Tecnico e laureati in Ingegneria ed Economia. Durante il percorso sono previste 244 ore di formazione tecnica in aula e in modalità webinar erogata dal personale di Centria (36 docenti interni coinvolti) e 673 ore di affiancamento.

Estra Energie S.r.l. e Prometeo S.p.A., le due principali società di vendita di gas ed energia elettrica del Gruppo, hanno curato la formazione del Servizio Clienti attraverso la propria Academy tecnica Estra Training. L'offerta formativa nel 2023 ha visto l'erogazione di 194 contenuti in modalità asincrona (corsi e-learning e contributi di esperti) e di 12 webinar.

Per maggiori informazioni si rinvia alla Dichiarazione Non Finanziaria Consolidata.

20. QUALITÀ, AMBIENTE E SICUREZZA

Per il raggiungimento degli obiettivi prefissati in materia di qualità, sicurezza, ambiente e protezione dei dati, nel corso dell'esercizio 2023 Estra S.p.A. e le società del gruppo, Estra Energie, Prometeo ed Estracom, hanno incentrato la propria attività, tramite azioni concrete, sul processo di ottimizzazione del proprio sistema di gestione, tramite un Sistema Integrato a livello Societario, riguardante le certificazioni UNI EN ISO 9001:2015, UNI EN ISO 14001:2015, UNI ISO 45001:18, e UNI CEI ISO/IEC 27001:2013, ISO/IEC 20000/1.

Nel corso del 2023 sono stati eseguite le seguenti attività

- Audit interno, svolto da Sistemi di Gestione Integrati di ESTRA, con resoconto all'interno del Riesame della Direzione;
- Invio flussi trimestrale verso l'ODV aziendale;
- Analisi Ambientale;
- Gestione Rifiuti e compilazione del Modello Unico di Dichiarazione Ambientale;
- "Assessment" di Qualità sulla gestione dell'Archivio, con resoconto all'interno del Riesame della Direzione;
- Riesame della Direzione;
- Processo di Redazione del Piano di Spostamento Casa – Lavoro di ESTRA S.p.A. e nomina del Mobility Manager aziendale;

- Verifica ispettiva, gestita dall'organismo di certificazione (DNV), secondo il processo di ricertificazione e/o mantenimento dei sistemi sotto riportati, con esito positivo.

Nel dettaglio si riportano le certificazioni per Società:

- **Estra S.p.A.** - adozione di un sistema integrato per standard UNI EN ISO 9001:2015, UNI EN ISO 14001:2015; UNI EN ISO 45001:18 e UNI CEI ISO/IEC 27001:2013;
- **Estra Energie** - adozione di un sistema integrato per standard UNI EN ISO 9001:2015, UNI EN ISO 14001:2015; UNI EN ISO 45001:18;
- **Prometeo** - adozione di un sistema integrato per standard UNI EN ISO 9001:2015, UNI EN ISO 14001:2015; UNI EN ISO 45001:18;
- **Estracom** - adozione di un sistema integrato per standard UNI EN ISO 9001:2015 (con estensione ai servizi in cloud), UNI EN ISO 14001:2015; UNI EN ISO 45001:18 e UNI CEI ISO/IEC 27001:2013 con estensione alle linee guida 27017 e 27018; ISO/IEC 20000/1;
- **Centria** - adozione di un sistema integrato UNI EN ISO 9001:2015; UNI EN ISO 14001:2015; Regolamento EMAS; UNI EN ISO 45001:18; UNI CEI ISO/IEC 27001:2017; SA 8000:2014; oltre UNI CEI EN ISO 50001:2011; UNI EN ISO 3834-2:2006; UNI 11024:2017; UNI EN ISO 18295; UNI ISO 55001:2015; ISO IEC 17025:2018;
- **Estra Clima** - adozione di un sistema integrato UNI EN ISO 9001:2015; UNI EN ISO 14001:2015; UNI EN ISO 45001:18; oltre UNI CEI 11352:2014; Regolamento (CE) 303-2008;
- **Gergas** - adozione standard integrato UNI EN ISO 9001:2015, UNI EN ISO 14001:2015; UNI EN ISO 45001:18;
- **Murgia Reti gas** - adozione di un sistema di gestione UNI EN ISO 9001:2015, UNI EN ISO 45001:18;
- **Edma Reti gas** - adozione di un sistema integrato UNI EN ISO 9001:2015; UNI EN ISO 14001:2015; Regolamento EMAS; UNI EN ISO 45001:18;
- **Ecolat** - adozione standard UNI EN ISO 9001:2015, UNI EN ISO 14001:2015; UNI EN ISO 45001:18;
- **Ecos** - adozione standard UNI EN ISO 14001:2015; Regolamento EMAS; UNI EN ISO 45001:18;
- **Bisenzio Ambiente** - adozione standard UNI EN ISO 9001:2015, UNI EN ISO 14001:2015.

Informazioni obbligatorie sul personale

Non si sono verificati:

- Morti sul lavoro del personale iscritto al libro matricola, per i quali sia stata accertata definitivamente una responsabilità aziendale;
- Infortuni gravi sul lavoro, che abbiano comportato lesioni gravi o gravissime al personale iscritto al libro matricola per i quali sia stata accertata definitivamente una responsabilità aziendale;
- Addebiti in ordine a malattie professionali su dipendenti o ex dipendenti e cause di mobbing, per i quali la società sia stata dichiarata definitivamente responsabile.

Informazioni obbligatorie sull'ambiente

Non si sono verificati

- Danni causati all'ambiente per cui la società sia stata dichiarata colpevole in via definitiva;
- Sanzioni o pene definitive inflitte all'impresa per reati o danni ambientali;

NORMATIVA IN MATERIA DI PROTEZIONE DEI DATI PERSONALI

Nell'anno 2023, Estra S.p.A. e le sue società controllate hanno mantenuto un impegno costante nel rispetto della normativa privacy vigente, tra cui il Regolamento Privacy (UE) 679/2016 e il D.lgs. n. 196/2003, garantendo un trattamento corretto e sicuro dei dati personali.

DPO e Funzione Privacy di Gruppo:

Il gruppo Estra ha provveduto alla nomina di un Data Protection Officer di gruppo ritenendolo un modello più efficace di compliance al GDPR. In coerenza di quanto sopra, ha istituito una funzione privacy di Holding, che cooperando ed interfacciandosi con il DPO, assicura una strategia unitaria di gruppo in materia di protezione dei dati personali.

Modello di Organizzazione e Gestione dei Dati Personali:

Il Gruppo Estra ha consolidato il suo Modello di organizzazione e gestione dei dati personali (M.O.P.), identificando chiaramente i ruoli e le responsabilità all'interno dell'organizzazione. Questo modello, oltre a includere le figure richieste dalla normativa (come il Titolare del trattamento e il Data Protection Officer), chiarendo e dettagliando le attività in capo ai ruoli di presidio a livello aziendale per rafforzare la gestione della data protection.

Procedure e Misure di Sicurezza:

Sono state definite, altresì, procedure specifiche per disciplinare le principali tematiche privacy, tra cui la conservazione dei dati personali, l'analisi dei rischi relativa al trattamento dei dati, le valutazioni di impatto sulla privacy e la gestione di eventuali violazioni dei dati (data breach). Queste procedure sono rese disponibili ai lavoratori tramite l'intranet aziendale, assicurando così una diffusione capillare delle informazioni e delle buone pratiche.

Formazione e Sensibilizzazione:

Il Gruppo, in continuità con l'anno 2022, ha puntato sulla formazione e sulla sensibilizzazione del personale autorizzato al trattamento dei dati personali. Sono stati erogati corsi di formazione mirati, non solo per coloro che rivestono ruoli di presidio privacy, ma anche per i dipendenti coinvolti in attività rilevanti dal punto di vista della data protection. Questo approccio formativo contribuisce a rafforzare la cultura della privacy all'interno dell'organizzazione.

Gestione dei Trattamenti e Valutazione dei Rischi:

La costante attività di monitoraggio e aggiornamento dei Registri dei trattamenti, prevista ai sensi dell'art. 30 GDPR, viene garantita dalla funzione preposta attraverso: la mappatura puntuale dei trattamenti dei dati personali, delle finalità, delle categorie degli interessati e dei destinatari, se presenti l'analisi e la descrizione dei trasferimenti verso paesi terzi. Quanto sopra viene integrato e completato dalla valutazione dei rischi privacy associati ai trattamenti dati personali. Tali azioni rappresentano uno degli elementi chiave della strategia di privacy del Gruppo. In caso di trattamenti ad alto impatto, viene effettuata una valutazione dettagliata, inclusa l'analisi delle misure di sicurezza adottate.

Risposta ai Data Breach:

In caso di violazione dei dati personali, il Gruppo ha stabilito una procedura aziendale per l'attivazione tempestiva di un flusso comunicativo interno, finalizzato alla raccolta delle informazioni essenziali e all'analisi della rilevanza della violazione. Questo processo assicura una gestione efficace e tempestiva degli eventuali incidenti.

Informative Privacy: Le società del Gruppo forniscono agli interessati informazioni dettagliate sui trattamenti dei loro dati personali, sia attraverso informative privacy consegnate direttamente, sia tramite pubblicazione sui siti web aziendali.

Gestione delle Richieste degli Interessati:

Le richieste e i reclami degli interessati sono gestiti seguendo una specifica procedura da parte della funzione aziendale preposta, che prevede una verifica accurata e la redazione di un riscontro, in collaborazione le strutture interne competenti e ove ritenuto opportuno con il Data Protection Officer.

Rapporti con Fornitori e Subfornitori:

Per quanto riguarda i soggetti terzi che trattano dati personali per conto delle società del Gruppo, è prevista la stipula di appositi accordi di nomina a responsabile del trattamento, ove applicabile si procede anche alla nomina ad Amministratore di Sistema (AdS). Questi accordi includono obblighi e istruzioni specifiche che i fornitori si impegnano a rispettare, garantendo al Gruppo la possibilità di effettuare verifiche sul rispetto delle normative privacy. Nelle procedure sono, altresì, previste attività di qualifica privacy precontrattuale al fine di valutare l'idoneità alla nomina del fornitore.

Audit Privacy Fornitori:

In continuità con l'anno precedente, la funzione preposta, ha proseguito le attività di audit verso le terze parti, nominate responsabili esterni, al fine di verificare l'autenticità delle dichiarazioni date al momento della contrattualizzazione e la corretta applicazione delle istruzioni e delle procedure aziendali.

21. RICERCA E SVILUPPO

L'innovazione e la ricerca nel Gruppo Estra hanno grande rilevanza nelle scelte strategiche e nella definizione dei prodotti e servizi offerti dal Gruppo.

In particolare, il Gruppo sta investendo in termini di ricerca, sviluppo ed innovazione per l'ottimizzazione, l'efficientamento operativo e l'introduzione nei propri processi e prodotti di tecnologie innovative.

Nell'esercizio 2023 il Gruppo ha svolto varie attività di ricerca in diversi settori di attività, anche in partnership con Università, Istituti di ricerca e società specializzate produttrici di software.

Per una descrizione delle più importanti iniziative realizzate nel 2023 si rinvia alla Dichiarazione non finanziaria.

22. ALTRE INFORMAZIONI

Azioni proprie e azioni/quote di società controllanti

Il Gruppo detiene n. 500.000 azioni proprie, tramite Estra S.p.A., del valore nominale di Euro 500.000.

Il Gruppo non detiene azioni/quote di società controllanti né direttamente, né indirettamente, né per interposta persona.

Sedi societarie

Estra S.p.A. ha sede legale ed amministrativa a Prato in Via Ugo Panziera, 16 e sedi secondarie amministrative ad Arezzo in Via Iginio Cocchi, 14 e a Siena in Via Toselli 9/A.

Le sedi legali, amministrative ed operative delle società del Gruppo sono principalmente distribuite presso tali sedi.

Prato, 27 marzo 2024

p. il Consiglio di Amministrazione

Il Presidente

Francesco Macrì

E.S.T.R.A. S.p.A.

Sede legale in Via Ugo Panziera, 16 - Prato (PO)
Capitale sociale € 228.334.000,00 i. v.
Codice fiscale e n. iscrizione al Registro delle Imprese di Prato 02149060978,
Rea n. 0505831
Soggetta a direzione e coordinamento da parte di Alia Servizi Ambientali S.p.A.

BILANCIO CONSOLIDATO AL 31 DICEMBRE 2023

ORGANI SOCIALI

Consiglio di amministrazione

Presidente Francesco Macrì
Vice Presidente Alessandro Fabbrini
Amministratore Delegato Nicola Ciolini
Consigliere Maria Cristina Rossi
Consigliere Daria Orlandi

Collegio Sindacale

Rita Pelagotti (*Presidente*)
Alessandro Mannelli
Athos Vestrini

Società di revisione

EY S.p.A.

Schemi di bilancio consolidato	3
1. Informazioni societarie	8
2. Principali principi contabili.....	9
3. Valutazioni discrezionali e stime contabili significative	30
4. Settori operativi.....	37
5. Gestione del capitale.....	39
6. Informazioni sul Gruppo.....	40
7. Aggregazioni e cessioni aziendali, acquisizioni e cessioni di interessenze di minoranza	41
8. Commento alle principali voci di conto economico	44
9. Commento alle principali voci di conto economico complessivo.....	53
10. Commento alle principali voci dello stato patrimoniale	54
11. Risultato per azione (base e diluito)	89
12. Garanzie e impegni.....	90
13. Obiettivi e criteri di gestione del rischio finanziario.....	90
14. Erogazioni pubbliche ricevute	96
15. Rapporti con parti correlate	97
16. Compensi agli amministratori, ai sindaci e alla società di revisione	100
17. Fatti di rilievo avvenuti dopo la chiusura dell'esercizio.....	101

Schemi di bilancio consolidato

Prospetto consolidato di conto economico

Prospetto consolidato di conto economico	Note	Esercizio chiuso al 31 dicembre			
		2023		2022	
		Valore	di cui verso Parti Correlate (nota 15)	Valore	di cui verso Parti Correlate (nota 15)
(valori in migliaia di euro)					
Ricavi da cessione di beni e servizi	8.1.1	1.195.704	8.977	1.766.057	3.918
Altri ricavi operativi	8.1.2	26.512	705	12.235	305
Consumi di materie prime, sussidiarie e merci	8.2.1	(795.373)		(1.514.145)	
Costi per servizi	8.2.2	(209.042)	(501)	(103.187)	1.102
Costi del personale	8.2.3	(48.941)	344	(46.595)	594
Ammortamenti, accantonamenti e svalutazioni	8.2.4	(78.215)		(69.667)	
Altri costi operativi	8.2.5	(15.769)	(23)	(8.890)	3
Risultato operativo		74.876	9.502	35.808	5.922
Proventi finanziari	8.3	10.276	235	2.694	292
Oneri finanziari	8.4	(37.910)	(212)	(14.329)	(193)
Utili e perdite su cambi		(4)		(3)	
Quota dei proventi/(oneri) da valutazione delle partecipazioni di natura finanziaria con il metodo del PN	8.5	(2.349)		(577)	
Utile ante imposte		44.889	9.525	23.593	6.021
Imposte sul reddito dell'esercizio	8.6	(16.710)		(9.203)	
Risultato netto derivante dalle attività in funzionamento		28.179	9.525	14.390	6.021
Risultato netto attività cessate / in dismissione		-		-	
Utile netto		28.179	9.525	14.390	6.021
Risultato di pertinenza di terzi		916		(271)	
Risultato del Gruppo		27.263		14.661	

Utile per azione (Nota 11)	Esercizio chiuso al 31 dicembre	
	2023	2022
Utile per azione base azioni ordinarie	0,12	0,06
Utile per azione diluito azioni ordinarie	0,12	0,06

Utile per azione da attività in funzionamento (Nota 11)	Esercizio chiuso al 31 dicembre	
	2023	2022
Utile per azione base azioni ordinarie	0,12	0,06
Utile per azione diluito azioni ordinarie	0,12	0,06

Le componenti di reddito derivanti da operazioni non ricorrenti ai sensi della delibera Consob numero 15519 del 27 luglio 2006, che li definisce quali "componenti di reddito (positivi e/o negativi) derivanti da eventi od operazioni il cui accadimento risulta non ricorrente ovvero da quelle operazioni o fatti che non si ripetono frequentemente nel consueto svolgimento dell'attività, sono esposti alla nota numero 8.10 "Operazioni significative non ricorrenti, atipiche e/o inusuali".

Prospetto consolidato delle altre componenti di conto economico complessivo

Prospetto consolidato delle altre componenti di conto economico complessivo (valori in migliaia di euro)	Note	31-dic-23	31-dic-22
		Utile netto	
di cui:			
<i>Risultato di pertinenza di terzi</i>		916	(271)
<i>Risultato del Gruppo</i>		27.263	14.661
Altre componenti di conto economico complessivo che saranno successivamente riclassificate nell'utile/perdita d'esercizio (al netto delle imposte)			
Variazione riserva di cash flow hedge	9.1	(1.735)	8.571
- <i>Utili (perdite) da valutazione dell'esercizio</i>		(2.283)	11.278
- <i>Imposte</i>		548	(2.707)
Totale altre componenti di conto economico complessivo che saranno successivamente riclassificate nell'utile/perdita d'esercizio (al netto delle imposte)		(1.735)	8.571
Altre componenti di conto economico complessivo che non saranno successivamente riclassificate nell'utile/perdita d'esercizio (al netto delle imposte)			
Utili (perdite) attuariali	9.2	(123)	1.254
- <i>Utili (perdite) attuariali</i>		(162)	1.650
- <i>Imposte</i>		39	(396)
Totale altre componenti di conto economico complessivo che non saranno successivamente riclassificate nell'utile/perdita d'esercizio (al netto delle imposte):		(123)	1.254
Totale altre componenti di conto economico complessivo al netto delle imposte	9	(1.858)	9.825
di cui:			
<i>di competenza di Terzi</i>		4	85
<i>di competenza del Gruppo</i>		(1.862)	9.740
Risultato del Conto economico complessivo		26.322	24.216
di cui:			
<i>Risultato netto complessivo di pertinenza di terzi</i>		920	(186)
<i>Risultato netto complessivo del Gruppo</i>		25.400	24.401

Prospetto della situazione patrimoniale-finanziaria consolidata

Prospetto della situazione patrimoniale-finanziaria consolidata (valori in migliaia di euro)	Note	Esercizio chiuso al 31 dicembre			
		2023		2022	
		Valore	di cui verso Parti Correlate (nota 14)	Valore	di cui verso Parti Correlate (nota 14)
Attività materiali	10.1.1	134.370		141.147	
Avviamento	10.1.3	35.496		35.496	
Attività immateriali	10.1.5	516.932		498.719	
Partecipazioni	10.1.6	20.933	20.933	24.139	24.139
Altre attività finanziarie non correnti	10.1.7	10.289	4.873	12.289	2.184
Altre attività non correnti	10.1.8	2.464	529	3.137	522
Attività per imposte anticipate	10.1.9	73.705		69.991	
ATTIVITA' NON CORRENTI		794.189	26.335	784.919	26.845
Rimanenze	10.2.1	16.632		41.166	
Crediti commerciali	10.2.2	395.602	8.751	442.369	8.155
Attività per imposte correnti	10.2.3	9.263		7.235	
Altre attività correnti	10.2.4	131.666		228.479	
Altre attività finanziarie correnti	10.2.5	3.207		25.442	
Disponibilità liquide e mezzi equivalenti	10.2.6	157.915		345.872	
ATTIVITA' CORRENTI		714.286	8.751	1.090.563	8.155
Attività destinate alla vendita		-		-	
TOTALE ATTIVITA'		1.508.475	35.086	1.875.482	35.000
Capitale sociale		228.334		228.334	
Riserve		138.329		136.585	
Utile (Perdita) di esercizio per il gruppo		27.263		14.661	
Totale Patrimonio Netto di gruppo		393.926		379.581	
Capitale e riserve di pertinenza di terzi		42.874		43.940	
Utile (Perdita) di pertinenza di terzi		916		-271	
Totale Patrimonio Netto di pertinenza di terzi		43.789		43.669	
TOTALE PATRIMONIO NETTO	10.3	437.715		423.249	
Fondi per rischi ed oneri	10.4.1	16.032		11.053	
Trattamento di fine rapporto	10.4.2	7.801		7.634	
Quota non corrente di finanziamenti a M/L termine	10.4.3	407.232	9.476	514.082	13.107
Passività per imposte differite	10.4.4	25.656		27.516	
Altre passività non correnti	10.4.5	19.360		17.211	
Passività contrattuali	10.4.6	26.743		26.145	
PASSIVITA' NON CORRENTI		502.824	9.476	603.642	13.107
Quota corrente di finanziamenti a M/L termine	10.4.3	192.920	3.463	151.882	3.493
Debiti finanziari a breve termine	10.5.1	7.259		44.681	
Debiti commerciali	10.5.2	278.318	1.067	522.953	593
Passività contrattuali	10.4.6	1.220		944	
Passività per imposte correnti	10.5.3	17.369		2.411	
Altre passività correnti	10.5.4	69.823	-	113.088	16.000
Altre passività finanziarie correnti	10.2.5	1.026		12.632	
PASSIVITA' CORRENTI		567.934	4.531	848.590	20.086
Passività direttamente associabili ad attività destinate alla vendita		-		-	
TOTALE PASSIVITA' e Patrimonio Netto		1.508.474	14.007	1.875.482	33.193

Prospetto delle variazioni di patrimonio netto consolidato

Prospetto delle variazioni di patrimonio netto consolidato (Nota 10.3) (in migliaia di Euro)	Capitale Sociale	Riserva da sovrapprezzo	Riserva legale	Riserva di Cash Flow Hedge	Riserva IAS 19	Altre riserve	Risultato netto del Gruppo	Patrimonio del Gruppo	Patrimonio di Terzi	Patrimonio Complessivo
Saldi 31 dicembre 2021	228.334	26.156	10.409	(6.519)	(189)	80.374	32.725	371.290	41.735	413.025
Destinazione utile 2021 - <i>Utile consolidato esercizio precedente</i> - <i>Dividendi</i>			886			15.839	(16.725) (16.000)	(16.000)	(1.014)	(17.014)
Altri movimenti					-	(111)		(111)	3.133	3.023
Risultato del conto economico Altre componenti del conto economico complessivo				8.571	1.169		14.661	14.661 9.740	(271) 85	14.391 9.825
Saldi 31 dicembre 2022	228.334	26.156	11.295	2.052	980	96.102	14.661	379.581	43.669	423.249
Destinazione utile 2022 - <i>Utile consolidato esercizio precedente</i> - <i>Dividendi</i>			1.156			2.499	(3.656) (11.006)	(11.006)	(849)	(11.855)
Altri movimenti						(50)		(50)	50	0
Risultato del conto economico Altre componenti del conto economico complessivo				(1.735)	(127)		27.263	27.263 (1.862)	916 4	28.179 (1.858)
Saldi 31 dicembre 2023	228.334	26.156	12.452	317	853	98.552	27.263	393.926	43.789	437.715

Rendiconto finanziario consolidato

Rendiconto finanziario consolidato (valori in migliaia di euro)	Note	Esercizio chiuso al 31 dicembre	
		2023	2022
Utile (perdita) dell'esercizio		28.179	14.390
Imposte sul reddito	8.8	16.710	9.203
Interessi passivi (attivi)	8.5- 8.6	27.634	11.635
(Plusvalenze) Minusvalenze derivanti dalla cessione di attività	8.2.5 – 8.2.1	2.333	933
Utile dell'esercizio prima di imposte, interessi e (plusvalenze) minusvalenze		74.857	36.161
Ammortamenti delle attività materiali ed immateriali	8.2.4	61.264	55.321
Svalutazioni delle attività materiali ed immateriali	8.2.4	5.021	600
Quota di competenza dei contributi conto impianti	8.1.2	(2.444)	(2.544)
Variazione di fair value iscritta nel risultato operativo	8.3	2.811	2.224
Svalutazioni (rivalutazioni) di partecipazioni	8.4 -8.7	2.406	577
Svalutazioni di altre attività finanziarie	8.9	-	-
Accantonamento a TFR	8.2.3	568	499
Accantonamenti (Riversamenti) Fondi rischi ed altri accantonamenti	8.2.4 – 8.2.5	5.980	1.419
Flusso finanziario prima delle variazioni del capitale circolante netto e delle altre attività e passività		150.462	94.257
Variazione dei crediti commerciali	10.2.2	47.491	(34.853)
Variazione delle rimanenze	10.2.1	24.534	(27.326)
Variazione dei debiti commerciali	10.5.2	(245.124)	141.041
Variazione delle altre attività e passività correnti	10.2.4 – 10.5.4	71.837	(153.645)
Variazione delle attività e passività per imposte correnti	10.2.3 – 10.5.3	(1.797)	1.042
Variazione TFR (al netto dell'accantonamento)	10.4.2	(581)	(643)
Flusso finanziario dopo le variazioni del capitale circolante netto e altre variazioni		46.823	19.873
Interessi incassati		10.276	2.694
Interessi pagati		(35.268)	(14.114)
Imposte pagate		(7.582)	(19.742)
Utilizzo dei fondi		(1.026)	(1.011)
A Flusso finanziario dell'attività operativa		13.222	(12.300)
Di cui verso Parti Correlate		9.403	534
Investimenti in attività materiali	10.1.1	(8.883)	(5.906)
Investimenti in attività immateriali	10.1.5	(66.111)	(47.534)
Disinvestimenti in attività materiali ed immateriali	10.1.1 – 10.1.5	730	(5.237)
(Investimenti)/Disinvestimenti in partecipazioni	10.1.6	-	(6.521)
Dividendi incassati da società valutate con il metodo del patrimonio netto	10.1.6	41	81
Disinvestimenti in attività destinate alla vendita / dismissione		-	11
(Acquisizione) o cessione di società controllate al netto delle disponibilità liquide	7.2	(853)	(7.271)
Altre variazioni da attività di investimento		(6)	-
B Flusso finanziario dell'attività di investimento		(75.081)	(72.377)
Di cui verso Parti Correlate		-	-
Incremento (decremento) di attività e passività finanziarie non correnti	10.1.7 – 10.4.6	2.001	1.629
Incremento (decremento) di attività e passività finanziarie correnti	10.2.5	5.536	(1.375)
Incremento (decremento) di altre attività e passività non correnti	10.1.8 – 10.4.5	3.555	1.708
Incremento (decremento) debiti a breve verso banche	10.5.1	(37.548)	587
Accensione finanziamenti bancari	10.4.3	132.300	519.700
Accensione finanziamenti Soci	10.4.3	-	1.000
Rimborso di finanziamenti bancari	10.4.3	(177.323)	(78.673)
Riacquisto prestiti obbligazionari	10.4.3	(20.000)	(127.200)
Rimborso Finanziamenti Soci	10.4.3	(1.602)	(1.435)
Rimborso altri finanziatori	10.4.3	-	(363)
Rimborso passività per leasing	10.4.3	(4.882)	(4.776)
Spese di accensione finanziamenti	10.4.3	(279)	(6.687)
Altre variazioni	10.3	-	16
Versamenti in conto capitale in controllate da Soci Terzi	10.3	-	1.825
Pagamento Dividendi ai soci della Capogruppo	10.3	(27.006)	(17.500)
Pagamento Dividendi ai Terzi	10.3	(849)	(1.014)
C Flusso finanziario dell'attività di finanziamento		(126.098)	287.442
Di cui verso Parti Correlate		(28.608)	(10.686)
Incremento (decremento) delle disponibilità liquide (A+B+C)		(187.957)	202.765
D Disponibilità liquide al 1 gennaio		345.872	143.107
E Disponibilità liquide al 31 dicembre		157.915	345.872

Note Illustrative

1. Informazioni societarie

Estra S.p.A. Energia Servizi Territorio Ambiente, in forma abbreviata “Estra S.p.A.” (di seguito anche “ESTRA” o “Estra”) è una società per azioni iscritta al registro delle imprese di Prato, con sede legale e amministrativa in Via Ugo Panziera, 16 a Prato e sedi amministrative in Via Toselli, 9/a a Siena ed in Via Iginio Cocchi, 14 ad Arezzo.

Le attività della Società e delle sue controllate sono descritte nella Nota 4 [Settori operativi](#), mentre nella Nota 6 [Informazioni sul Gruppo](#) sono presentate le informazioni sulla struttura del Gruppo. Le informazioni sui rapporti del Gruppo con le altre parti correlate sono presentate nella Nota 15 [Rapporti con parti correlate](#).

Il bilancio consolidato per l’esercizio chiuso al 31 dicembre 2023 è stato proposto per l’approvazione nel Consiglio di Amministrazione della Società in data 27/04/2023.

Direzione e coordinamento

A partire dal secondo semestre dell’esercizio corrente, Estra S.p.A. è soggetta all’attività di Direzione e Coordinamento ai sensi degli artt. 2497 sexies e 2497 septies del Codice Civile da parte di Alia Servizi Ambientali S.p.A., con sede legale in Firenze Via Baccio da Montelupo n. 52, controllante ai sensi dell’art. 2359, n. 2) c.c., in forza di clausole statutarie e patti siglati con il Socio Coingas S.p.A..

Per quanto concerne le informazioni relative ai rapporti intercorsi con il soggetto che esercita l’attività di Direzione e Coordinamento e con le altre società che vi sono soggette, si rinvia a quanto indicato nell’apposito paragrafo della nota relativo ai rapporti con parte correlate.

In ottemperanza a quanto disposto dall’art. 2497-bis comma 4 c.c. si riportano di seguito i dati essenziali del bilancio al 31 dicembre 2022 e 2021, (in migliaia di Euro) della società controllante Alia Servizi Ambientali S.p.A..

Descrizione	2022	2021
Attività non correnti	546.616	273.049
Attività correnti	159.099	156.542
Totale attività	705.715	429.591
Patrimonio netto	367.578	166.602
Passività non correnti	200.876	101.787
Passività correnti	137.262	161.202
Totale passivo	705.715	429.591
Ricavi	377.676	342.937
Risultato operativo	30.654	12.184
Gestione finanziaria	-2.326	-22
Utile prima delle imposte	28.329	12.162
Utile netto	20.650	8.475

Per un’adeguata e completa comprensione della situazione patrimoniale e finanziaria di Alia Servizi Ambientali S.p.A. al 31 dicembre 2022, nonché del risultato economico conseguito dalla società nell’esercizio chiuso a tale data, si rinvia alla lettura del bilancio che, corredato della relazione della società di revisione, è disponibile nelle forme e nei modi previsti dalla legge.

2. Principali principi contabili

2.1 Principi di redazione

Il bilancio consolidato del Gruppo è stato predisposto in accordo con gli International Financial Reporting Standards (IFRS) emessi dall'International Accounting Standards Board (IASB) e omologati dalla Commissione Europea, integrati dalle relative interpretazioni dell'International Financial Reporting Standards Interpretations Committee (Ifrs Ic), precedentemente denominato Standing Interpretations Committee (Sic), nonché ai provvedimenti emanati in attuazione dell'art.9 del decreto legislativo n. 38/2005.

Il bilancio consolidato è presentato in migliaia di euro e tutti i valori sono arrotondati alle migliaia di euro, se non altrimenti indicato. Il principio generale adottato nella predisposizione del presente bilancio consolidato è quello del costo, ad eccezione delle attività e passività legate al trading e degli strumenti derivati, valutati a fair value.

La preparazione del bilancio consolidato ha richiesto l'uso di stime da parte del management; le principali aree caratterizzate da valutazioni ed assunzioni di particolare significatività, unitamente a quelle con effetti rilevanti sulle situazioni presentate, sono riportate nel paragrafo "Stime contabili significative".

2.2 Schemi di bilancio

Lo schema utilizzato per il conto economico è "a scalare" con le singole voci analizzate per natura. Si ritiene che tale esposizione, seguita anche dai principali competitor ed in linea con la prassi internazionale, sia quella che meglio rappresenta i risultati aziendali.

Il conto economico complessivo viene presentato, come consentito dallo IAS 1 revised, in un documento separato rispetto al conto economico, distinguendo fra componenti riclassificabili e non riclassificabili a conto economico. Le altre componenti del conto economico complessivo sono evidenziate in modo separato anche nel prospetto delle variazioni di patrimonio netto.

Lo schema della situazione patrimoniale-finanziaria evidenzia la distinzione tra attività e passività, correnti e non correnti come di seguito meglio indicato. Il rendiconto finanziario è redatto secondo il metodo indiretto, come consentito dallo IAS 7.

Il rendiconto finanziario è redatto secondo il metodo indiretto, come consentito dallo IAS 7, e viene presentato suddiviso per aree di formazione dei flussi di cassa. Le disponibilità liquide e i mezzi equivalenti inclusi nel Rendiconto Finanziario comprendono i saldi patrimoniali di tali voci alla data di riferimento. I proventi e i costi relativi a interessi, dividendi ricevuti e imposte sul reddito sono inclusi nei flussi finanziari generati dalla gestione operativa.

Il prospetto delle variazioni di Patrimonio Netto è presentato così come richiesto dai principi contabili internazionali, con evidenza separata del risultato di esercizio e di ogni ricavo, provento, onere e spesa non transitati nel conto economico o nel conto economico complessivo, ma imputati direttamente a Patrimonio Netto sulla base di specifici principi contabili IAS/IFRS.

Per una migliore rappresentazione, la voce "Proventi/(oneri) da gestione rischio commodity", prima esposta separatamente nello schema di conto economico, è stata riclassificata nella voce "Consumi di materie prime, sussidiarie e merci" con informativa separata in nota integrativa. Come descritto nel paragrafo dei principi contabili applicati, la voce accoglie i ricavi, al netto dei relativi costi d'acquisto, derivanti da operazioni di trading che non soddisfano la cosiddetta "own use exemption" ma che prevedono la consegna fisica del gas naturale venduto e gli impegni in vendita e in acquisto in essere alla data di reporting, per i quali il delivery del gas fisico non è ancora avvenuto e valorizzati al "fair value through profit & loss" in conformità allo IFRS 9.

La riclassifica è stata operata anche sui dati comparativi al 31 dicembre 2023.

2.3 Principi di consolidamento

Il bilancio consolidato comprende i bilanci di Estra S.p.A. e delle sue controllate al 31 dicembre 2023 e 2022.

Il controllo si ottiene quando il Gruppo è esposto o ha diritto a rendimenti variabili, derivanti dal proprio rapporto con l'entità oggetto di investimento e, nel contempo, ha la capacità di incidere su tali rendimenti esercitando il proprio potere su tale entità.

Specificatamente, il Gruppo controlla una partecipata se, e solo se, il Gruppo ha:

- il potere sull'entità oggetto di investimento (ovvero detiene validi diritti che gli conferiscono la capacità attuale di dirigere le attività rilevanti dell'entità oggetto di investimento);
- l'esposizione o i diritti a rendimenti variabili derivanti dal rapporto con l'entità oggetto di investimento;
- la capacità di esercitare il proprio potere sull'entità oggetto di investimento per incidere sull'ammontare dei suoi rendimenti.

Generalmente, vi è la presunzione che la maggioranza dei diritti di voto comporti il controllo. A supporto di tale presunzione e quando il Gruppo detiene meno della maggioranza dei diritti di voto (o diritti simili), il Gruppo considera tutti i fatti e le circostanze rilevanti per stabilire se controlla l'entità oggetto di investimento, inclusi:

- Accordi contrattuali con altri titolari di diritti di voto;
- Diritti derivanti da accordi contrattuali;
- Diritti di voto e diritti di voto potenziali del Gruppo.

Il Gruppo riconsidera se ha o meno il controllo di una partecipata se i fatti e le circostanze indicano che ci siano stati dei cambiamenti in uno o più dei tre elementi rilevanti ai fini della definizione di controllo. Il consolidamento di una controllata inizia quando il Gruppo ne ottiene il controllo e cessa quando il Gruppo perde il controllo stesso. Le attività, le passività, i ricavi ed i costi della controllata acquisita o ceduta nel corso dell'esercizio sono inclusi nel bilancio consolidato dalla data in cui il Gruppo ottiene il controllo fino alla data in cui il Gruppo non esercita più il controllo sulla società.

L'utile (perdita) d'esercizio e ciascuna delle altre componenti di conto economico complessivo sono attribuite ai soci della controllante e alle partecipazioni di minoranza, anche se ciò implica che le partecipazioni di minoranza abbiano un saldo negativo. Quando necessario, vengono apportate le opportune rettifiche ai bilanci delle controllate, al fine di garantire la conformità alle politiche contabili del gruppo. Tutte le attività e passività, il patrimonio netto, i ricavi, i costi e i flussi finanziari infragruppo relativi a operazioni tra entità del gruppo sono eliminati completamente in fase di consolidamento.

Le variazioni nelle quote di partecipazione in una società controllata che non comportano la perdita di controllo sono contabilizzate a patrimonio netto.

Se il Gruppo perde il controllo di una controllata, deve eliminare le relative attività (incluso l'avviamento), passività, le interessenze delle minoranze e le altre componenti di patrimonio netto, mentre l'eventuale utile o perdita è rilevato a conto economico. La quota di partecipazione eventualmente mantenuta viene rilevata al fair value. Analogamente in caso di acquisto del controllo, l'eventuale quota già detenuta verrà rivalutata al corrispondente fair value con l'eventuale utile o perdita è rilevato a conto economico.

2.4 Sintesi dei principali principi contabili

a) Aggregazioni aziendali e avviamento

Le aggregazioni aziendali sono contabilizzate utilizzando il metodo dell'acquisizione. Il costo di un'acquisizione è determinato come somma del corrispettivo trasferito, misurato al fair value alla data di acquisizione, e dell'importo della partecipazione di minoranza nell'acquisita. Per ogni aggregazione aziendale, il Gruppo definisce se misurare la partecipazione di minoranza nell'acquisita al fair value oppure in proporzione alla quota della partecipazione di minoranza nelle attività nette identificabili dell'acquisita. I costi di acquisizione sono spesati nell'esercizio e classificati tra le spese amministrative.

Quando il Gruppo acquisisce un business, classifica o designa le attività finanziarie acquisite o le passività assunte in accordo con i termini contrattuali, le condizioni economiche e le altre condizioni pertinenti in essere alla data di acquisizione. Ciò include la verifica per stabilire se un derivato incorporato debba essere separato dal contratto primario.

Se l'aggregazione aziendale è realizzata in più fasi, la partecipazione precedentemente detenuta è ricondotta al fair value alla data di acquisizione e l'eventuale utile o perdita risultante è rilevata nel conto economico.

L'eventuale corrispettivo potenziale da riconoscere è rilevato dall'acquirente al fair value alla data di acquisizione. La variazione del fair value del corrispettivo potenziale classificato come attività o passività, quale strumento finanziario che sia nell'oggetto dello IFRS 9 Strumenti finanziari: rilevazione e valutazione, deve essere rilevata nel conto economico.

L'avviamento è inizialmente rilevato al costo rappresentato dall'eccedenza dell'insieme del corrispettivo corrisposto e dell'importo iscritto per le interessenze di minoranza rispetto alle attività nette identificabili acquisite e le passività assunte dal Gruppo. Se il fair value delle attività nette acquisite eccede l'insieme del corrispettivo corrisposto, il Gruppo verifica nuovamente se ha identificato correttamente tutte le attività acquisite e tutte le passività assunte e rivede le procedure utilizzate per determinare gli ammontari da rilevare alla data di acquisizione. Se dalla nuova valutazione emerge ancora un fair value delle attività nette acquisite superiore al corrispettivo, la differenza (utile) viene rilevata a conto economico.

Dopo la rilevazione iniziale, l'avviamento è valutato al costo al netto delle perdite di valore accumulate. Al fine della verifica per riduzione di valore (impairment), l'avviamento acquisito in un'aggregazione aziendale è allocato, dalla data di acquisizione, a ciascuna unità generatrice di flussi di cassa del Gruppo che si prevede benefici delle sinergie dell'aggregazione, a prescindere dal fatto che altre attività o passività dell'entità acquisita siano assegnate a tali unità.

Se l'avviamento è stato allocato a un'unità generatrice di flussi finanziari e l'entità dismette parte delle attività di tale unità, l'avviamento associato all'attività dismessa è incluso nel valore contabile dell'attività quando si determina l'utile o la perdita della dismissione. L'avviamento associato con l'attività dismessa è determinato sulla base dei valori relativi dell'attività dismessa e della parte mantenuta dell'unità generatrice di flussi finanziari.

b) Partecipazioni in collegate e joint venture

Una collegata è una società sulla quale il Gruppo esercita un'influenza notevole. Per influenza notevole si intende il potere di partecipare alla determinazione delle politiche finanziarie e gestionali della partecipata senza averne il controllo o il controllo congiunto.

Una joint venture è un accordo a controllo congiunto nel quale le parti che detengono il controllo congiunto vantano diritti sulle attività nette dell'accordo. Per controllo congiunto si intende la condivisione su base contrattuale del controllo di un accordo, che esiste unicamente quando le decisioni sulle attività rilevanti richiedono un consenso unanime di tutte le parti che condividono il controllo.

Le considerazioni fatte per determinare l'influenza notevole o il controllo congiunto sono simili a quelle necessarie a determinare il controllo sulle controllate.

Le partecipazioni del Gruppo in società collegate e joint venture sono valutate con il metodo del patrimonio netto. Con il metodo del patrimonio netto, la partecipazione in una società collegata o in una joint venture è inizialmente rilevata al costo. Il valore contabile della partecipazione è aumentato o diminuito per rilevare la quota di pertinenza della partecipante degli utili e delle perdite della partecipata realizzati dopo la data di acquisizione. L'avviamento afferente alla collegata od alla joint venture è incluso nel valore contabile della partecipazione e non è soggetto ad una verifica separata di perdita di valore (impairment).

Il prospetto dell'utile/(perdita) d'esercizio riflette la quota di pertinenza del Gruppo del risultato d'esercizio della società collegata o della joint venture. Ogni cambiamento nelle altre componenti di conto economico complessivo relativo a queste partecipate è presentato come parte del conto economico complessivo del Gruppo. Inoltre, nel caso in cui una società collegata o una joint venture rilevi una variazione con diretta imputazione al patrimonio netto, il Gruppo rileva la sua quota di pertinenza, ove applicabile, nel prospetto delle variazioni nel patrimonio netto. Gli utili e le perdite non realizzate derivanti da transazioni tra il Gruppo e società collegate o joint venture, sono eliminati in proporzione alla quota di partecipazione nelle collegate o joint venture.

La quota aggregata di pertinenza del Gruppo del risultato d'esercizio delle società collegate e delle joint venture rappresenta il risultato al netto delle imposte e delle quote spettanti agli altri azionisti della collegata o della joint venture ed è rilevata nel prospetto di Conto Economico prima o dopo il risultato operativo in funzione della correlazione esistente tra le attività della partecipata e quelle dell'entità che predispone il bilancio.

Il bilancio delle società collegate e della joint venture è predisposto alla stessa data di chiusura del bilancio del Gruppo. Ove necessario, il bilancio è rettificato per uniformarlo ai principi contabili di Gruppo.

Successivamente all'applicazione del metodo del patrimonio netto, il Gruppo valuta se sia necessario riconoscere una perdita di valore della propria partecipazione nelle società collegate o joint venture. Il Gruppo valuta a ogni data di bilancio se vi siano evidenze obiettive che le partecipazioni nelle società collegate o joint venture abbiano subito una perdita di valore. In tal caso, il Gruppo calcola l'ammontare della perdita come differenza tra il valore recuperabile della collegata o della joint venture e il valore di iscrizione della stessa nel proprio bilancio, rilevando

tale differenza nel prospetto di Conto Economico nella voce “quota di pertinenza del risultato di società collegate e joint venture”.

All’atto della perdita dell’influenza notevole su una società collegata o del controllo congiunto su una joint venture, il Gruppo valuta e rileva la partecipazione residua al fair value. La differenza tra il valore di carico della partecipazione alla data di perdita dell’influenza notevole o del controllo congiunto e il fair value della partecipazione residua e dei corrispettivi ricevuti è rilevata nel conto economico.

c) Classificazione corrente / non corrente

Le attività e passività nel bilancio del Gruppo sono classificate secondo il criterio corrente/non corrente.

Un’attività è corrente quando:

- si suppone che sia realizzata, oppure è posseduta per la vendita o il consumo, nel normale svolgimento del ciclo operativo;
- è detenuta principalmente con la finalità di negoziarla;
- si suppone che sia realizzata entro dodici mesi dalla data di chiusura dell’esercizio; o
- è costituita da disponibilità liquide o mezzi equivalenti a meno che non sia vietato scambiarla o utilizzarla per estinguere una passività per almeno dodici mesi dalla data di chiusura dell’esercizio.

Una passività è corrente quando:

- è previsto che si estingua nel suo normale ciclo operativo;
- è detenuta principalmente con la finalità di negoziarla;
- deve essere estinta entro dodici mesi dalla data di chiusura dell’esercizio; o
- l’entità non ha un diritto incondizionato a differire il regolamento della passività per almeno dodici mesi dalla data di chiusura dell’esercizio.

Attività e passività per imposte anticipate e differite sono classificate tra le attività e le passività non correnti.

d) Valutazione del fair value

Il Gruppo valuta gli strumenti finanziari quali i derivati e i contratti a termine di trading su commodity, al fair value ad ogni chiusura di bilancio. Sono di seguito riepilogate le note relative al fair value degli strumenti finanziari e quelle in cui viene presentata informativa sui fair value:

- Tecniche di valutazione, valutazioni discrezionali e stime contabili significative: Nota 3 [Valutazioni discrezionali e stime contabili significative](#);
- Informativa quantitativa sulla gerarchia di valutazione del fair value: Nota 10.5.5 [Strumenti finanziari e valutazioni al fair value](#);
- Strumenti finanziari (compresi quelli valutati al costo ammortizzato): Nota 10.5.5 [Strumenti finanziari e valutazioni al fair value](#).

Il fair value è il prezzo che si percepirebbe per la vendita di un’attività, o che si pagherebbe per il trasferimento di una passività, in una regolare operazione tra operatori di mercato alla data di valutazione. Una valutazione del fair value suppone che l’operazione di vendita dell’attività o di trasferimento della passività abbia luogo:

- nel mercato principale dell’attività o passività;
oppure
- in assenza di un mercato principale, nel mercato più vantaggioso per l’attività o passività.

Il mercato principale o il mercato più vantaggioso devono essere accessibili per il Gruppo.

Il fair value di un'attività o passività è valutato adottando le assunzioni che gli operatori di mercato utilizzerebbero nella determinazione del prezzo dell'attività o passività, presumendo che gli stessi agiscano per soddisfare nel modo migliore il proprio interesse economico.

Una valutazione del fair value di un'attività non finanziaria considera la capacità di un operatore di mercato di generare benefici economici impiegando l'attività nel suo massimo e migliore utilizzo o vendendola a un altro operatore di mercato che la impiegherebbe nel suo massimo e miglior utilizzo.

Il Gruppo utilizza tecniche di valutazione che sono adatte alle circostanze e per le quali vi sono sufficienti dati disponibili per valutare il fair value, massimizzando l'utilizzo di input osservabili rilevanti e minimizzando l'uso di input non osservabili.

Tutte le attività e passività per le quali il fair value viene valutato o esposto in bilancio sono categorizzate in base alla gerarchia del fair value, come di seguito descritta:

- Livello 1 - i prezzi quotati (non rettificati) in mercati attivi per attività o passività identiche a cui l'entità può accedere alla data di valutazione;
- Livello 2 - Input diversi dai prezzi quotati inclusi nel Livello 1, osservabili direttamente o indirettamente per l'attività o per la passività;
- Livello 3 - tecniche di valutazione per le quali i dati di input non sono osservabili per l'attività o per la passività.

La valutazione del fair value è classificata interamente nello stesso livello della gerarchia del fair value in cui è classificato l'input di più basso livello di gerarchia utilizzato per la valutazione.

Per le attività e passività rilevate nel bilancio al fair value su base ricorrente, il Gruppo determina se siano intervenuti dei trasferimenti tra i livelli della gerarchia rivedendo la categorizzazione (basata sull'input di livello più basso, che è significativo ai fini della valutazione del fair value nella sua interezza) ad ogni chiusura di bilancio. Il Gruppo determina i criteri e le procedure sia per le valutazioni del fair value ricorrenti, quali i derivati e i contratti a termine di trading su commodity, sia per le valutazioni non ricorrenti, quali le attività cessate destinate alla vendita.

Ai fini dell'informativa relativa al fair value, il Gruppo determina le classi di attività e passività sulla base della natura, caratteristiche e rischi dell'attività o della passività ed il livello della gerarchia del fair value come precedentemente illustrato.

e) Ricavi da cessioni di beni e servizi

Il Gruppo ESTRA opera principalmente nei settori della vendita gas ed energia elettrica e nel settore della distribuzione gas.

Il Gruppo considera se ci sono altre promesse nel contratto che rappresentano obbligazioni di fare sulle quali una parte del corrispettivo della transazione deve essere allocato (ad esempio garanzie, piani fedeltà alla clientela). Nel determinare il prezzo della transazione di vendita, il Gruppo considera gli effetti derivanti dalla presenza di corrispettivo variabile, di componenti di finanziamento significative, di corrispettivi non monetari e di corrispettivi da pagare al cliente (se presenti).

Se il corrispettivo promesso nel contratto include un importo variabile, il Gruppo stima l'importo del corrispettivo al quale avrà diritto in cambio al trasferimento dei beni al cliente.

Il corrispettivo variabile è stimato al momento della stipula del contratto e non ne è possibile la rilevazione fino a quando non sia altamente probabile che quando successivamente sarà risolta l'incertezza associata al corrispettivo variabile, non si debba rilevare una significativa rettifica in diminuzione all'importo dei ricavi cumulati che sono stati contabilizzati.

Al fine di riconoscere i ricavi devono essere rispettati anche i seguenti criteri specifici di rilevazione:

1. Vendita di beni

Il ricavo è riconosciuto quando l'impresa ha trasferito all'acquirente il controllo del bene, generalmente alla data di consegna dei beni.

I ricavi per la vendita di energia elettrica e gas sono riconosciuti e contabilizzati al momento dell'erogazione della fornitura, rilevata in base ai prefissati calendari di lettura del consumo, e a fine esercizio comprendono la stima per la fornitura di gas e energia elettrica erogati ai clienti finali e non ancora fatturati al 31 dicembre. I ricavi per vendita di energia elettrica e gas sono riconosciuti e contabilizzati al momento dell'erogazione e comprendono lo stanziamento per erogazioni effettuate, ma non ancora fatturate.

2. Prestazione di servizi

I ricavi per la distribuzione sono riconosciuti sulla base delle tariffe riconosciute dall'ARERA, e sono oggetto di perequazioni a fine esercizio per riflettere secondo il criterio della competenza la retribuzione riconosciuta dall'Autorità a fronte degli investimenti effettuati.

I ricavi per prestazioni di servizi sono riconosciuti sulla base dell'avvenuta prestazione, in accordo con i relativi contratti.

3. Ricavi derivanti da attività di trading

I ricavi derivanti da attività di trading di gas naturale sono rilevati secondo le seguenti tipologie:

- I ricavi derivanti da operazioni di trading che soddisfano la cosiddetta "own use exemption", sono rilevati al momento dell'erogazione ed esposti separatamente dai costi di acquisto gas relativi;
- I ricavi derivanti da operazioni di trading che non soddisfano la cosiddetta "own use exemption" ma che prevedono la consegna fisica del gas naturale venduto. In tali circostanze il Gruppo ottiene il controllo del gas solo temporaneamente e strumentalmente alla conclusione di contratti. Le operazioni sono poste in essere con controparti diverse, verso le quali si mantiene un distinto rischio di credito. Peraltro, il corrispettivo riconosciuto al Gruppo in questi contratti è determinato al fine di massimizzare il margine derivante all'operazione nel suo complesso. Tali ricavi vengono contabilizzati al netto dei relativi costi d'acquisto nella voce di conto economico "Consumi di materie prime, sussidiarie e merci" con informativa separata in nota integrativa.

Gli impegni in vendita e in acquisto in essere alla data di reporting, per i quali la consegna del gas fisico non è ancora avvenuto, sono inoltre valorizzati al "fair value through profit & loss" (FVTPL) in conformità allo IFRS 9, ed esposti nel conto economico nella voce denominata "Consumi di materie prime, sussidiarie e merci" con informativa separata in nota integrativa". Si veda in tal senso anche la nota n) strumenti derivati.

4. Attività contrattuali

L'attività da contratto rappresenta il diritto dell'entità ad ottenere il corrispettivo pattuito a fronte del trasferimento del controllo dei beni o servizi al cliente.

Se il Gruppo adempie l'obbligazione trasferendo beni o servizi al cliente prima che quest'ultimo paghi il corrispettivo o prima che il pagamento sia dovuto, l'entità deve iscrivere un'attività derivante da contratto, ad esclusione degli importi presentati come crediti.

5. Crediti commerciali

Un credito rappresenta per il Gruppo il diritto incondizionato a ricevere il corrispettivo (vale a dire, è necessario solo che decorra il tempo affinché si ottenga il pagamento del corrispettivo). Si rimanda al paragrafo dei principi nella sezione p) Strumenti finanziari – rilevazione iniziale e successiva valutazione.

6. Passività contrattuali

La passività contrattuale è un'obbligazione a trasferire al cliente beni o servizi per i quali il Gruppo ha già ricevuto il corrispettivo (o per i quali una quota del corrispettivo è dovuto). Se il cliente paga il corrispettivo prima che il Gruppo gli abbia trasferito il controllo dei beni o servizi, la passività derivante da contratto è rilevata quando il pagamento viene effettuato o (se precedente) quando è dovuto. Le passività derivanti da contratto sono rilevate come ricavi quando il Gruppo soddisfa le obbligazioni di fare nel relativo contratto.

7. Costi per l'ottenimento di un contratto

Il Gruppo paga delle commissioni per l'acquisizione di contratti tramite canali di vendita indiretta. L'IFRS 15 richiede che vengano soddisfatti determinati criteri per rilevare tra le attività i costi incrementali per l'ottenimento di un contratto e dei costi sostenuti per dare esecuzione al contratto con il cliente. Eventuali costi per l'ottenimento di contratti capitalizzati devono essere ammortizzati su base sistematica coerentemente con il trasferimento da parte dell'entità dei beni o servizi al cliente. I costi incrementali per l'ottenimento di un contratto e costi per dare esecuzione al contratto sono rilevati come attività secondo IFRS 15 e sono separatamente indicati i saldi di chiusura delle attività e l'importo degli ammortamenti e delle eventuali perdite per riduzione di valore rilevate nell'esercizio. Tuttavia, l'IFRS 15 non si esprime circa la classificazione di tale attività e il relativo ammortamento. In assenza di un principio che si occupa specificamente della classificazione e presentazione dei costi per l'ottenimento del contratto, il Gruppo ha considerato i principi generali dello IAS 8 per selezionare un trattamento contabile appropriato. Nello sviluppo di tale principio i costi incrementali per l'ottenimento di un contratto e i costi sostenuti per dare esecuzione al contratto, devono essere considerati separatamente ai fini della presentazione in bilancio.

Il Gruppo ha scelto una classe distinta di attività immateriali nel prospetto della situazione patrimoniale-finanziaria e il relativo ammortamento nella stessa voce relativa all'ammortamento delle attività immateriali rientranti nell'ambito di applicazione dello IAS 38 - Attività immateriali.

f) Interessi attivi

Per tutti gli strumenti finanziari valutati al costo ammortizzato e le attività finanziarie fruttifere classificate come disponibili per la vendita, gli interessi attivi sono rilevati utilizzando il tasso di interesse effettivo (TIE), che è il tasso che precisamente attualizza gli incassi futuri, stimati lungo la vita attesa dello strumento finanziario o su un periodo più breve, quando necessario, rispetto al valore netto contabile dell'attività finanziaria. Gli interessi attivi sono classificati tra i proventi finanziari nel prospetto di Conto Economico.

g) Dividendi

I dividendi sono rilevati quando sorge il diritto del Gruppo a ricevere il pagamento, che in genere corrisponde al momento in cui l'Assemblea degli azionisti ne approva la distribuzione.

h) Contributi pubblici

I contributi pubblici sono rilevati quando sussiste la ragionevole certezza che tali contributi saranno effettivamente ricevuti, e che tutte le condizioni ad essi riferiti siano soddisfatte. I contributi correlati a componenti di costo sono rilevati come ricavi, ripartiti sistematicamente tra gli esercizi, in modo da essere commisurati al riconoscimento dei costi che si intendono compensare. Il contributo correlato ad una attività viene riconosciuto come ricavo, rilevato in quote costanti lungo la vita utile attesa dell'attività di riferimento.

Laddove il Gruppo riceva un contributo non monetario, l'attività ed il relativo contributo sono rilevati al valore nominale e rilasciati nel conto economico in quote costanti, lungo la vita utile attesa dell'attività di riferimento.

i) Imposte sul reddito

i) Imposte correnti

Le imposte correnti attive e passive dell'esercizio sono valutate per l'importo che ci si attende di recuperare o corrispondere alle autorità fiscali. Le aliquote e la normativa fiscale utilizzate per calcolare l'importo sono quelle emanate, o sostanzialmente in vigore, alla data di chiusura di bilancio.

Le imposte correnti relative ad elementi rilevati direttamente a patrimonio netto sono rilevate anch'esse a patrimonio netto e non nel prospetto di Conto Economico. La Direzione aziendale periodicamente valuta la posizione assunta nella dichiarazione dei redditi nei casi in cui le norme fiscali siano soggette ad interpretazioni e, ove appropriato, provvede a stanziare degli accantonamenti.

ii) Imposte differite

Le imposte differite sono calcolate applicando il cosiddetto "liability method" alle differenze temporanee alla data di bilancio tra i valori fiscali delle attività e delle passività e i corrispondenti valori di bilancio.

Le imposte differite passive sono rilevate su tutte le differenze temporanee tassabili, con le seguenti eccezioni:

- le imposte differite passive derivano dalla rilevazione iniziale dell'avviamento o di un'attività o passività in una transazione che non rappresenta un'aggregazione aziendale e, al tempo della transazione stessa, non influenza né il risultato di bilancio né il risultato fiscale;
- il riversamento delle differenze temporanee imponibili, associate a partecipazioni in società controllate, collegate e joint venture, può essere controllato, ed è probabile che esso non si verifichi nel prevedibile futuro.

Le imposte differite attive sono rilevate a fronte di tutte le differenze temporanee deducibili, dei crediti e delle perdite fiscali non utilizzate e riportabili a nuovo, nella misura in cui sia probabile che saranno disponibili sufficienti imponibili fiscali futuri, che possano consentire l'utilizzo delle differenze temporanee deducibili e dei crediti e delle perdite fiscali riportati a nuovo, eccetto i casi in cui:

- l'imposta differita attiva collegata alle differenze temporanee deducibili deriva dalla rilevazione iniziale di un'attività o passività in una transazione che non rappresenta un'aggregazione aziendale e, al tempo della transazione stessa, non influisce né sul risultato di bilancio, né sul risultato fiscale;
- nel caso di differenze temporanee deducibili associate a partecipazioni in società controllate, collegate e joint venture, le imposte differite attive sono rilevate solo nella misura in cui sia probabile che esse si riverseranno nel futuro prevedibile e che vi saranno sufficienti imponibili fiscali a fronte che consentano il recupero di tali differenze temporanee.

Le imposte differite attive e passive sono misurate in base alle aliquote fiscali che si attende saranno applicate nell'esercizio in cui tali attività si realizzeranno o tali passività si estingueranno, considerando le aliquote in vigore e quelle già emanate, o sostanzialmente in vigore, alla data di bilancio.

Le imposte differite relative ad elementi rilevati al di fuori del conto economico sono anch'esse rilevate al di fuori del conto economico e, quindi, nel patrimonio netto o nel conto economico complessivo, coerentemente con l'elemento cui si riferiscono.

Imposte differite attive e imposte differite passive sono compensate laddove esista un diritto legale che consente di compensare imposte correnti attive e imposte correnti passive, e le imposte differite facciano riferimento allo stesso soggetto contribuente e alla stessa autorità fiscale.

I benefici fiscali acquisiti a seguito di un'aggregazione aziendale, ma che non soddisfano i criteri per la rilevazione separata alla data di acquisizione, sono eventualmente riconosciuti successivamente, nel momento in cui si ottengono nuove informazioni sui cambiamenti dei fatti e delle circostanze. L'aggiustamento è riconosciuto a riduzione dell'avviamento (fino a concorrenza del valore dell'avviamento), nel caso in cui sia rilevato durante il periodo di misurazione, ovvero nel conto economico, se rilevato successivamente.

iii) Incertezza sui trattamenti ai fini dell'imposta sul reddito

Nella definizione di incertezza viene considerato se un dato trattamento fiscale risulterà accettabile per l'Autorità fiscale. Se si ritiene che sia probabile che l'autorità fiscale accetti il trattamento fiscale (con il termine probabile

inteso come “più probabile che non”), allora il Gruppo rileva e valuta le proprie imposte correnti o differite attive e passive applicando le disposizioni dello IAS 12.

Di converso, se vi è incertezza sui trattamenti ai fini dell'imposta sul reddito, il Gruppo riflette l'effetto di tale incertezza avvalendosi del metodo che meglio prevede la risoluzione del trattamento fiscale incerto. Il Gruppo decide se prendere in considerazione ciascun trattamento fiscale incerto separatamente o congiuntamente a uno o più trattamenti fiscali incerti, scegliendo l'approccio che meglio prevede la soluzione dell'incertezza. Nel valutare se e in che modo l'incertezza incide sul trattamento fiscale, il Gruppo ipotizza che l'Autorità fiscale accetti o meno un trattamento fiscale incerto presumendo che la stessa, in fase di verifica, controllerà gli importi che ha il diritto di esaminare e che sarà a completa conoscenza di tutte le relative informazioni. Quando conclude che è non è probabile che l'autorità fiscale accetti un trattamento fiscale incerto, il Gruppo riflette l'effetto dell'incertezza nel determinare le imposte correnti e differite, usando il metodo del valore atteso o dell'importo più probabile, a seconda di quale metodo meglio prevede la soluzione dell'incertezza.

Il Gruppo effettua un significativo ricorso al giudizio professionale nell'identificare le incertezze sui trattamenti ai fini delle imposte sul reddito e riesamina i giudizi e le stime effettuate in presenza di un cambiamento dei fatti e delle circostanze che modifichino le sue previsioni sull'accettabilità di un determinato trattamento fiscale oppure le stime effettuate sugli effetti dell'incertezza, o entrambi.

Poiché le posizioni fiscali incerte si riferiscono alla definizione di imposte sul reddito, il Gruppo espone le attività/passività fiscali incerte come imposte correnti o imposte differite.

j) Imposte indirette

I costi, i ricavi, le attività e le passività sono rilevati al netto delle imposte indirette, quali l'imposta sul valore aggiunto, con le seguenti eccezioni:

- l'imposta applicata all'acquisto di beni o servizi è indetraibile; in tal caso essa è rilevata come parte del costo di acquisto dell'attività o parte del costo rilevato nel conto economico;
- i crediti e i debiti commerciali includono l'imposta indiretta applicabile.

L'ammontare netto delle imposte indirette da recuperare o da pagare all'Erario è incluso nel bilancio tra i crediti ovvero tra i debiti.

k) Attività non correnti destinate alla dismissione, gruppi in dismissione e attività operative cessate

Le attività non correnti destinate alla dismissione, i gruppi in dismissione e le attività operative cessate il cui valore contabile sarà recuperato principalmente attraverso la vendita piuttosto che attraverso l'utilizzo continuativo, sono valutate al minore tra il loro valore netto contabile e il fair value al netto dei costi di vendita. In particolare, per gruppo in dismissione (disposal group) si intende un insieme di attività e passività direttamente correlate destinate alla dismissione nell'ambito di un'unica operazione. Le attività operative cessate (discontinued operations) sono, invece, costituite da una significativa componente del gruppo, quale ad esempio un importante ramo autonomo di attività o area geografica di attività o una controllata acquisita esclusivamente in funzione di una rivendita. In conformità agli IFRS, i dati relativi alle attività non correnti destinate alla dismissione, i gruppi in dismissione e le attività operative cessate vengono presentati in due specifiche voci della Situazione patrimoniale-finanziaria: attività destinate alla vendita e passività direttamente associate ad attività destinate alla vendita.

Le attività non correnti destinate alla vendita non sono oggetto di ammortamento e sono valutate al minore tra il valore di iscrizione e il relativo fair value, ridotto degli oneri di vendita; l'eventuale differenza tra il valore di iscrizione e il fair value ridotto degli oneri di vendita è imputata a Conto economico come svalutazione.

Con esclusivo riferimento alle attività operative cessate, i risultati economici netti da esse conseguite nelle more del processo di dismissione, le plusvalenze/minusvalenze derivanti dalla dismissione stessa e i corrispondenti dati comparativi dell'esercizio/periodo precedente vengono presentati in una specifica voce del Conto economico: utile (perdita) netto da attività cessate/destinate ad essere cedute.

l) Distribuzione di dividendi e distribuzione di attività diverse dalle disponibilità liquide

La Società rileva una passività a fronte della distribuzione ai suoi azionisti di disponibilità liquide o di attività diverse dalle disponibilità liquide quando la distribuzione è adeguatamente autorizzata e non è più a discrezione della società. In base al diritto societario vigente in Italia, una distribuzione è autorizzata quando è approvata dagli azionisti. L'ammontare corrispondente è rilevato direttamente nel patrimonio netto.

Le distribuzioni di attività diverse dalle disponibilità liquide, che non si riferiscono alla distribuzione di un asset non monetario controllato dagli stessi soggetti prima e dopo la distribuzione, sono valutate al fair value delle attività da distribuire; le rideterminazioni del fair value sono rilevate direttamente nel patrimonio netto.

Nel momento in cui si procede al regolamento del dividendo pagabile, l'eventuale differenza tra il valore contabile delle attività distribuite e il valore contabile del dividendo pagabile viene rilevata nel prospetto di conto economico.

m) Attività materiali

Le attività materiali sono rilevate al costo di acquisto o di produzione comprensivo degli oneri accessori, oppure al valore basato su perizie di stima del patrimonio aziendale, nel caso di acquisizione di aziende, al netto del relativo fondo di ammortamento e di eventuali perdite di valore. Nel costo di produzione sono compresi i costi diretti e indiretti per la quota ragionevolmente imputabile al bene (ad esempio: costi di personale, trasporti, dazi doganali, spese per la preparazione del luogo di installazione, costi di collaudo, spese notarili e catastali).

Tale costo include i costi per la sostituzione di parte di macchinari e impianti nel momento in cui sono sostenuti, se conformi ai criteri di rilevazione. Laddove sia necessaria la sostituzione periodica di parti significative di impianti e macchinari, il Gruppo li ammortizza separatamente in base alla specifica vita utile. Allo stesso modo, in occasione di revisioni importanti, il costo è incluso nel valore contabile dell'impianto o del macchinario come nel caso della sostituzione, laddove sia soddisfatto il criterio per la rilevazione. Tutti gli altri costi di riparazione e manutenzione sono rilevati nel conto economico quando sostenuti. Il valore attuale del costo di smantellamento e rimozione del bene al termine del suo utilizzo è incluso nel costo del bene, se sono soddisfatti i criteri di rilevazione per un accantonamento.

Il valore contabile delle immobilizzazioni materiali è sottoposto a verifica per rilevarne eventuali perdite di valore, in particolare quando eventi o cambiamenti di situazione indicano che il valore di carico non può essere recuperato (per i dettagli si veda nota "Perdite di valore di attività non correnti").

L'ammortamento ha inizio quando le attività sono disponibili all'uso. Le immobilizzazioni in corso comprendono i costi relativi a immobilizzazioni materiali non ancora disponibili all'uso. Le immobilizzazioni materiali sono sistematicamente ammortizzate in ogni esercizio sulla base di aliquote economico-tecniche ritenute rappresentative della residua possibilità di utilizzo dei cespiti.

Di seguito sono riportate le tabelle con aliquote di ammortamento di cui si è tenuto conto per l'ammortamento dei beni.

Relativamente alla distribuzione gas:

Categoria	Periodo di ammortamento
Terreni	non soggetti ad ammortamento
Fabbricati industriali	50 anni
Reti urbane e allacciamenti	50 anni
Allacciamenti	40 anni
Cabine	10 anni
Serbatoi e Impianti di stoccaggio	10 anni
Impianti per teleoperazioni	10 anni
Apparecchi di misura	10 anni

Relativamente agli altri specifici settori di attività del Gruppo:

Categoria	Periodo di ammortamento
Calore – Rete di teleriscaldamento	30 anni
Calore – Centrali Termoelettriche	25 anni
Calore – Impianti gestione in concessione	7-9 anni (durata del contratto)
Telefonia – Cavidotti	40 anni
Telefonia - Cavi ottici e di rame	20 anni
Telefonia - Apparat di nodo SDH, networking, accesso e video sorveglianza	8 anni
Telefonia – Hardware e telefoni mobili	5 anni
Energie rinnovabili – Impianti fotovoltaici	20 anni
Selezione rifiuti – Impianto	25 anni

Relativamente alle restanti categorie di cespiti, le aliquote di ammortamento applicate sono le seguenti:

Categoria	Periodo di ammortamento
Costruzioni leggere	10 anni
Macchine elettroniche	5 anni
Mobili	8 anni
Attrezzature	10 anni
Automezzi di trasporto	5 anni
Autoveicoli	4 anni

Il valore contabile di un elemento di immobili, impianti e macchinari ed ogni componente significativo inizialmente rilevato vengono eliminati al momento della dismissione (cioè alla data in cui l'acquirente ne ottiene il controllo) o quando non ci si attende alcun beneficio economico futuro dal loro utilizzo o dismissione. L'utile/perdita che emerge al momento dell'eliminazione contabile dell'attività (calcolato come differenza tra il valore contabile dell'attività ed il corrispettivo netto) è rilevato a conto economico.

I valori residui, le vite utili ed i metodi di ammortamento di immobili, impianti e macchinari sono rivisti ad ogni chiusura di esercizio e, ove appropriato, corretti prospetticamente.

n) Leasing

Il Gruppo valuta all'atto della sottoscrizione di un contratto se è, o contiene, un leasing. In altri termini, se il contratto conferisce il diritto di controllare l'uso di un bene identificato per un periodo di tempo in cambio di un corrispettivo.

Il Gruppo opera solo in veste di locatario, adottando un unico modello di riconoscimento e misurazione per tutti i leasing, eccetto per i leasing di breve termine ed i leasing di beni di modico valore. Il Gruppo riconosce le passività relative ai pagamenti del leasing e l'attività per diritto d'uso che rappresenta il diritto ad utilizzare il bene sottostante il contratto.

Attività per diritto d'uso

Il Gruppo riconosce le attività per il diritto d'uso alla data di inizio del leasing (cioè la data in cui l'attività sottostante è disponibile per l'uso). Le attività per il diritto d'uso sono misurate al costo, al netto degli ammortamenti accumulati e delle perdite di valore, e rettificati per qualsiasi rimisurazione delle passività di leasing. Il costo delle attività per il diritto d'uso comprende l'ammontare delle passività di leasing rilevate, i costi diretti iniziali sostenuti e i pagamenti di leasing effettuati alla data di decorrenza o prima dell'inizio al netto di tutti gli eventuali incentivi ricevuti. Le attività per diritto d'uso sono ammortizzate in quote costanti dalla data di decorrenza alla fine della vita utile dell'attività consistente nel diritto di utilizzo o, se anteriore, al termine della durata del leasing.

Se il leasing trasferisce la proprietà dell'attività sottostante al locatario al termine della durata del leasing o se il costo dell'attività consistente nel diritto di utilizzo riflette il fatto che il locatario eserciterà l'opzione di acquisto, il locatario deve ammortizzare l'attività consistente nel diritto d'uso dalla data di decorrenza fino alla fine della vita utile dell'attività sottostante.

Le attività per il diritto d'uso sono soggette a Impairment. Si rinvia a quanto indicato nella sezione “Perdita di valore di attività non finanziarie”.

Passività legate al leasing

Alla data di decorrenza del leasing, il Gruppo rileva le passività di leasing misurandole al valore attuale dei pagamenti dovuti per il leasing non versati a tale data. I pagamenti dovuti includono i pagamenti fissi (compresi i pagamenti fissi nella sostanza) al netto di eventuali incentivi al leasing da ricevere, i pagamenti variabili di leasing che dipendono da un indice o un tasso, e gli importi che si prevede dovranno essere pagati a titolo di garanzie del valore residuo. I pagamenti del leasing includono anche il prezzo di esercizio di un'opzione di acquisto se si è ragionevolmente certi che tale opzione sarà esercitata dal Gruppo e i pagamenti di penalità di risoluzione del leasing, se la durata del leasing tiene conto dell'esercizio da parte del Gruppo dell'opzione di risoluzione del leasing stesso.

I pagamenti di leasing variabili che non dipendono da un indice o da un tasso vengono rilevati come costi nel periodo (salvo che non siano stati sostenuti per la produzione di rimanenze) in cui si verifica l'evento o la condizione che ha generato il pagamento.

o) Oneri finanziari

Gli oneri finanziari direttamente imputabili all'acquisizione, alla costruzione o alla produzione di un bene che richiede un periodo abbastanza lungo prima di essere disponibile all'uso, sono capitalizzati sul costo del bene stesso. Tutti gli altri oneri finanziari sono rilevati tra i costi di competenza dell'esercizio in cui sono sostenuti. Gli oneri finanziari sono costituiti dagli interessi e dagli altri costi che un'entità sostiene in relazione all'ottenimento di finanziamenti.

p) Attività immateriali

Le attività immateriali acquisite separatamente sono inizialmente rilevate al costo, mentre quelle acquisite attraverso operazioni di aggregazione aziendale sono iscritte al fair value alla data di acquisizione. Dopo la rilevazione iniziale, le attività immateriali sono iscritte al costo al netto dell'ammortamento cumulato e di eventuali perdite di valore. Le attività immateriali prodotte internamente, ad eccezione dei costi di sviluppo, non sono capitalizzate e si rilevano nel conto economico dell'esercizio in cui sono state sostenute.

La vita utile delle attività immateriali è valutata come definita o indefinita.

Le attività immateriali con vita utile definita sono ammortizzate lungo la loro vita utile e sono sottoposte alla verifica di congruità del valore ogni volta che vi siano indicazioni di una possibile perdita di valore. Il periodo di ammortamento ed il metodo di ammortamento di un'attività immateriale a vita utile definita è riconsiderato almeno alla fine di ciascun esercizio. I cambiamenti nella vita utile attesa o delle modalità con cui i benefici economici futuri legati all'attività si realizzeranno sono rilevati attraverso il cambiamento del periodo o del metodo di ammortamento, a seconda dei casi, e sono considerati cambiamenti di stime contabili. Le quote di ammortamento delle attività immateriali a vita utile definita sono rilevate nel prospetto di Conto Economico nella categoria di costo coerente con la funzione dell'attività immateriale.

Le attività immateriali con vita utile indefinita non sono ammortizzate, ma sono sottoposte annualmente alla verifica di perdita di valore, sia a livello individuale sia a livello di unità generatrice di flussi di cassa. La valutazione della vita utile indefinita è rivista annualmente per determinare se tale attribuzione continua ad essere sostenibile, altrimenti, il cambiamento da vita utile indefinita a vita utile definita si applica su base prospettica.

Gli utili o le perdite derivanti dall'eliminazione di un'attività immateriale sono misurati dalla differenza tra il ricavo netto della dismissione (alla data in cui l'acquirente ne ottiene il controllo) e il valore contabile dell'attività immateriale, e sono rilevate nel prospetto di Conto Economico nell'esercizio in cui avviene l'eliminazione.

Gli utili o le perdite derivanti dall'alienazione di un'attività immateriale sono determinati come differenza tra il valore di dismissione e il valore di carico del bene e sono rilevati a conto economico al momento in cui sono trasferiti all'acquirente i rischi e i benefici connessi alla proprietà del bene.

Brevetti e licenze

Sono rappresentativi di attività identificabili, individuabili ed in grado di generare benefici economici futuri sotto il controllo dell'impresa; tali diritti sono ammortizzati lungo le relative vite utili.

Accordi per servizi in concessione

L'IFRIC 12 dispone che in presenza di determinate caratteristiche dell'atto di concessione, le infrastrutture asservite all'erogazione di servizi pubblici in concessione siano iscritte come attività immateriali e/o nelle attività finanziarie a seconda se rispettivamente il concessionario abbia diritto a un corrispettivo da parte del cliente per il servizio fornito e/o abbia diritto a riceverlo dall'ente pubblico concedente.

I rapporti di concessione in essere con gli enti concedenti e relativi alle attività di distribuzione del gas del Gruppo, come previsto dall'interpretazione IFRIC 12, sono contabilizzate applicando il "modello dell'attività immateriale" in quanto si è ritenuto che i rapporti concessori sottostanti non garantissero l'esistenza di un diritto incondizionato a favore del concessionario a ricevere denaro, o altre attività finanziarie.

Visto che gran parte dei lavori sono appaltati esternamente e che sulle attività di costruzione svolte internamente non è individuabile separatamente il margine di commessa dai benefici riconosciuti nella tariffa di remunerazione del servizio, tali infrastrutture sono rilevate sulla base dei costi effettivamente sostenuti, al netto degli eventuali contributi riconosciuti dagli enti e/o dai clienti privati.

Durante la fase di costruzione, il Gruppo rileva una attività da contratto qualora il diritto al corrispettivo in natura sia soggetto a rischi di performance.

Gli ammortamenti sono calcolati in base a quanto stabilito dalle rispettive convenzioni/concessioni, tenuto conto di quanto previsto dalla normativa vigente in materia di concessioni per la distribuzione del gas naturale, ed in particolare: i) in misura costante per il periodo minore tra la vita economico-tecnica dei beni concessi e la durata della concessione medesima, qualora alla scadenza della stessa non venga riconosciuto al gestore uscente alcun valore di indennizzo (Valore di Rimborso, o "VR"); ii) in base alla vita economico-tecnica dei singoli beni, qualora alla scadenza delle concessioni i beni non siano gratuitamente devolvibili.

a) Strumenti finanziari – Rilevazione e valutazione

Uno strumento finanziario è qualsiasi contratto che dà origine ad un'attività finanziaria per un'entità e ad una passività finanziaria o ad uno strumento rappresentativo di capitale per un'altra entità.

b) Attività finanziarie

Rilevazione iniziale e valutazione

Al momento della rilevazione iniziale, le attività finanziarie sono classificate, a seconda dei casi, in base alle successive modalità di misurazione, cioè al costo ammortizzato, al fair value rilevato nel conto economico complessivo OCI e al fair value rilevato nel conto economico.

La classificazione delle attività finanziarie al momento della rilevazione iniziale dipende dalle caratteristiche dei flussi di cassa contrattuali delle attività finanziarie e dal modello di business che il Gruppo usa per la loro gestione. Ad eccezione dei crediti commerciali che non contengono una componente di finanziamento significativa o per i quali il Gruppo ha applicato l'espedito pratico, il Gruppo inizialmente valuta un'attività finanziaria al suo fair value più, nel caso di un'attività finanziaria non al fair value rilevato nel conto economico, i costi di transazione. I crediti commerciali che non contengono una componente di finanziamento significativa o per i quali il Gruppo ha applicato l'espedito pratico sono valutati al prezzo dell'operazione.

Affinché un'attività finanziaria possa essere classificata e valutata al costo ammortizzato o al fair value rilevato in OCI, deve generare flussi finanziari che dipendono solamente dal capitale e dagli interessi sull'importo del capitale da restituire (cosiddetto '*solely payments of principal and interest (SPPI)*'). Questa valutazione è indicata come test SPPI e viene eseguita a livello di strumento. Le attività finanziarie i cui flussi di cassa non soddisfano i requisiti sopra indicati (e.g. SPPI) sono classificati e misurati al fair value rilevato a conto economico.

Il modello di business del Gruppo per la gestione delle attività finanziarie si riferisce al modo in cui gestisce le proprie attività finanziarie al fine di generare flussi finanziari. Il modello aziendale determina se i flussi finanziari deriveranno dalla raccolta di flussi finanziari contrattuali, dalla vendita delle attività finanziarie o da entrambi.

Le attività finanziarie classificate e misurate al costo ammortizzato sono possedute nel quadro di un modello di business il cui obiettivo è il possesso di attività finanziarie finalizzato alla raccolta dei flussi finanziari contrattuali mentre le attività finanziarie che sono classificate e misurate al fair value rilevato in OCI sono possedute nel quadro di un modello di business il cui obiettivo è conseguito sia mediante l'incasso dei flussi finanziari contrattuali che mediante la vendita delle attività finanziarie.

L'acquisto o la vendita di un'attività finanziaria che ne richieda la consegna entro un arco di tempo stabilito generalmente da regolamento o convenzioni del mercato (cd. vendita standardizzata o *regular way trade*) è rilevata alla data di contrattazione, vale a dire la data in cui il Gruppo si è impegnato ad acquistare o vendere l'attività.

Valutazione successiva

Ai fini della valutazione successiva, le attività finanziarie sono classificate in quattro categorie:

- Attività finanziarie al costo ammortizzato (strumenti di debito);
- Attività finanziarie al fair value rilevato nel conto economico complessivo con riclassifica degli utili e perdite cumulate (strumenti di debito);
- Attività finanziarie al fair value rilevato nel conto economico complessivo senza rigiro degli utili e perdite cumulate nel momento dell'eliminazione (strumenti rappresentativi di capitale);
- Attività finanziarie al fair value rilevato a conto economico.

Attività finanziarie al costo ammortizzato (strumenti di debito)

Le attività finanziarie al costo ammortizzato sono successivamente valutate utilizzando il criterio dell'interesse effettivo e sono soggette ad impairment. Gli utili e le perdite sono rilevati a conto economico quando l'attività è eliminata, modificata o rivalutata.

Tra le attività finanziarie al costo ammortizzato del Gruppo sono inclusi i crediti commerciali, un prestito ad una collegata, un prestito ad un amministratore incluso nelle altre attività finanziarie non correnti.

Attività finanziarie al fair value rilevato in OCI (strumenti di debito)

Per le attività da strumenti di debito valutati al fair value rilevato in OCI, gli interessi attivi, le variazioni per differenze cambio e le perdite di valore, insieme alle riprese, sono rilevati a conto economico e sono calcolati allo stesso modo delle attività finanziarie valutate al costo ammortizzato. Le rimanenti variazioni del fair value sono rilevate in OCI. Al momento dell'eliminazione, la variazione cumulativa del fair value rilevata in OCI viene riclassificata nel conto economico.

Le attività da strumenti di debito del Gruppo valutati al fair value rilevato in OCI comprendono gli investimenti in strumenti di debito quotati inclusi nelle altre attività finanziarie non correnti.

Investimenti in strumenti rappresentativi di capitale

All'atto della rilevazione iniziale, il Gruppo può irrevocabilmente scegliere di classificare i propri investimenti azionari come strumenti rappresentativi di capitale rilevati al fair value rilevato in OCI quando soddisfano la definizione di strumenti rappresentativi di capitale ai sensi dello IAS 32 "Strumenti finanziari: Presentazione" e non sono detenuti per la negoziazione. La classificazione è determinata per ogni singolo strumento.

Gli utili e le perdite conseguite su tali attività finanziarie non vengono mai rigirati nel conto economico. I dividendi sono rilevati come altri ricavi nel conto economico quando il diritto al pagamento è stato deliberato, salvo quando il Gruppo beneficia di tali proventi come recupero di parte del costo dell'attività finanziaria, nel qual caso tali utili sono rilevati in OCI. Gli strumenti rappresentativi di capitale iscritti al fair value rilevato in OCI non sono soggetti a impairment test.

Attività finanziarie al fair value rilevato a conto economico

Gli strumenti finanziari al fair value con variazioni rilevate nel conto economico sono iscritti nel prospetto della situazione patrimoniale-finanziaria al fair value e le variazioni nette del fair value rilevate nel prospetto dell'utile/(perdita) d'esercizio.

In questa categoria rientrano gli strumenti derivati e le partecipazioni quotate che il Gruppo non ha scelto irrevocabilmente di classificare al fair value rilevato in OCI. I dividendi su partecipazioni quotate sono rilevati come altri proventi nel prospetto dell'utile/(perdita) d'esercizio quando è stato stabilito il diritto al pagamento.

Il derivato incorporato contenuto in un contratto ibrido non derivato, in una passività finanziaria o in un contratto non finanziario principale, è separato dal contratto principale e contabilizzato come derivato separato, se: le sue caratteristiche economiche ed i rischi ad esso associati non sono strettamente correlati a quelli del contratto principale; uno strumento separato con gli stessi termini del derivato incorporato soddisferebbe la definizione di

derivato; e il contratto ibrido non è valutato al fair value rilevato nel conto economico. I derivati incorporati sono valutati al fair value, con le variazioni di fair value rilevate nel conto economico. Una rideterminazione avviene solo nel caso in cui intervenga un cambiamento dei termini del contratto che modifica significativamente i flussi di cassa altrimenti attesi o una riclassifica di un'attività finanziaria a una categoria diversa dal fair value a conto economico.

Cancellazione

Un'attività finanziaria (o, ove applicabile, parte di un'attività finanziaria o parte di un gruppo di attività finanziarie simili) è cancellata in primo luogo (es. rimossa dal prospetto della situazione patrimoniale-finanziaria del Gruppo) quando:

- i diritti a ricevere flussi finanziari dall'attività sono estinti, o
- il Gruppo ha trasferito ad una terza parte il diritto a ricevere flussi finanziari dall'attività o ha assunto l'obbligo contrattuale di corrisponderli interamente e senza ritardi e (a) ha trasferito sostanzialmente tutti i rischi e benefici della proprietà dell'attività finanziaria, oppure (b) non ha trasferito né trattenuto sostanzialmente tutti i rischi e benefici dell'attività, ma ha trasferito il controllo della stessa.

Nei casi in cui il Gruppo abbia trasferito i diritti a ricevere flussi finanziari da un'attività o abbia siglato un accordo in base al quale mantiene i diritti contrattuali a ricevere i flussi finanziari dell'attività finanziaria, ma assume un'obbligazione contrattuale a pagare i flussi finanziari a uno o più beneficiari (pass-through), esso valuta se e in che misura abbia trattenuto i rischi e i benefici inerenti al possesso. Nel caso in cui non abbia né trasferito né trattenuto sostanzialmente tutti i rischi e benefici o non abbia perso il controllo sulla stessa, l'attività continua ad essere rilevata nel bilancio del Gruppo nella misura del suo coinvolgimento residuo nell'attività stessa. In questo caso, il Gruppo riconosce inoltre una passività associata. L'attività trasferita e la passività associata sono valutate in modo da riflettere i diritti e le obbligazioni che rimangono di pertinenza del Gruppo.

Quando il coinvolgimento residuo dell'entità è una garanzia sull'attività trasferita, il coinvolgimento è misurato sulla base del minore tra l'importo dell'attività e l'importo massimo del corrispettivo ricevuto che l'entità potrebbe dover ripagare.

Perdita di valore

Il Gruppo iscrive una svalutazione per perdite attese (expected credit loss 'ECL') per tutte le attività finanziarie rappresentate da strumenti di debito non detenuti al fair value rilevato a conto economico. Le ECL si basano sulla differenza tra i flussi finanziari contrattuali dovuti in conformità al contratto e tutti i flussi finanziari che il Gruppo si aspetta di ricevere, scontati ad una approssimazione del tasso di interesse effettivo originario. I flussi di cassa attesi includeranno i flussi finanziari derivanti dalla escussione delle garanzie reali detenute o di altre garanzie sul credito che sono parte integrante delle condizioni contrattuali.

Le perdite attese sono rilevate in due fasi. Relativamente alle esposizioni creditizie per le quali non vi è stato un aumento significativo del rischio di credito dalla rilevazione iniziale, bisogna rilevare le perdite su crediti che derivano dalla stima di eventi di default che sono possibili entro i successivi 12 mesi (12-month ECL). Per le esposizioni creditizie per le quali vi è stato un significativo aumento del rischio di credito dalla rilevazione iniziale, bisogna rilevare integralmente le perdite attese che si riferiscono alla residua durata dell'esposizione, a prescindere dal momento in cui l'evento di default si prevede che si verifichi ("Lifetime ECL").

Per i crediti commerciali e le attività derivanti da contratto, il Gruppo applica un approccio semplificato nel calcolo delle perdite attese. Pertanto, il Gruppo non monitora le variazioni del rischio di credito, ma rileva integralmente la perdita attesa a ogni data di riferimento. Il Gruppo ha definito un sistema matriciale basato sulle informazioni storiche, riviste per considerare elementi prospettici con riferimento alle specifiche tipologie di debitori e del loro ambiente economico, come strumento per la determinazione delle perdite attese.

Per le attività rappresentate da strumenti di debito valutate al fair value rilevato in OCI, il Gruppo applica l'approccio semplificato ammesso per le attività a basso rischio di credito. Ad ogni data di riferimento del bilancio, il Gruppo valuta se si ritiene che lo strumento di debito abbia un basso rischio di credito utilizzando tutte le informazioni disponibili che si possono ottenere senza costi o sforzi eccessivi. Nell'effettuare tale valutazione, il Gruppo monitora il merito creditizio dello strumento di debito. Inoltre, il Gruppo assume che vi sia stato un significativo aumento del rischio di credito quando i pagamenti contrattuali sono scaduti da oltre 60 giorni.

Un'attività finanziaria viene eliminata quando non vi è nessuna ragionevole aspettativa di recupero dei flussi finanziari contrattuali.

c) Passività finanziarie

Rilevazione e valutazione iniziale

Le passività finanziarie sono classificate, al momento della rilevazione iniziale, tra le passività finanziarie al fair value rilevato a conto economico, tra i mutui e finanziamenti, o tra i derivati designati come strumenti di copertura. Tutte le passività finanziarie sono rilevate inizialmente al fair value cui si aggiungono, nel caso di mutui, finanziamenti e debiti, i costi di transazione ad essi direttamente attribuibili.

Le passività finanziarie del Gruppo comprendono debiti commerciali e altri debiti, mutui e finanziamenti, inclusi scoperti di conto corrente e strumenti finanziari derivati.

Valutazione successiva

Ai fini della valutazione successiva le passività finanziarie sono classificate in due categorie:

- Passività finanziarie al fair value rilevato a conto economico
- Passività finanziarie al costo ammortizzato (finanziamenti e prestiti)

Passività finanziarie al fair value rilevato a conto economico

Le passività finanziarie al fair value con variazioni rilevate a conto economico comprendono passività detenute per la negoziazione e passività finanziarie rilevate inizialmente al fair value con variazioni rilevate a conto economico.

Le passività detenute per la negoziazione sono tutte quelle assunte con l'intento di estinguerle o trasferirle nel breve termine. Questa categoria include inoltre gli strumenti finanziari derivati sottoscritti dal Gruppo che non sono designati come strumenti di copertura in una relazione di copertura definita dallo IFRS 9. I derivati incorporati, scorporati dal contratto principale, sono classificati come strumenti finanziari detenuti per la negoziazione salvo che non siano designati come strumenti di copertura efficaci.

Gli utili o le perdite sulle passività detenute per la negoziazione sono rilevati nel prospetto dell'utile/(perdita) d'esercizio.

Le passività finanziarie sono designate al fair value con variazioni rilevate a conto economico dalla data di prima iscrizione, solo se i criteri dell'IFRS 9 sono soddisfatti.

Passività finanziarie al costo ammortizzato (finanziamenti e prestiti)

Questa è la categoria maggiormente rilevante per il Gruppo. Dopo la rilevazione iniziale, i finanziamenti sono valutati con il criterio del costo ammortizzato usando il metodo del tasso di interesse effettivo. Gli utili e le perdite sono contabilizzati nel conto economico quando la passività è estinta, oltre che attraverso il processo di ammortamento.

Il costo ammortizzato è calcolato rilevando lo sconto o il premio sull'acquisizione e gli onorari o costi che fanno parte integrante del tasso di interesse effettivo. L'ammortamento al tasso di interesse effettivo è compreso tra gli oneri finanziari nel prospetto dell'utile/(perdita).

Questa categoria generalmente include crediti e finanziamenti fruttiferi di interessi.

Cancellazione

Una passività finanziaria viene cancellata quando l'obbligazione sottostante la passività è estinta, annullata ovvero adempiuta. Laddove una passività finanziaria esistente fosse sostituita da un'altra dello stesso prestatore, a condizioni sostanzialmente diverse, oppure le condizioni di una passività esistente venissero sostanzialmente modificate, tale scambio o modifica viene trattato come una cancellazione contabile della passività originale, accompagnata dalla rilevazione di una nuova passività, con iscrizione nel prospetto dell'utile/(perdita) d'esercizio di eventuali differenze tra i valori contabili.

Compensazione di strumenti finanziari

Un'attività e una passività finanziaria possono essere compensate e il saldo netto esposto nel prospetto della situazione patrimoniale-finanziaria, se esiste un diritto legale attuale a compensare gli importi rilevati

contabilmente e vi sia l'intenzione di estinguere il residuo netto, o realizzare l'attività e contemporaneamente estinguere la passività.

d) Strumenti finanziari derivati e hedge accounting

Rilevazione iniziale e valutazione successiva

Il Gruppo utilizza strumenti finanziari derivati tra i quali: contratti a termine in valuta, swap su tassi di interesse e contratti a termine di acquisto di commodity per coprire rispettivamente, i propri rischi di cambio valutario, i rischi di tasso di interesse e i rischi di prezzo delle commodity. Tali strumenti finanziari derivati sono inizialmente rilevati al fair value alla data in cui il contratto derivato è sottoscritto e, successivamente, sono valutati nuovamente al fair value. I derivati sono contabilizzati come attività finanziarie quando il fair value è positivo e come passività finanziarie quando il fair value è negativo.

Ai fini dell'hedge accounting, le coperture sono di tre tipi:

- copertura di fair value in caso di copertura dell'esposizione contro le variazioni del fair value dell'attività o passività rilevata o impegno irrevocabile non iscritto;
- copertura di flussi finanziari in caso di copertura dell'esposizione contro la variabilità dei flussi finanziari attribuibile a un particolare rischio associato con tutte le attività o passività rilevate o a un'operazione programmata altamente probabile o il rischio di valuta estera su impegno irrevocabile non iscritto;
- copertura di un investimento netto in una gestione estera.

All'avvio di un'operazione di copertura, il Gruppo designa e documenta formalmente il rapporto di copertura, cui intende applicare l'hedge accounting, i propri obiettivi nella gestione del rischio e la strategia perseguita.

La relazione di copertura soddisfa i criteri di ammissibilità per la contabilizzazione delle operazioni di copertura se soddisfa tutti i seguenti requisiti di efficacia della copertura:

- vi è un rapporto economico tra l'elemento coperto e lo strumento di copertura;
- l'effetto del rischio di credito non prevale sulle variazioni di valore risultanti dal suddetto rapporto economico;
- il rapporto di copertura della relazione di copertura è lo stesso di quello risultante dalla quantità dell'elemento coperto che il Gruppo effettivamente copre e dalla quantità dello strumento di copertura che il Gruppo utilizza effettivamente per coprire tale quantità di elemento coperto.

Le operazioni che soddisfano tutti i criteri qualificanti per l'hedge accounting sono contabilizzate come segue:

Coperture di fair value

La variazione del fair value dei derivati di copertura è rilevata nel prospetto dell'utile/(perdita) d'esercizio tra gli altri costi. La variazione del fair value dell'elemento coperto attribuibile al rischio coperto è rilevata come parte del valore di carico dell'elemento coperto ed è inoltre rilevato nel prospetto dell'utile/(perdita) d'esercizio negli altri costi.

Per quanto riguarda le coperture del fair value riferite a elementi contabilizzati secondo il criterio del costo ammortizzato, ogni rettifica del valore contabile è ammortizzata nel prospetto dell'utile/(perdita) d'esercizio lungo il periodo residuo della copertura utilizzando il metodo del tasso di interesse effettivo (TIE). L'ammortamento così determinato può iniziare non appena esiste una rettifica ma non può estendersi oltre la data in cui l'elemento oggetto di copertura cessa di essere rettificato per effetto delle variazioni del fair value attribuibili al rischio oggetto di copertura.

Se l'elemento coperto è cancellato, il fair value non ammortizzato è rilevato immediatamente nel prospetto dell'utile/(perdita) d'esercizio.

Quando un impegno irrevocabile non iscritto è designato come elemento oggetto di copertura, le successive variazioni cumulate del suo fair value attribuibili al rischio coperto sono contabilizzate come attività o passività e i corrispondenti utili o perdite rilevati nel prospetto dell'utile/(perdita) d'esercizio.

Copertura dei flussi di cassa

La porzione di utile o perdita sullo strumento coperto, relativa alla parte di copertura efficace, è rilevata nel prospetto delle altre componenti di conto economico complessivo nella riserva di "cash flow hedge", mentre la parte non efficace è rilevata direttamente nel prospetto dell'utile/(perdita) d'esercizio. La riserva di cash flow

hedge è rettificata al minore tra l'utile o la perdita cumulativa sullo strumento di copertura e la variazione cumulativa del fair value dell'elemento coperto.

Il Gruppo utilizza contratti a termine su valute a copertura della propria esposizione al rischio di cambio relativa sia a transazioni previste sia a impegni già stabiliti; allo stesso modo, utilizza contratti a termine su commodity per coprirsi dalla volatilità dei prezzi delle commodity stesse. La parte non efficace dei contratti a termine su valute è rilevata negli altri costi e la parte non efficace dei contratti a termine su commodity è rilevata tra gli altri costi o proventi operativi.

Il Gruppo designa solo la componente spot dei contratti a termine come strumento di copertura. La componente forward è cumulativamente rilevata in OCI in una voce separata.

Gli importi accumulati tra le altre componenti di conto economico complessivo sono contabilizzati, a seconda della natura della transazione coperta sottostante. Se l'operazione oggetto di copertura comporta successivamente la rilevazione di una componente non finanziaria, l'importo accumulato nel patrimonio netto viene rimosso dalla componente separata del patrimonio netto e incluso nel valore di costo o altro valore di carico dell'attività o passività coperta. Questa non è considerata una riclassifica delle poste rilevate in OCI per il periodo. Ciò vale anche nel caso di operazione programmata coperta di un'attività non finanziaria o di una passività non finanziaria che diventa successivamente un impegno irrevocabile al quale si applica la contabilizzazione delle operazioni di copertura di fair value.

Per qualsiasi altra copertura di flussi finanziari, l'importo accumulato in OCI è riclassificato a conto economico come una rettifica da riclassificazione nello stesso periodo o nei periodi durante i quali i flussi finanziari coperti impattano il conto economico.

Se la contabilizzazione di copertura del flusso di cassa viene interrotta, l'importo accumulato in OCI deve rimanere tale se si prevede che i flussi futuri di cassa coperti si verificheranno. Altrimenti, l'importo dovrà essere immediatamente riclassificato nell'utile/(perdita) dell'esercizio come rettifica da riclassificazione. Dopo la sospensione, una volta che il flusso di cassa coperto si verifica, qualsiasi importo accumulato rimanente in OCI deve essere contabilizzato a seconda della natura della transazione sottostante come precedentemente descritto.

Gli strumenti finanziari di copertura, ad ogni chiusura di bilancio, vengono sottoposti al test di efficacia al fine di verificare se la copertura abbia o meno i requisiti per essere qualificata come copertura efficace ed essere contabilizzata secondo i principi dell'hedge accounting.

Gli strumenti finanziari derivati utilizzati sono valutati a fair value rispetto alla curva forward di mercato della data di riferimento del bilancio, qualora il sottostante del derivato sia negoziato in mercati che presentano quotazioni di prezzo forward ufficiali e liquide. Nel caso in cui il mercato non presenti quotazioni forward, vengono utilizzate curve di prezzo previsionali basate su tecniche di valutazione.

Il Gruppo detiene strumenti finanziari derivati rientranti nelle seguenti categorie:

- Strumenti derivati di copertura finanziaria non correnti, riferibili principalmente a contratti di Interest Rate Swap (IRS) a copertura del rischio di variazione sfavorevole dei tassi di interesse su finanziamenti o piani di leasing a lungo termine. La porzione efficace delle variazioni del fair value dei derivati viene rilevata direttamente a Patrimonio netto in una specifica riserva di patrimonio netto definita "Riserva da cash flow hedge", mentre quella inefficace viene rilevata a Conto economico. Gli importi che sono stati rilevati direttamente nel Patrimonio netto vengono riflessi nel Conto economico complessivo.
- Commodity Swap stipulati con lo scopo di eseguire coperture finanziarie su indici di prezzi per i volumi venduti, al fine di limitare il rischio prezzo derivante da specifiche operazioni di acquisto gas a prezzo fisso e rivendita a prezzo variabile (o viceversa) in tempi diversi. Le variazioni di fair value dei derivati che soddisfano le condizioni richieste dallo IFRS 9 per essere qualificati come di copertura sono rilevate in una specifica riserva di patrimonio netto definita "Riserva da cash flow hedge". Le variazioni di fair value che non soddisfano le condizioni, anche formali, richieste dallo IFRS 9 per essere qualificati come di copertura sono rilevate a Conto economico.
- Contratti a termine su commodity in acquisto o vendita che prevedono la consegna fisica del gas in esercizi successivi. La loro valutazione dipende dalla classificazione dello strumento in una delle seguenti categorie:
 - Contratti forward utilizzati nell'attività di trading gas, rientranti nell'ambito di applicazione dell'IFRS 9 quali "*contracts entered into for trading, speculative and hedging purposes*". Tali strumenti finanziari sono rilevati al fair value alla data di riferimento del bilancio con imputazione degli effetti a Conto economico nella voce "Consumi di materie prime, sussidiarie e merci" con informativa separata in nota integrativa;

- Contratti forward utilizzati nell'attività di commercializzazione gas, non rientranti nell'ambito di applicazione dello IFRS 9 in quanto stipulati ai fini di ottimizzazione del proprio portafoglio di approvvigionamenti e vendite (cosiddetto "own use"). Tali strumenti finanziari sono rilevati al momento della consegna fisica della commodity sottostante.

Ulteriori informazioni sono contenute nel paragrafo della nota integrativa "Obiettivi e criteri di gestione del rischio finanziario - Rischi connessi al prezzo delle commodity".

e) Rimanenze

Le rimanenze sono valutate al minor valore tra il costo di acquisizione o di fabbricazione, comprensivo degli oneri accessori, ed il valore di presunto realizzo desumibile dall'andamento del mercato. La configurazione del costo adottata è quella del costo medio ponderato. Eventuali giacenze a lento rigiro o obsolete sono svalutate in relazione alla loro possibilità di utilizzo o di realizzazione.

Le rimanenze di gas in stoccaggio detenute ai fini dell'attività di trading sono valutate al fair value, misurato rispetto alle quotazioni ufficiali sul mercato di riferimento alla data di valutazione.

f) Titoli ambientali: Certificati Bianchi

Il Gruppo detiene esclusivamente Titoli di Efficienza Energetica ("TEE") per own-use, ossia a fronte del proprio fabbisogno ("Portafoglio Industriale") mentre non detiene quote/certificati con intento di trading ("Portafoglio di trading").

I TEE detenuti per "own-use" ("Portafoglio Industriale") acquisiti per soddisfare il fabbisogno, (determinato in relazione alle obbligazioni maturate a fine esercizio), sono iscritti tra le attività correnti al fair value in base al valore atteso di realizzo.

Inoltre viene stanziato un "Fondo Rischi" valorizzando i TEE ancora da acquistare (per adempiere all'obbligo dell'anno) per la differenza tra il valore del contributo ed il valore di mercato dei TEE. L'accantonamento viene rilevato tra "Altri costi operativi".

Il trattamento contabile secondo IFRS risulta essere il cd. "Net liabilities approach", in base al quale i costi per acquisto TEE sono rilevati tra gli "Altri costi operativi" al momento dell'acquisto, mentre il contributo (ARERA/GSE) relativo ai TEE annullati è rilevato tra gli "Altri ricavi e proventi" al momento dell'effettivo incasso. I TEE presenti in portafoglio alla data di chiusura di bilancio sono valorizzati in base al valore del contributo riconosciuto da ARERA/GSE per l'anno in corso, rilevati in "Altri ricavi e proventi" e "Crediti verso CCSE".

g) Perdita di valore di attività non correnti

Ad ogni chiusura di bilancio il Gruppo valuta l'eventuale esistenza di indicatori di perdita di valore delle attività non correnti. In tal caso, o nei casi in cui è richiesta una verifica annuale sulla perdita di valore, il Gruppo effettua una stima del valore recuperabile. Il valore recuperabile è il maggiore fra il fair value dell'attività o unità generatrice di flussi finanziari, al netto dei costi di vendita, e il suo valore d'uso. Il valore recuperabile viene determinato per singola attività, tranne quando tale attività generi flussi finanziari che non sono ampiamente indipendenti da quelli generati da altre attività o gruppi di attività. Se il valore contabile di un'attività è superiore al suo valore recuperabile, tale attività ha subito una perdita di valore ed è conseguentemente svalutata fino a riportarla al valore recuperabile.

Nel determinare il valore d'uso, il Gruppo sconta al valore attuale i flussi finanziari stimati futuri usando un tasso di sconto, che riflette le valutazioni di mercato del valore attuale del denaro e i rischi specifici dell'attività. Nel determinare il fair value al netto dei costi di vendita si tiene conto di transazioni recenti intervenute sul mercato. Se non è possibile individuare tali transazioni, viene utilizzato un adeguato modello di valutazione.

Il Gruppo basa il proprio test di impairment su budget dettagliati e calcoli previsionali, predisposti separatamente per ogni unità generatrice di flussi di cassa del Gruppo cui sono allocati attività individuali. In tali budget e calcoli previsionali, viene calcolato un tasso di crescita a lungo termine per proiettare i futuri flussi di cassa oltre l'ultimo anno previsto dal piano.

Le perdite di valore di attività in funzionamento sono rilevate nel prospetto di Conto Economico nelle categorie di costo coerenti alla destinazione dell'attività che ha evidenziato la perdita stessa.

Per le attività diverse dall'avviamento, a ogni chiusura di bilancio il Gruppo valuta l'eventuale esistenza di indicazioni del venir meno (o della riduzione) di perdite di valore precedentemente rilevate e, qualora tali indicazioni esistano, stima il valore recuperabile dell'attività o della CGU. Il valore di un'attività precedentemente svalutata può essere ripristinato solo se vi sono stati cambiamenti delle assunzioni su cui si basava il calcolo del valore recuperabile determinato, successivi alla rilevazione dell'ultima perdita di valore. La ripresa di valore non può eccedere il valore di carico che sarebbe stato determinato, al netto degli ammortamenti, nell'ipotesi in cui nessuna perdita di valore fosse stata rilevata in esercizi precedenti.

L'avviamento è sottoposto a verifica di perdita di valore almeno una volta l'anno (al 31 dicembre) e, con maggiore frequenza, quando le circostanze fanno ritenere che il valore di iscrizione potrebbe essere soggetto a perdita di valore.

La perdita di valore dell'avviamento è determinata valutando il valore recuperabile dell'unità generatrice di flussi finanziari (o gruppo di unità generatrice di flussi finanziari) cui l'avviamento è riconducibile. Laddove il valore recuperabile dell'unità generatrice di flussi finanziari fosse minore del valore contabile dell'unità generatrice di flussi finanziari cui l'avviamento è stato allocato, viene rilevata una perdita di valore. L'abbattimento del valore dell'avviamento non può essere ripristinato in esercizi futuri.

h) Disponibilità liquide e depositi a breve termine

Le disponibilità liquide e i mezzi equivalenti comprendono il denaro in cassa e i depositi a vista e a breve termine con scadenza non oltre i tre mesi, che non sono soggetti a rischi significativi legati alla variazione di valore.

Ai fini della rappresentazione nel rendiconto finanziario consolidato, le disponibilità liquide e mezzi equivalenti sono rappresentati dalle disponibilità liquide come definite sopra, al netto degli scoperti bancari in quanto questi sono considerati parte integrante della gestione di liquidità del Gruppo.

i) Fondi rischi e oneri

Gli accantonamenti a fondi per rischi e oneri sono effettuati quando il Gruppo deve far fronte ad un'obbligazione attuale (legale o implicita) risultante da un evento passato, è probabile un'uscita di risorse per far fronte a tale obbligazione ed è possibile effettuare una stima affidabile del suo ammontare. Quando il Gruppo ritiene che un accantonamento a fondo rischi e oneri sarà in parte o del tutto rimborsato (come nel caso di rischi coperti da polizze assicurative), l'indennizzo è rilevato in modo distinto e separato nell'attivo, se, e solo se, esso risulti ragionevolmente certo. In tal caso, il costo dell'eventuale accantonamento è presentato nel prospetto di Conto Economico, al netto dell'ammontare rilevato per l'indennizzo.

Se l'effetto del valore del denaro nel tempo è significativo, gli accantonamenti sono attualizzati utilizzando un tasso di sconto ante imposte che riflette, ove adeguato, i rischi specifici delle passività. Quando la passività viene attualizzata, l'incremento dell'accantonamento dovuto al trascorrere del tempo è rilevato come onere finanziario.

j) Benefici successivi al rapporto di lavoro

Il trattamento di fine rapporto (TFR) e i fondi di quiescenza sono determinati applicando una metodologia di tipo attuariale; l'ammontare dei diritti maturati nell'esercizio dai dipendenti si imputa al Conto economico nella voce costo del lavoro, mentre l'onere finanziario figurativo che l'impresa sosterrebbe se si chiedesse al mercato un finanziamento di importo pari al TFR si imputa tra i proventi (oneri) finanziari netti. Gli utili e le perdite attuariali che riflettono gli effetti derivanti da variazioni delle ipotesi attuariali utilizzate sono rilevati a Conto economico complessivo tenendo conto della rimanente vita lavorativa media dei dipendenti.

Alla luce della Legge Finanziaria del 27 dicembre 2006 n. 296, si è valutato ai fini dello IAS 19 solo la passività relativa al TFR maturato rimasto in azienda, poiché le quote in maturazione vengono versate ad un'entità separata (Forma pensionistica complementare o Fondi INPS). In conseguenza di tali versamenti l'azienda non avrà più obblighi connessi all'attività lavorativa prestata in futuro dal dipendente.

I benefici garantiti ai dipendenti erogati in coincidenza o successivamente alla cessazione del rapporto di lavoro, attraverso programmi a benefici definiti (sconto energia, assistenza sanitaria, altri benefici) o benefici a lungo termine (premio di fedeltà), sono riconosciuti nel periodo di maturazione del diritto.

La passività relativa ai programmi a benefici definiti, al netto delle eventuali attività al servizio del piano, è determinata da attuari indipendenti sulla base di ipotesi attuariali ed è rilevata per competenza coerentemente alle prestazioni di lavoro necessarie per l'ottenimento dei benefici.

2.5 Variazioni ai principi contabili e informativa

Il Gruppo ha applicato per la prima volta alcuni principi o modifiche che sono in vigore dal 1 gennaio 2023. Il Gruppo non ha adottato anticipatamente alcun nuovo principio, interpretazione o modifica emessi ma non ancora in vigore.

Principi o modifiche che sono in vigore dal 1 gennaio 2023

IFRS 17 – Contratti assicurativi

Nel maggio 2017 lo IASB ha emesso l'IFRS 17 Contratti assicurativi, un nuovo principio contabile per i contratti assicurativi che considera la rilevazione e la misurazione, la presentazione e l'informativa. L'IFRS 17 sostituisce l'IFRS 4 Contratti assicurativi emesso nel 2005. L'IFRS 17 si applica a tutti i tipi di contratti assicurativi (ad es. vita, danni, assicurazione diretta e riassicurazione), indipendentemente dal tipo di entità che li emette, così come ad alcune garanzie e strumenti finanziari con caratteristiche di partecipazione discrezionale; sono applicabili alcune eccezioni all'ambito di applicazione. L'obiettivo generale dell'IFRS 17 è quello di fornire un modello contabile per i contratti assicurativi più utile e coerente per gli assicuratori. Contrariamente ai requisiti dell'IFRS 4, che si basano in gran parte sul mantenimento dei precedenti principi contabili locali, l'IFRS 17 fornisce un modello completo per i contratti assicurativi, che copre tutti gli aspetti contabili rilevanti. L'IFRS 17 si basa su un modello generale, integrato da:

- Un adattamento specifico per i contratti con caratteristiche di partecipazione diretta (l'approccio della commissione variabile);
- Un approccio semplificato (l'approccio dell'allocazione del premio) principalmente per i contratti di breve durata.

Le modifiche non hanno avuto alcun impatto sul bilancio consolidato del Gruppo.

Definition of Accounting Estimates – Amendments to IAS 8

Le modifiche allo IAS 8 chiariscono la distinzione tra cambiamenti di stime contabili, cambiamenti di principi contabili e correzione di errori. Chiariscono inoltre in che modo le entità utilizzano le tecniche di valutazione e gli input per sviluppare le stime contabili.

Le modifiche non hanno avuto alcun impatto sul bilancio consolidato del Gruppo.

Disclosure of Accounting Policies - Amendments to IAS 1 and IFRS Practice Statement 2

Le modifiche allo IAS 1 e all'IFRS Practice Statement 2 Making Materiality Judgements forniscono indicazioni ed esempi per aiutare le entità ad applicare i giudizi significativi all'informativa sui principi contabili. Le modifiche mirano ad aiutare le entità a fornire informazioni sui principi contabili più utili sostituendo l'obbligo per le entità di divulgare i propri principi contabili "significativi" con l'obbligo di divulgare i propri principi contabili "materiali" e aggiungendo una guida su come le entità applicano il concetto di materialità nel prendere decisioni in merito all'informativa sui principi contabili.

Le modifiche non hanno avuto alcun impatto sul bilancio consolidato del Gruppo.

Deferred Tax related to Assets and Liabilities arising from a Single Transaction – Amendments to IAS 12

Le modifiche allo IAS 12 Imposte sul reddito restringono l'ambito di applicazione dell'eccezione alla rilevazione iniziale, in modo che non si applichi più alle transazioni che danno origine a differenze temporanee tassabili e deducibili in egual misura come le locazioni e le passività per lo smantellamento.

Le modifiche non hanno avuto alcun impatto sul bilancio consolidato del Gruppo.

International Tax Reform – Pillar Two Model Rules – Amendments of IAS 12

Le modifiche al principio IAS 12 sono state introdotte per rispondere ai regolamenti BEPS Pillar Two rules dell'OCSE ed includono:

- Un'esenzione obbligatoria temporanea alla rilevazione e requisiti di informativa per le imposte differite che derivano dall'implementazione nelle giurisdizioni dei regolamenti Pillar Two rules; e
- I requisiti di informativa per le entità coinvolte per aiutare gli utilizzatori del bilancio a meglio comprendere gli impatti sulle imposte sul reddito che derivano da tale legislazione, in particolare prima dell'effettiva data di entrata in vigore.

L'esenzione obbligatoria temporanea – per il cui utilizzo è richiesto di darne informativa – è immediatamente applicabile. I rimanenti requisiti di informativa si applicano per gli esercizi che iniziano l'1 gennaio 2023 o successivamente, ma non per i periodi intermedi antecedenti il 31 dicembre 2023.

La modifica non ha impatti sul bilancio consolidato del Gruppo in quanto il Gruppo non risulta essere coinvolto dai regolamenti Pillar Two rules poichè operante solo in Italia.

Principi o modifiche emessi e non ancora in vigore alla data di riferimento del 31 dicembre 2023

In data 29 settembre è stato pubblicato l'**"Amendments to the 'IFRS for SMEs' Standard"** per allineare i requisiti del principio con le analoghe modifiche allo IAS 12 "Income Taxes" sopracitate. In data 25 maggio 2023, l'International Accounting Standards Board (IASB) ha pubblicato **"Supplier Finance Arrangements (Amendments to IAS 7 and IFRS 7)"**, emendamento da applicarsi in presenza di accordi che prevedano finanziamenti ai fornitori, allo scopo di richiedere all'entità finanziatrice ulteriori informazioni qualitative e quantitative da fornire rispetto agli obblighi esistenti. Tali informazioni riguardano le caratteristiche degli accordi, i valori contabili, gli impatti sui flussi finanziari dell'entità, ecc.. Inoltre, lo IASB ha deciso che, nella maggior parte dei casi, le informazioni aggregate sugli accordi di finanziamento dei fornitori di un'entità soddisfano le esigenze informative degli utilizzatori del bilancio. Le modifiche allo IAS 7, e conseguentemente all'IFRS 7, si applicano a partire dagli esercizi che hanno inizio dal 1° gennaio 2024 (con applicazione anticipata consentita).

In data 15 Agosto 2023, l'International Accounting Standards Board (IASB) ha pubblicato **"Lack of Exchangeability (Amendments to IAS 21)"**, emendamento che contiene i criteri per determinare quando una valuta è convertibile in un'altra e come determinare il tasso di cambio quando non lo è. Tale emendamento specifica che una valuta è una valuta convertibile quando un'entità è in grado di scambiare tale valuta con un'altra attraverso mercati o meccanismi di scambio che creano diritti e obbligazioni applicabili senza indebito ritardo alla data di valutazione e per uno scopo specifico; una valuta non è scambiabile con un'altra se un'entità può ottenere solo un importo esiguo dell'altra valuta. Si definisce anche come si determina il tasso di cambio da applicare quando una valuta non è convertibile, in questo caso alla data di valutazione, si stima il tasso di cambio a pronti come il tasso che sarebbe stato applicato a un'operazione ordinata tra operatori di mercato alla data di valutazione e che rifletterebbe fedelmente le condizioni economiche vigenti. Inoltre, si richiede l'indicazione di informazioni aggiuntive quando una valuta non è convertibile: in particolare, in tale caso occorre fornire informazioni che consentano ai lettori del bilancio di valutare in che modo la l'impossibilità di convertire una valuta influisce, o si prevede che influirà, sul risultato economico, sulla posizione finanziaria e sui flussi finanziari.

Le modifiche entreranno in vigore a partire dal 1° gennaio 2025 ed è consentita un'applicazione anticipata.

Non si prevede che l'adozione di tali emendamenti comporti effetti sul bilancio consolidato del Gruppo.

3. Valutazioni discrezionali e stime contabili significative

La preparazione del bilancio del Gruppo, in applicazione degli IFRS-EU, richiede agli amministratori di effettuare valutazioni discrezionali, stime e ipotesi che influenzano i valori di ricavi, costi, attività e passività e l'informativa a questi relativa, nonché l'indicazione di passività potenziali. Le stime e i giudizi del management si basano sulle esperienze pregresse e su altri fattori considerati ragionevoli nella fattispecie; essi vengono adottati quando il valore contabile delle attività e passività non è facilmente desumibile da altre fonti. I risultati che si consuntiveranno, pertanto, potrebbero differire da tali stime. Le stime e le assunzioni sono riviste periodicamente

e gli effetti di ogni variazione sono riflessi a Conto economico, qualora la revisione interessi solo quell'esercizio. Nel caso in cui, invece, la stessa interessi esercizi sia correnti sia futuri, la variazione è rilevata nell'esercizio in cui la revisione viene effettuata e nei relativi periodi futuri.

Al fine di una migliore comprensione del bilancio, di seguito alla nota 3.2 "Stime contabili significative", sono indicate le principali voci di bilancio interessate dall'uso di stime contabili e le fattispecie che risentono di una significativa componente del giudizio del management, evidenziando le principali assunzioni utilizzate nel loro processo di valutazione, nel rispetto dei sopra richiamati principi contabili internazionali. La criticità insita in tali valutazioni è determinata, infatti, dal ricorso ad assunzioni e/o a giudizi professionali relativi a tematiche per loro natura incerte.

Le modifiche delle condizioni alla base delle assunzioni e dei giudizi adottati potrebbero determinare un impatto significativo sui risultati successivi.

Ulteriori informazioni relative all'esposizione del Gruppo a rischi e incertezze sono fornite anche nei seguenti paragrafi:

- Gestione del capitale;
- Obiettivi e criteri di gestione del rischio finanziario;
- Informativa sulle analisi di sensitività.

3.1 Valutazioni discrezionali

Nell'applicare i principi contabili di Gruppo, gli amministratori hanno assunto decisioni basate sulle seguenti valutazioni discrezionali (escluse quelle che comportano delle stime) con un effetto significativo sui valori iscritti a bilancio.

(i) Controllo di un'entità in cui il Gruppo detiene meno della maggioranza delle azioni

In data 30 luglio 2021 l'assemblea degli azionisti di Viva Servizi S.p.A., azionista di Estra S.p.A., ha approvato una scissione parziale finalizzata al trasferimento in una società di nuova costituzione denominata Viva Energia S.p.A. delle:

- azioni detenute da Viva Servizi in Estra S.p.A., corrispondenti al 10% del suo capitale sociale;
- azioni detenute da Viva Servizi in Edma Reti Gas S.r.l., società che svolge attività di distribuzione di gas naturale in 15 comuni ubicati nella provincia di Ancona (nelle Marche), di cui Estra S.p.A., tramite Centria S.rl. detiene il 45%, per tale operazione si rimanda a quanto descritto nel paragrafo "Acquisizioni di interessenze addizionali in società già controllate". Le azioni oggetto della scissione rappresentano il 55% del capitale sociale di Edma Reti Gas.

In tale contesto, Estra S.p.A. e Viva Servizi S.p.A. hanno concordato alcune modifiche statutarie di Edma Reti Gas, approvate dall'assemblea degli azionisti del 28 ottobre 2021, e la stipula di un patto parasociale che hanno attribuito a Estra la maggioranza del CdA di Edma Reti Gas e la possibilità, sulla base dei quorum deliberativi definiti, di esercitare potere decisionale sostanziale sulle politiche finanziarie, gestionali e strategiche della partecipata e dunque conferendo ad Estra S.p.A. il controllo di fatto di Edma Reti Gas. Di conseguenza la società è stata consolidata integralmente a partire dal 31 dicembre 2021.

(ii) Identificazione delle Cash Generating Unit (CGU)

In applicazione alle disposizioni dello IAS 36 "Riduzione di valore delle attività", l'avviamento iscritto nel Bilancio in virtù di operazioni di aggregazione aziendale è stato allocato a singole CGU o a gruppi delle stesse, in quanto si prevede beneficerebbero dall'aggregazione. Una CGU rappresenta il più piccolo gruppo di attività che genera flussi finanziari largamente indipendenti.

Nel processo di individuazione delle predette CGU, il management ha tenuto conto della natura specifica dell'attività e del business a cui essa appartiene (area territoriale, aree di business, normativa di riferimento, ecc.), verificando che i flussi finanziari derivanti da un gruppo di attività fossero strettamente interdipendenti ed ampiamente autonomi da quelli derivanti da altre attività (o gruppi di attività).

Le attività incluse in ogni CGU sono state individuate anche sulla base delle modalità attraverso le quali il management le gestisce e le monitora nell'ambito del cosiddetto business model adottato. In particolare le CGU identificate sono:

- * CGU Vendita gas ed energia
- * CGU Mercato regolato Centria
- * CGU Mercato regolato Gergas
- * CGU Mercato regolato Murgia
- * CGU Mercato Regolato Edma Reti Gas

Inoltre sono state identificate più CGU che risultano sovrapponibili alle singole società rientranti nel segmento IFRS 8 come "Altre SBU", come specificato in nota 4 "Settori Operativi".

Il Gruppo ha raggiunto un importante livello di maturità nel completamento del processo di definizione del modello di gestione integrata dei rischi, che si ispira a standard riconosciuti a livello internazionale in ambito di Enterprise Risk Management (ERM) che coinvolge, ciascuno per le proprie competenze, l'organizzazione aziendale e gli organi di governance. Tale processo di valutazione e identificazione dei rischi della Società include anche aspetti legati ai temi di sostenibilità. Il Gruppo segue la continua evoluzione del quadro normativo, nazionale ed internazionale, e la possibile introduzione di ulteriori normative legate alla riduzione degli impatti ambientali del business, presidiando i rischi legati al cambiamento climatico al fine di ridurre le ripercussioni sulle proprie attività.

3.2 Stime contabili significative

L'applicazione dei principi contabili generalmente accettati per la redazione del bilancio, comporta che la Direzione Aziendale effettui stime contabili basate su giudizi complessi e/o soggettivi, su esperienze passate e su ipotesi considerate ragionevoli e realistiche sulla base delle informazioni conosciute al momento della stima. L'utilizzo di tali stime contabili influenza il valore di iscrizione delle attività e delle passività, così come l'informativa su attività e passività potenziali alla data di bilancio, nonché l'ammontare dei ricavi e dei costi nel periodo di riferimento. I risultati effettivi possono differire da quelli stimati, a causa dell'incertezza che caratterizza le ipotesi e le condizioni che generano le stime medesime. Di seguito sono indicate le principali stime contabili presenti all'interno del processo di redazione del bilancio, considerate critiche in quanto comportano un elevato ricorso a giudizi soggettivi, assunzioni e stime su tematiche per loro natura incerte. Eventuali modifiche alle condizioni su cui si basano giudizi, assunzioni e stime adottati, possono determinare un impatto rilevante sui risultati successivi.

(i) Riduzioni di valore di attività non finanziarie

Si registra una riduzione di valore di una attività non finanziaria quando eventi o modifiche delle circostanze facciano ritenere che il valore di iscrizione in bilancio non sia recuperabile. Gli eventi che possono determinare una riduzione di valore di attività sono variazioni nei piani industriali, cambiamenti normativi, alto turnover della clientela, variazioni nei prezzi di mercato, ridotto utilizzo degli impianti. La decisione se procedere a una riduzione di valore e la quantificazione della stessa dipendono dalle valutazioni della Direzione Aziendale su fattori complessi e altamente incerti, tra i quali l'andamento futuro dei prezzi, l'impatto dell'inflazione, tasso di abbandono o tasso di defezione della clientela (churn rate).

Una riduzione di valore si verifica quando il valore contabile di un'attività o unità generatrice di flussi di cassa eccede il proprio valore recuperabile, che è il maggiore tra il suo fair value dedotti i costi di vendita e il suo valore d'uso. Il fair value meno i costi di vendita è l'ammontare ottenibile dalla vendita di un'attività o di un'unità generatrice di flussi di cassa in una libera transazione fra parti consapevoli e disponibili, dedotti i costi della dismissione. La Direzione aziendale nel determinare tale fair value può far ricorso anche a perizie redatte da terzi in particolare per quanto concerne il valore industriale dei beni in concessione (VIR).

Il calcolo del valore d'uso è basato su un modello di attualizzazione dei flussi di cassa. I flussi di cassa sono derivati dai piani previsionali che considerano stime puntuali e non includono attività di ristrutturazione per i quali il

Gruppo non si è ancora impegnato o investimenti futuri rilevanti che incrementeranno i risultati dell'attività componenti l'unità generatrice di flussi di cassa oggetto di valutazione. Il valore recuperabile dipende sensibilmente dal tasso di sconto utilizzato nel modello di attualizzazione dei flussi di cassa, così come dai flussi di cassa attesi in futuro e del tasso di crescita utilizzato per l'estrapolazione. Le assunzioni chiave utilizzate per determinare il valore recuperabile per le diverse unità generatrici di flussi di cassa, inclusa un'analisi di sensitività, sono dettagliatamente descritte nelle note Impairment test ai sensi dello IAS 36 sul valore dell'avviamento (10.1.4 Impairment test ai sensi dello IAS 36 sul valore dell'avviamento) e Impairment test ai sensi dello IAS 36 sul valore delle attività materiali (10.1.2 Impairment test ai sensi dello IAS 36 sul valore delle attività materiali).

Possibili variazioni negli assunti di base su cui si basano tali calcoli potrebbero produrre differenti valori recuperabili. L'analisi di ciascuno dei gruppi di attività non finanziarie è unica e richiede alla direzione aziendale l'uso di stime e ipotesi considerate prudenti e ragionevoli in relazione alle specifiche circostanze. In linea con il suo modello di business, il Gruppo ha anche valutato se le tematiche legate al cambiamento climatico abbiano inciso sulle ipotesi ragionevoli e sostenibili utilizzate per stimare le proiezioni dei flussi finanziari.

(ii) Business combination

La rilevazione delle operazioni di business combination implica l'attribuzione alle attività e passività dell'impresa acquisita della differenza tra il costo di acquisto e il valore netto contabile. Per la maggior parte delle attività e delle passività, l'attribuzione della differenza è effettuata rilevando le attività e le passività al loro fair value. La parte non attribuita se positiva è iscritta ad avviamento, se negativa è imputata a conto economico. L'allocazione del prezzo pagato operata in via provvisoria è suscettibile di revisione/aggiornamento entro i 12 mesi successivi all'acquisizione avendo riguardo a nuove informazioni su fatti e circostanze esistenti alla data dell'acquisizione. Nel processo di attribuzione il Gruppo si avvale delle informazioni disponibili e, per le business combination più significative, di valutazioni esterne; il processo di allocazione richiede, anche in funzione delle informazioni disponibili, l'esercizio di un giudizio complesso da parte della Direzione Aziendale.

(iii) Ammortamenti

Gli ammortamenti sono calcolati in base alla vita utile stimata del bene, alla durata residua della concessione, tasso di abbandono o tasso di defezione (churn rate). La vita utile è determinata dagli amministratori, con l'ausilio anche di esperti tecnici al momento dell'iscrizione del bene nel bilancio; le valutazioni circa la durata della vita utile si basano sull'esperienza storica, sulle condizioni di mercato e sulle aspettative di eventi futuri che potrebbero incidere sulla vita utile stessa, compresi i cambiamenti tecnologici. Il Gruppo valuta periodicamente i cambiamenti tecnologici e di settore, il tasso di abbandono della clientela ("churn rate"), gli oneri di smantellamento/chiusura e il valore di recupero per aggiornare la residua vita utile. Tale aggiornamento periodico potrebbe comportare una variazione nel periodo di ammortamento e quindi anche della quota di ammortamento degli esercizi futuri.

Relativamente alla durata delle concessioni per l'attività di distribuzione del gas naturale, il Decreto Legislativo n. 164/00 (Decreto Letta) ha stabilito che tutti gli affidamenti dovranno essere posti in gara entro la scadenza del cosiddetto "periodo transitorio", e che la nuova durata delle concessioni non potrà superare i dodici anni. Alla scadenza delle concessioni al gestore uscente, a fronte della cessione delle proprie reti di distribuzione, è riconosciuto un indennizzo definito in base ai criteri della stima industriale. In relazione alle stime effettuate dagli amministratori in sede di determinazione del criterio di ammortamento, il valore netto contabile dei beni alla scadenza della concessione, non dovrebbe risultare superiore al valore industriale residuo (c.d. VIR).

(iv) Piani a benefici definiti

Il costo dei piani pensionistici a benefici definiti successivi al rapporto di lavoro ed il valore attuale dell'obbligazione per benefici definiti sono determinati utilizzando valutazioni attuariali. La valutazione attuariale richiede l'elaborazione di varie assunzioni che possono differire dagli effetti sviluppi futuri. Queste assunzioni includono la determinazione del tasso di sconto, i futuri incrementi salariali, i tassi di mortalità e il futuro incremento delle pensioni. A causa della complessità della valutazione e della sua natura di lungo termine, tali stime sono estremamente sensibili a cambiamenti nelle assunzioni. Tutte le assunzioni sono riviste con periodicità annuale.

Il tasso di sconto rappresenta il parametro maggiormente soggetto a variazioni. Nella determinazione del tasso di sconto appropriato, gli amministratori utilizzano come riferimento il tasso di interesse di obbligazioni (corporate

bond), in valute coerenti con le valute delle obbligazioni per benefici definiti, che abbiano un rating minimo AA, assegnato da agenzie di rating riconosciute internazionalmente, e con scadenze medie corrispondenti alla durata attesa dell'obbligazione a benefici definiti. Le obbligazioni sono sottoposte a un'ulteriore analisi qualitativa e quelle che presentano uno spread creditizio ritenuto eccessivo sono eliminate dalla popolazione di obbligazioni sulla quale è calcolato il tasso di sconto, in quanto non rappresentano una categoria di obbligazioni di alta qualità. Il tasso di mortalità è basato sulle tavole disponibili sulla mortalità specifica per ogni Paese. Tali tavole sulla mortalità tendono a variare solamente a intervalli in risposta ad una variazione demografica. I futuri incrementi salariali e gli incrementi delle pensioni si basano sui tassi d'inflazione attesi per ciascun Paese. Ulteriori dettagli sono forniti nella Nota Trattamento di fine rapporto.

(v) Fair value degli strumenti finanziari

Quando il fair value di un'attività o passività finanziaria rilevata nel prospetto della situazione patrimoniale-finanziaria non può essere misurato basandosi sulle quotazioni in un mercato attivo, il fair value viene determinato utilizzando diverse tecniche di valutazione, incluso il modello dei flussi di cassa attualizzati. Gli input inseriti in questo modello sono rilevati dai mercati osservabili, ove possibile, ma qualora non sia possibile, è richiesto un certo grado di stima per definire i valori equi. Le stime includono considerazioni su variabili quali il rischio di liquidità e il rischio di credito, se ritenuti rilevanti. I cambiamenti delle assunzioni su questi elementi potrebbero avere un impatto sul fair value dello strumento finanziario rilevato.

(vi) Accantonamenti per rischi e svalutazione crediti

Gli accantonamenti per rischi sono effettuati sulla base delle aspettative di eventi puntuali, che in base alle informazioni disponibili e al supporto dei legali e consulenti che assistono il Gruppo, si ritengono ragionevolmente certi.

La recuperabilità del valore di iscrizione dei crediti per vendite di energia elettrica e gas, insieme alla necessità di rilevare un'eventuale svalutazione degli stessi, sono frutto di un processo valutativo da parte della Direzione Aziendale che comporta giudizi complessi e/o soggettivi. Il calcolo si basa su analisi per cluster di clientela, integrate da specifiche valutazioni analitiche, utilizzando una matrice per la misurazione delle perdite attese (provision matrix). Le percentuali di svalutazione sono determinate sulla base di analisi storiche che hanno riguardato le perdite sugli importi dovuti dai clienti, in relazione all'anzianità del credito, al merito creditizio della controparte ove disponibile, alle tempistiche medie di incasso, allo status del credito (attivo, cessato) e all'andamento storico della singola classe omogenea tenendo in considerazione eventuali informazioni attuali che potrebbero influenzare le aspettative e le stime di perdite su crediti. Le posizioni creditizie di importo maggiormente significativo sono analizzate ed eventualmente svalutate specificatamente.

(vii) Rilevazione dei ricavi

I ricavi per la vendita di energia elettrica e gas a clientela business, retail e domestica sono riconosciuti e contabilizzati al momento dell'erogazione della fornitura, rilevata in base a prefissati calendari di lettura del consumo, e comprendono la stima per la fornitura di energia elettrica e gas erogati ai clienti finali e non ancora fatturati al 31 dicembre. Tale stima è ottenuta quale differenza tra i consumi (effettivi o stimati sulla base dei consumi storici dei clienti e di altri fattori che possono influire sul consumo oggetto di stima, quali le condizioni atmosferiche) già fatturati entro la fine dell'esercizio e le quantità complessivamente immesse nella rete di distribuzione determinata prendendo a riferimento sia i volumi di allocazione da parte del distributore nazionale che previsioni interne di consumo dei clienti; la stima è rilevata in appositi stanziamenti per fatture da emettere. La misura dei volumi distribuiti ed allocati è comunicata dai distributori e trasportatori, sia nazionali, che locali ed è soggetta a potenziali revisioni in esercizi successivi come previsto dalla normativa di riferimento. L'entità dei volumi di gas e energia elettrica immessi nelle reti e non ancora fatturata, così ottenuta, viene valorizzata, a seconda della tipologia di clientela, sulla base dell'incidenza dei rispettivi volumi già fatturati nell'esercizio e sulla base della relativa tariffa media in vigore nel corso dell'esercizio.

Lo stanziamento dei ricavi per fatture da emettere per vendite di gas e energia elettrica ai clienti finali è pertanto l'esito di una stima complessa basata sia sui volumi distribuiti ed allocati, suscettibili di essere conguagliati che di

previsioni interne dei consumi ed è influenzata dal giudizio professionale della Direzione Aziendale. Si rimanda alla nota 10.2.2 Crediti commerciali per ulteriori elementi.

(viii) Stime su *Lease agreement* in qualità di locatario

A partire dal 1 gennaio 2019, in seguito all'applicazione dell'IFRS16, sono state effettuate le seguenti stime contabili significative, come Gruppo nella qualità di locatario:

- *Lease term*: l'identificazione della durata del contratto di affitto è una tematica molto rilevante e che comporta l'utilizzo di assunzioni in particolare per la valutazione degli effetti delle opzioni di rinnovo al termine del periodo non cancellabile. Il Gruppo, infatti, per la definizione della durata del lease ha considerato la presenza di opzioni di rinnovo e cancellazione rispettivamente in capo al locatario, al locatore o a entrambi. In presenza di opzioni di rinnovo esercitabili da entrambe le parti contrattuali ha considerato l'esistenza o meno di significativi disincentivi economici nel rifiutare la richiesta di rinnovo come richiesto dal paragrafo B34 dell'IFRS 16. In presenza di opzioni esercitabili solo da una delle due parti ha considerato il paragrafo B35 dell'IFRS 16.
Con riferimento alle sedi aziendali, l'applicazione di quanto sopra, tenuto conto degli specifici fatti e circostanze nonché della stima sull'essere ragionevolmente certo l'esercizio dell'opzione, ha comportato che si è considerata una durata fino al terzo rinnovo previsto dal contratto, basandosi sul fatto di non poter considerare ragionevolmente certo il rinnovo oltre il terzo periodo o, quantomeno, alle medesime condizioni.
- Dopo la data di decorrenza del contratto, il Gruppo rivede la durata dello stesso se si verifica un evento significativo o un significativo cambiamento delle circostanze che, dipendendo dalla volontà del Gruppo, abbia un'incidenza sulla ragionevole certezza del locatario di esercitare un'opzione non precedentemente inclusa nella sua determinazione della durata del leasing o di non esercitare un'opzione precedentemente inclusa nella sua determinazione della durata del leasing. Nel mese di giugno 2019 l'*IFRS Interpretation Committee* ha iniziato a discutere sul tema del *lease term* (*project: Lease Term and Useful Life of Leasehold Improvements*). Nel mese di novembre 2019 è stata pubblicata una decisione che chiarisce come vadano letti e correlati tra loro ai fini dell'applicazione dell'IFRS 16 i concetti di periodo non cancellabile, di durata del *lease* (considerata ai fini del riconoscimento della passività) e del periodo di esigibilità ("*enforceable period*" utile per la identificazione del momento in cui il contratto non genera più diritti ed obblighi esigibili). La decisione ha chiarito che ai fini della identificazione del periodo di esigibilità un locatario deve considerare il momento contrattuale nel quale entrambe le parti coinvolte possono esercitare il loro diritto di rescindere il contratto senza incorrere in penali che non sono irrilevanti; il concetto di penale non deve avere un'accezione meramente contrattuale ma va vista considerando tutti gli aspetti economici del contratto. Una volta identificato il periodo di esigibilità, il locatore valuta in presenza di opzioni di rinnovo o annullabilità per quale periodo è ragionevolmente certo di controllare il diritto d'uso del bene e dunque determina la durata del *lease*. Alla data di predisposizione del presente bilancio consolidato il Gruppo ha considerato tali discussioni e conclusioni e continuerà a monitorarne l'evoluzione nel tempo.
- Definizione del tasso di sconto: poiché nella maggior parte dei contratti di affitto stipulati dal Gruppo, non è presente un tasso di interesse implicito, il Gruppo ha calcolato un tasso incrementale di indebitamento (Incremental Borrowing Rate-IBR) ovvero il tasso di interesse che la Società dovrebbe pagare per ottenere un finanziamento, con una durata e con garanzie simili, necessario per ottenere un'attività di valore simile all'attività consistente nel diritto di utilizzo in un contesto economico simile.

Il tasso di attualizzazione utilizzato per misurare il valore delle passività relative ai contratti di leasing è stato calcolato tenendo in considerazione il rischio paese, la valuta, la durata del contratto di leasing, nonché il rischio di credito del Gruppo.

Incertezza macroeconomica e geopolitica

Il Gruppo Estra monitora con attenzione l'attuale scenario macroeconomico e le recenti vicende di politica internazionale, ponendo particolare attenzione all'evoluzione degli scenari geopolitici e della normativa di riferimento. Le tensioni geopolitiche a livello internazionale causate dall'invasione russa dell'Ucraina nonché dall'imposizione di sanzioni di vario ordine nei confronti della Russia e di soggetti russi aumentano i rischi

sistemici. Il rischio del prolungarsi del conflitto, il rischio di allargamento delle operazioni militari e della crisi geopolitica, nonché gli impatti delle sanzioni economiche imposte dalla comunità internazionale nei confronti della Russia possono incidere sull'attività produttiva mondiale, sulla catena delle forniture e sulla fiducia dei consumatori, delle imprese e degli investitori con conseguenti ritardi o arresti nelle decisioni di spesa e d'investimento. Il verificarsi di tali eventi potrebbe innescare un rallentamento del ciclo macroeconomico, una stagnazione o, nel peggiore dei casi, una recessione globale.

Nonostante la presenza di uno scenario macroeconomico molto volatile e di crescita economica rallentata, caratterizzato da un'inflazione – a livello mondiale – molto elevata, politiche monetarie restrittive da parte delle Banche Centrali e da elevati tassi di riferimento, nonché di una situazione geopolitica critica a seguito del protrarsi del conflitto, il Gruppo continua ad essere focalizzato sulla realizzazione delle proprie strategie industriali, e, ad oggi, non ravvisa impatti significativi sulle proprie performance e sulle assunzioni e stime della misurazione delle attività e delle passività né elementi che richiedano un approfondimento della validità del presupposto di continuità aziendale.

Si fa inoltre presente che E.s.tr.a. S.p.A. e le sue società controllate non hanno sedi presenti nelle regioni interessate dal conflitto né attività rilevanti.

Cambiamento climatico

La sensibilità all'evolversi del cambiamento climatico ed ai suoi effetti determina un accresciuto bisogno di informativa nella relazione sulla gestione. Sebbene non esista un principio contabile internazionale che disciplini come gli impatti del cambiamento climatico siano da considerare nella predisposizione del bilancio, lo IASB ha emesso taluni documenti per supportare gli IFRS adopter nel soddisfare tale richiesta di informativa delle parti interessate. Parimenti, ESMA, nelle sue European Common Enforcement Priorities del 28 ottobre 2022, ha evidenziato che gli emittenti devono considerare nella preparazione dei bilanci redatti secondo i principi contabili internazionali, i rischi climatici nella misura in cui i medesimi siano rilevanti, a prescindere dal fatto che detti rischi siano o meno esplicitamente previsti dagli standard contabili di riferimento.

La Società ha raggiunto un importante livello di maturità nel completamento del processo di definizione del modello di gestione integrata dei rischi, che si ispira a standard riconosciuti a livello internazionale in ambito di Enterprise Risk Management (ERM) che coinvolge, ciascuno per le proprie competenze, l'organizzazione aziendale e gli organi di governance. Tale processo di valutazione e identificazione dei rischi della Società include anche aspetti legati ai temi di sostenibilità. Il Gruppo segue la continua evoluzione del quadro normativo, nazionale ed internazionale, e la possibile introduzione di ulteriori normative legate alla riduzione degli impatti ambientali del business, presidiando i rischi legati al cambiamento climatico al fine di ridurre le ripercussioni sulle proprie attività.

Per il Gruppo Estra, il cambiamento climatico è principalmente un rischio economico, date le sue possibili conseguenze sulle attività caratteristiche del Gruppo:

- aumento dei costi operativi (ad es. costi di assicurazione);
- riduzione graduale della domanda di gas per il riscaldamento domestico (PNIEC 2019) con conseguente riduzione della marginalità del business;
- processo di elettrificazione dei consumi e dello sfruttamento delle risorse rinnovabili in sostituzione dei combustibili fossili nel lungo periodo (obiettivo carbon neutrality al 2050) (PNIEC 2019);
- incremento della frequenza di eventi naturali di estrema intensità nei luoghi in cui le società di distribuzione del Gruppo operano, che possono determinare l'indisponibilità più o meno prolungata o il malfunzionamento delle infrastrutture, con possibili interruzioni di servizio.

Si precisa che, il Gruppo Estra descrive le proprie considerazioni alle azioni riconducibili alla mitigazione degli effetti del cambiamento climatico, principalmente nel paragrafo "Rischi connessi al cambiamento climatico" della Relazione sulla Gestione.

4. Settori operativi

Ai fini gestionali, il Gruppo è organizzato in *strategic business unit* (“SBU”) sulla base dei prodotti e servizi forniti, qualificabili come settori operativi ai sensi dell’IFRS 8, illustrati di seguito:

(i) Vendita gas naturale ed energia elettrica

L’attività della SBU è rappresentata dalla vendita sui mercati all’ingrosso e al dettaglio di gas metano ed energia elettrica. Il supporto alle aree commerciali è assicurato dalle attività di approvvigionamento gas ed energia elettrica, dispacciamento, stoccaggio e logistica.

Il settore include anche l’attività di trading, svolta sia con finalità di miglioramento delle condizioni di acquisto e approvvigionamento attraverso l’ottimizzazione degli asset del Gruppo (capacità di stoccaggio e trasporto di gas naturale e flessibilità del contratto di fornitura a lungo termine) (“Portafoglio industriale”), sia con finalità, entro limiti di rischio predefiniti, di cogliere opportunità di profitto aggiuntivo di breve termine.

(ii) Mercato regolato

L’attività delle SBU comprende la gestione tecnico-operativa di reti di distribuzione di gas naturale.

(iii) Altri servizi

La SBU “Altri servizi” comprende:

- la gestione tecnico-operativa di reti di telecomunicazioni e commercializzazione degli stessi (sono altresì comprese le attività relative ai servizi di videosorveglianza, trasmissione dati, telefonia, e accessi ad internet);
- la dotazione e sfruttamento di impianti di produzione di energia da fonti rinnovabili con particolare riferimento a fotovoltaico, eolico e biomasse;
- la gestione di impianti di riscaldamento di proprietà di terze parti (servizi di gestione calore) e attività di facility management;
- la commercializzazione di gas propano liquido;
- l’attività di selezione, trattamento e stoccaggio rifiuti.

(iv) Corporate

La SBU “Corporate” comprende le attività di coordinamento e gestione accentrata di funzioni aziendali svolte dalla *holding* in favore delle altre società del Gruppo.

Gli altri servizi hanno caratteristiche economiche, criteri di organizzazione e performance diversi, ma non superano le soglie quantitative tali da rendere necessaria un’informativa separata.

Il Gruppo opera interamente sul territorio italiano.

Gli amministratori osservano separatamente i risultati conseguiti dai settori operativi allo scopo di prendere decisioni in merito all’allocazione delle risorse e alla verifica della performance. La performance dei settori è valutata sulla base del risultato che è misurato coerentemente con il risultato nel bilancio consolidato.

La gestione finanziaria del Gruppo (inclusi costi e ricavi su finanziamenti) e le imposte sul reddito sono gestiti a livello di Gruppo e non sono allocati ai settori operativi.

I prezzi di trasferimento tra i settori operativi sono negoziati internamente con modalità simili a transazioni con parti terze.

Gli amministratori osservano separatamente solo le attività per settore operativo, mentre le passività sono osservate a livello di Gruppo.

Di seguito viene presentata l’analisi comparativa dei dati economici per settore operativo degli esercizi 2023 e 2022:

Valori economici per segmento

Settori operativi (valori in migliaia di euro)	Vendita gas e luce		Mercato Regolato		Altri servizi		Corporate		Rettifiche e Elisioni		Totale	
	Esercizio chiuso al 31 dicembre		Esercizio chiuso al 31 dicembre		Esercizio chiuso al 31 dicembre		Esercizio chiuso al 31 dicembre		Esercizio chiuso al 31 dicembre		Esercizio chiuso al 31 dicembre	
	2023	2022	2023	2022	2023	2022	2023	2022	2023	2022	2023	2022
Ricavi	1.011.576	1.630.105	135.490	122.482	118.358	74.999	38.244	33.632	(81.451)	(82.926)	1.222.216	1.778.291
<i>Ricavi da service Corporate</i>	<i>24.577</i>	<i>21.352</i>	<i>10.299</i>	<i>9.304</i>	<i>3.368</i>	<i>2.976</i>	<i>(38.244)</i>	<i>(33.632)</i>	-	-	-	-
Totale Ricavi	1.036.153	1.651.457	145.790	131.786	121.725	77.975	-	-	(81.451)	(82.926)	1.222.216	1.778.291
Costi esterni	(922.891)	(1.574.534)	(74.887)	(63.749)	(80.051)	(52.499)	(23.772)	(18.349)	81.416	82.908	(1.020.184)	(1.626.221)
Costi del personale	(8.225)	(10.744)	(18.335)	(18.245)	(5.803)	(4.536)	(16.613)	(13.089)	35	18	(48.941)	(46.595)
<i>Costi operativi da service Corporate</i>	<i>(25.952)</i>	<i>(19.960)</i>	<i>(10.876)</i>	<i>(8.697)</i>	<i>(3.556)</i>	<i>(2.782)</i>	<i>40.385</i>	<i>31.438</i>	-	-	-	-
Margine operativo lordo (EBITDA)	79.085	46.220	41.691	41.096	32.315	18.158	-	-	-	-	153.091	105.475
Ammortamenti e Accantonamenti	(32.160)	(30.454)	(24.140)	(22.264)	(15.971)	(10.681)	(5.945)	(6.268)	-	-	(78.215)	(69.667)
<i>Ammortamenti e Accantonamenti da attività corporate</i>	<i>(3.820)</i>	<i>(3.979)</i>	<i>(1.601)</i>	<i>(1.734)</i>	<i>(523)</i>	<i>(555)</i>	<i>5.945</i>	<i>6.268</i>	-	-	-	-
Risultato operativo (EBIT)	43.105	11.787	15.950	17.098	15.821	6.923	-	-	-	-	74.876	35.807

Valori patrimoniali per segmento

Settori operativi Attività di settore (valori in migliaia di euro)	Vendita gas e luce		Mercato regolato		Altri servizi		Corporate		Rettifiche e Elisioni		Totale	
	Esercizio chiuso al 31 dicembre		Esercizio chiuso al 31 dicembre		Esercizio chiuso al 31 dicembre		Esercizio chiuso al 31 dicembre		Esercizio chiuso al 31 dicembre		Esercizio chiuso al 31 dicembre	
	2023	2022	2023	2022	2023	2022	2023	2022	2023	2022	2023	2022
Attività non correnti	173.161	162.442	461.984	445.190	134.073	140.023	26.936	39.906	(1.965)	(2.642)	794.189	784.919
Attività correnti	360.323	833.670	77.464	80.600	139.004	85.714	185.327	162.940	(47.833)	(72.360)	714.285	1.090.564
Totale attività	533.484	996.112	539.448	525.790	273.077	225.737	212.264	202.846	(49.799)	(75.002)	1.508.474	1.875.483

Investimenti e aggregazioni aziendali per segmento

Investimenti per settore operativo (valori in migliaia di euro)	Mercato regolato		Vendita gas e luce		Corporate		Altri servizi		Totale	
	Esercizio chiuso al 31 dicembre		Esercizio chiuso al 31 dicembre		Esercizio chiuso al 31 dicembre		Esercizio chiuso al 31 dicembre		Esercizio chiuso al 31 dicembre	
	2023	2022	2023	2022	2023	2022	2023	2022	2023	2022
Investimenti in Attività immateriali	39.339	31.892	25.744	10.682	690	4.807	338	153	66.111	47.534
Investimenti in Attività immateriali derivanti da aggregazioni aziendali			2.213		0		0	145	2.213	145
Totale investimenti (incluse le aggregazioni aziendali) in Attività Immateriali	39.339	31.892	27.957	10.682	690	4.807	338	298	68.324	47.679
Investimenti in Attività materiali	1.489	296	1.389	1.087	690	1.151	6.663	11.340	12.128	13.874
Investimenti in Attività materiali derivanti da aggregazioni aziendali			471		0		0	29.015	471	29.015
Totale investimenti (incluse le aggregazioni aziendali) in Attività materiali	1.489	296	1.860	1.087	2.587	1.151	6.663	40.355	12.599	42.889
Totale	40.827	32.188	29.817	11.769	3.277	5.958	7.001	40.653	80.923	90.568

Riconciliazione del risultato

(valori in migliaia di euro)	Periodo chiuso al	
	31-dic-23	31-dic-22
Risultato dei settori (al netto di rettifiche ed elisioni)	78.476	35.808
Proventi finanziari	10.276	2.694
Oneri finanziari	(37.910)	(14.329)
Utili e perdite su cambi	(4)	(3)
Quota dei proventi/(oneri) da valutazione delle partecipazioni di natura finanziaria con il metodo del PN	(2.349)	(577)
GESTIONE FINANZIARIA	(29.986)	(12.215)
UTILE ANTE IMPOSTE	48.489	23.593
Imposte sul reddito dell'esercizio	(16.710)	(9.203)
RISULTATO NETTO DELL'ESERCIZIO	28.179	14.390

5. Gestione del capitale

Ai fini della gestione del capitale del Gruppo, si è definito che questo comprende il capitale sociale emesso, la riserva sovrapprezzo azioni, tutte le altre riserve di capitale attribuibili agli azionisti della capogruppo ed il patrimonio netto di terzi. L'obiettivo principale della gestione del capitale è massimizzare il valore per gli azionisti. Il Gruppo gestisce la struttura patrimoniale in base alle condizioni economiche ed ai requisiti dei covenants finanziari.

Il Gruppo controlla il patrimonio utilizzando un gearing ratio, costituito dal rapporto tra l'indebitamento finanziario netto ed il patrimonio netto consolidato. La politica del Gruppo consiste nel mantenere questo rapporto al di sotto di 1. Il Gruppo include nell'indebitamento finanziario netto le disponibilità liquide e mezzi equivalenti, i crediti e debiti verso istituti di credito, i debiti verso obbligazionisti, società di leasing e soci per finanziamenti, escludendo le attività cessate.

(valori in migliaia di euro)	Periodo chiuso al 31 dicembre 2023	Esercizio chiuso al 31 dicembre 2022
Liquidità ⁽¹⁾	(157.915)	(345.872)
Crediti finanziari correnti ⁽²⁾	(3.207)	(25.442)
Indebitamento finanziario corrente ⁽³⁾	201.205	209.195
Indebitamento finanziario corrente netto	40.082	-162.119
Indebitamento finanziario non corrente ⁽⁴⁾	407.232	514.082
D Indebitamento finanziario netto	447.314	351.963
E Patrimonio netto	437.715	423.249
D/E Leverage	1,02	0,83

(1)Pari alla voce Disponibilità liquide e mezzi equivalenti; (2) Pari alla voce alla voce Altre attività finanziarie correnti (3) Pari alla somma delle voci Quota corrente di finanziamenti a M/L termine, Debiti finanziari a breve termine e Altre passività finanziarie correnti (4) Pari alla voce Quota non corrente di finanziamenti a M/L termine

Allo scopo di conseguire questo obiettivo, la gestione del capitale del Gruppo mira, tra le altre cose, ad assicurare che siano rispettati i covenants, legati ai finanziamenti fruttiferi ed ai prestiti obbligazionari, che definiscono i requisiti di struttura patrimoniale. Violazioni nei covenants consentirebbero alle banche/finanziatori di chiedere il rimborso immediato di prestiti e finanziamenti.

Nell'esercizio corrente, sulla base dei dati di bilancio al 31 dicembre 2023, non si sono verificate violazioni nei covenants legati ai finanziamenti ed ai prestiti.

Si rinvia al paragrafo [Rischio di liquidità](#) per maggiori dettagli.

6. Informazioni sul Gruppo

Area di consolidamento

La tabella seguente evidenzia l'area di consolidamento al 31 dicembre 2023, raffrontata con l'area di consolidamento al 31 dicembre 2022:

Denominazione	Sede legale	Attività principale	31/12/2023				31/12/2022			
			Quota di pertinenza del Gruppo	Quota di controllo diretto	Quota di controllo indiretto	Note	Quota di pertinenza del Gruppo	Quota di controllo diretto	Quota di controllo indiretto	Note
Società capogruppo										
E.S.T.R.A. S.p.A.		Holding								
Società controllate consolidate integralmente										
ESTRACOM S.p.A.	Prato (PO)	Telecomunicazioni	79,33%	79,33%			79,33%	79,33%		
Estra Clima S.r.l.	Prato (PO)	Gestione Calore	100,00%	100,00%			100,00%	100,00%		
E.S.T.R.A. Energie S.r.l.	Siena (SI)	Vendita gas	100,00%	100,00%			100,00%	100,00%		
Gergas S.p.A.	Grosseto (GR)	Distribuzione gas	85,28%		85,49%	(3)	85,28%		85,49%	(3)
Centria S.r.l.	Arezzo (AR)	Distribuzione gas	99,75%	99,75%			99,75%	99,75%		
Prometeo S.p.A.	Osimo (AN)	Vendita gas ed energia elettrica	63,72%		63,72%	(1)	63,72%		63,72%	(1)
Piceno Gas S.r.l.	Ascoli Piceno (AP)	Vendita gas	100,00%		100,00%	(1)	100,00%		100,00%	(1)
Cavriglia SPV S.p.A.	Prato (PO)	Energie Rinnovabili	100,00%	100,00%			100,00%	100,00%		
Tegolaia SPV S.p.A.	Fano (PU)	Energie Rinnovabili	100,00%	100,00%			100,00%	100,00%		
Gas Marca S.r.l.	Civitanova Marche (MC)	Vendita gas	100,00%		100,00%	(1)	100,00%		100,00%	(1)
Idrogenera S.r.l.	Prato (PO)	Energie Rinnovabili	51,00%	51,00%			51,00%	51,00%		
Ecolat S.r.l.	Grosseto (GR)	Gestione rifiuti	100,00%	100,00%			100,00%	100,00%		
Murgia Reti Gas S.r.l.	Arezzo (AR)	Distribuzione gas	99,75%		100,00%	(3)	99,75%		100,00%	(3)
Ecos S.r.l.	Barberino Tavarnelle (FI)	Gestione rifiuti	100,00%	100,00%			100,00%	100,00%		
EDMA Reti Gas S.r.l.	Ancona (AN)	Distribuzione gas	44,89%		45,00%	(3)	44,89%		45,00%	(3)
Bisenzio Ambiente S.r.l.	Campi Bisenzio (FI)	Gestione rifiuti	75,00%	75,00%			75,00%	75,00%		
Ecocentro Toscana S.r.l.	Lallio (BG)	Gestione rifiuti	100,00%	100,00%			100,00%	100,00%		
Società a controllo congiunto consolidate con il metodo del patrimonio netto										
Nuova Sirio S.r.l.	Siena (SI)	Energie Rinnovabili	50,00%	50,00%			50,00%	50,00%		
Società destinate alla vendita / dismissioni										
Sin.It. S.r.l.	Milano (MI)	Vendita gas					11,63%	11,05%		
Società collegate valutate con il metodo del patrimonio netto										
Blugas Infrastrutture S.r.l.	Cremona	Stoccaggio gas	31,17%	31,17%			31,17%	31,17%		
SIG S.p.A.	Ancona (AN)	Distribuzione gas	39,60%	39,60%			39,60%	39,60%		
A.E.S. Fano Distribuzione Gas S.r.l.	Fano (PU)	Distribuzione gas	49,00%	49,00%			49,00%	49,00%		
Monte Urano S.r.l.	Roma (RM)	Vendita gas					27,70%		49,00%	(2)
Sei Toscana S.r.l.	Siena (SI)	Gestione rifiuti	20,62%		20,62%	(5)	20,62%		20,62%	(5)
Note										
(1) tramite Estra Energie Srl										
(2) tramite Prometeo S.r.l.										
(3) tramite Centria										
(4) tramite Estra Clima S.r.l.										
(5) tramite Ecolat S.r.l.										

Nel corso dell'esercizio si sono verificate le seguenti variazioni nell'area di consolidamento:

Società destinate alla vendita / dismissioni

- Uscita dal Gruppo della partecipata Sinit in liquidazione, cessata a settembre 2023 s seguito del completamento del procedimento di liquidazione volontaria.

Società collegate valutate con il metodo del patrimonio netto

- Uscita dal perimetro delle società collegate valutate con il metodo del patrimonio netto di Monte Urano S.r.l., a seguito di acquisizione della partecipazione totalitaria al capitale sociale da parte di Prometeo S.p.A., già titolare al 31 dicembre 2022 del 49% e successiva fusione per incorporazione;

Si rinvia al riguardo alla nota di commento alle partecipazioni.

7. Aggregazioni e cessioni aziendali, acquisizioni e cessioni di interessenze di minoranza

7.1 Acquisizione del controllo di Monte Urano S.r.l. (fusa per incorporazione in Prometeo S.p.A.)

In data 13 gennaio 2023, il Gruppo tramite la controllata Prometeo S.p.A. ha completato l'acquisizione del 100% delle quote della società Monte Urano Energie S.r.l., rilevando al corrispettivo di Euro 840 migliaia la partecipazione al 51% del capitale sociale detenuta dal Comune di Monte Urano. La società è stata fusa per incorporazione in Prometeo S.p.A. nel corso dell'ultimo trimestre dell'esercizio.

Alla data dell'acquisizione la società era titolare di circa 3.000 clienti gas naturale e 800 clienti energia elettrica.

Ai fini del consolidamento, è stata assunta la situazione contabile disponibile più ravvicinata alla data di acquisizione, 01/01/2023.

La partecipata è stata oggetto di valutazione a patrimonio netto sino alla data del 01/01/2023. La contabilizzazione dell'operazione di aggregazione aziendale ha prodotto una rettifica di valore positiva di Euro 48 migliaia derivante dalla rimisurazione al fair value della quota al 49% già detenuta da Prometeo S.p.A. prima dell'acquisizione, rilevata nella voce "rettifiche di valore di attività finanziarie".

Il fair value delle attività e passività identificabili alla data dell'acquisizione era il seguente:

Stato patrimoniale	Fair value
ATTIVITA' NON CORRENTI	
Attività materiali	332
Lista clienti	2.213
Altre attività non correnti	135
Attività per imposte anticipate	32
	2.711
ATTIVITA' CORRENTI	
Crediti commerciali	724
Altre attività correnti	5
Disponibilità liquide e mezzi equivalenti	76
	805
TOTALE ATTIVITA'	3.516
PASSIVITA' NON CORRENTI	
Fondi per rischi ed oneri	25
Trattamento di fine rapporto	17
Passività per imposte differite	638
	680
PASSIVITA' CORRENTI	
Quota corrente di finanziamenti a M/L termine	42
Debiti finanziari a breve termine	171
Debiti commerciali	489
Debiti tributari	11
Altre passività correnti	436
	1.149
TOTALE PASSIVITA'	1.828
TOTALE ATTIVITA' NETTE IDENTIFICABILI	1.687
Corrispettivo dell'acquisizione	1.687

Dall’allocazione del prezzo pagato di Euro 1.687 migliaia, comprensivo del fair value della partecipazione di minoranza già detenuta, è stata rilevata un’attività immateriale riferita a liste clienti di Euro 2.213 migliaia a lordo di passività per imposte differite di Euro 638 migliaia. La Lista clienti è ammortizzata in un periodo di ammortamento pari a 20 anni, corrispondente alla sua vita utile attesa, in funzione delle perdite storiche registrate dei clienti (c.d. “Churn Rate”).

La misurazione del fair value delle liste clienti si è basata sull’attualizzazione dei flussi di cassa previsionali attesi delle attività, tenendo in considerazione il tasso storico di abbandono della clientela.

7.2 Acquisizioni di interessenze aggiuntive in società già controllate

Nel corso dell’esercizio non si evidenziano variazioni intervenute nelle percentuali di possesso di Gruppo in società già controllate.

7.3 Controllate con interessenze di minoranza significative

Di seguito si riportano le informazioni relative alle controllate rilevanti con partecipazioni di minoranza significative.

I dati economico-finanziari sono basati sui saldi di bilancio prima delle elisioni intercompany.

Quota delle interessenze partecipative detenuta dagli azionisti di minoranza:

Denominazione (Società controllate consolidate integralmente)	Sede legale	Valuta	Attività principale	% di Terzi 2023	% di Terzi 2022
Prometeo S.p.A.	Osimo (AN)	Euro	Vendita gas ed energia elettrica	36,28%	36,28%
Edma Reti Gas S.r.l.	Ancona (AN)	Euro	Distribuzione di gas naturale	55,11%	55,11%

Come già descritto in precedenza, sebbene i terzi detengano il 55,11% delle quote di minoranza di Edma Reti Gas S.r.l., essi non controllano tale società in virtù delle modifiche concordate da Estra S.p.A. e Viva Servizi S.p.A. allo statuto di Edma Reti Gas, ed approvate dall’assemblea degli azionisti del 28 ottobre 2021, nonché per la stipula di un patto parasociale che ha attribuito ad Estra la maggioranza del CdA di Edma Reti Gas e la possibilità, sulla base dei quorum deliberativi definiti, di esercitare potere decisionale sostanziale sulle politiche finanziarie, gestionali e strategiche della partecipata e dunque conferendo ad Estra S.p.A. il controllo di fatto di Edma Reti Gas. Di conseguenza la società è stata consolidata integralmente a partire dal 31 dicembre 2021.

Prometeo S.p.A.

Conto Economico (in migliaia di Euro)	2023	2022
Ricavi operativi		
Ricavi da contratti con clienti	130.931	228.143
Altri ricavi operativi	1.130	3.258
	132.061	231.402
Costi operativi		
Consumi di materie prime, sussidiarie e merci	(102.981)	(204.849)
Costi per servizi	(19.674)	(14.862)
Costi del personale	(1.412)	(1.710)
Ammortamenti, accantonamenti e svalutazioni	(3.604)	(5.760)
Altri costi operativi	(226)	(3.013)
	(127.897)	(230.195)
RISULTATO OPERATIVO	4.165	1.206
Proventi finanziari	317	192
Oneri finanziari	(1.425)	(682)
GESTIONE FINANZIARIA	(1.108)	(490)
UTILE ANTE IMPOSTE	3.057	716
Imposte sul reddito dell’esercizio	(1.057)	386
RISULTATO NETTO DELL’ESERCIZIO	1.999	330

Stato patrimoniale (in migliaia di Euro)	2023	2022
ATTIVITA' NON CORRENTI		
Attività materiali	1.011	453
Avviamento	5.525	4484
Attività immateriali	1.613	2269
Partecipazioni		1071
Altre attività non correnti	2.137	2684
Attività per imposte anticipate	4.326	4004
	14.612	14.966
ATTIVITA' CORRENTI		
Crediti commerciali	36.848	65.504
Attività per imposte correnti	13	3.535
Altre attività correnti	9.413	2.596
Attività finanziarie correnti	27	
Disponibilità liquide e mezzi equivalenti	4.504	10.083
	50.805	81.718
TOTALE ATTIVITA'	65.417	96.684
TOTALE PATRIMONIO NETTO	17.064	15.373
PASSIVITA' NON CORRENTI		
Fondi per rischi ed oneri	306	306
Trattamento di fine rapporto	476	413
Quota non corrente di finanziamenti a M/L termine	6.164	6.720
	6.946	7.439
PASSIVITA' CORRENTI		
Quota corrente di finanziamenti a M/L termine	938	129
Debiti finanziari a breve termine	1	8
Debiti commerciali	35.028	65.931
Passività per imposte correnti	444	499
Altre passività correnti	4.998	7.304
	41.407	73.872
TOTALE PASSIVITA' e PN	65.417	96.684

Edma Reti Gas S.r.l.

Conto Economico (in migliaia di Euro)	2023	2022
Ricavi operativi		
Ricavi da contratti con clienti	17.210	16.953
Altri ricavi operativi	2.053	1.118
	19.263	18.071
Costi operativi		
Consumi di materie prime, sussidiarie e merci	(1.150)	(1.691)
Costi per servizi	(7.991)	(8.057)
Costi del personale	(2.868)	(3.064)
Ammortamenti, accantonamenti e svalutazioni	(3.024)	(2.514)
Altri costi operativi	(2.043)	(1.086)
	(17.077)	(16.412)
RISULTATO OPERATIVO	2.186	1.659
Proventi finanziari	5	2
Oneri finanziari	(223)	(107)
GESTIONE FINANZIARIA	(218)	(106)
UTILE ANTE IMPOSTE	1.968	1.554
Imposte sul reddito dell'esercizio	(493)	(389)
RISULTATO NETTO DELL'ESERCIZIO	1.475	1.165

Stato patrimoniale (in migliaia di Euro)	2023	2022
ATTIVITA' NON CORRENTI		
Attività materiali	628	801
Attività immateriali	46.899	45.065
Attività per imposte anticipate	1.730	1.470
	49.257	47.336
ATTIVITA' CORRENTI		
Rimanenze	1.499	1.367
Crediti commerciali	3.396	91
Attività per imposte correnti	-	784
Altre attività correnti	9.112	7.761
Attività finanziarie correnti	-	9.979
Disponibilità liquide e mezzi equivalenti	388	242
	14.394	20.225
TOTALE ATTIVITA'	63.651	67.561
TOTALE PATRIMONIO NETTO	36.407	36.027
PASSIVITA' NON CORRENTI		
Fondi per rischi ed oneri	1.363	1.324
Trattamento di fine rapporto	469	455
Quota non corrente di finanziamenti a M/L termine	1.976	2.896
Passività contrattuali non correnti	2.499	2.257
	6.307	6.932
PASSIVITA' CORRENTI		
Quota corrente di finanziamenti a M/L termine	924	916
Debiti finanziari a breve termine	7	11
Debiti commerciali	16.973	16.632
Passività per imposte correnti	254	129
Altre passività correnti	2.714	6.850
Passività contrattuali correnti	64	64
	20.937	24.602
TOTALE PASSIVITA' e PN	63.651	67.561

8. Commento alle principali voci di conto economico

8.1 Ricavi

Negli esercizi chiusi al 31 dicembre 2023 e al 31 dicembre 2022 i ricavi ammontano rispettivamente ad Euro 1.222.216 migliaia ed Euro 1.778.292 migliaia. La tabella seguente evidenzia la ripartizione tra ricavi da contratti con clienti ed altri ricavi operativi:

(valori in migliaia di euro)	Esercizio chiuso al 31 dicembre	
	2023	2022
Ricavi da cessione di beni e servizi	1.195.704	1.766.057
Altri ricavi operativi	26.512	12.235
Totale ricavi	1.222.216	1.778.292

8.1.1 Ricavi da cessione di beni e servizi

Di seguito si evidenzia la suddivisione per flussi dei ricavi da cessione di beni e servizi del Gruppo per l'esercizio chiuso al 31 dicembre 2023 comparati con l'esercizio chiuso al 31 dicembre 2022:

(valori in migliaia di euro)	Esercizio chiuso al 31 dicembre	
	2023	2022
Ricavi della distribuzione del gas metano	58.713	59.087
Perequazione distribuzione gas metano	(3.215)	(7.855)
Ricavi della vendita e distribuzione di gas naturale GPL	2.726	2.862
Ricavi della vendita di gas metano	703.698	1.279.883
Ricavi della vendita di energia elettrica	288.067	333.400
Ricavi dell'attività delle telecomunicazioni	6.660	6.337
Ricavi da selezione e conferimento rifiuti	18.677	13.675
Ricavi da efficientamento energetico edifici	65.822	27.774
Ricavi delle altre attività del gruppo	17.025	19.488
Incrementi immobilizzazioni	32.760	27.438
Quota di competenza dei contributi percepiti	2.554	2.759
Ricavi per servizi post contatore e prestazioni accessorie	2.217	1.209
Ricavi da cessione di beni e servizi	1.195.704	1.766.057

Le principali variazioni sono relative alle voci:

- “Ricavi della vendita di gas metano” e “Ricavi della vendita di energia elettrica”, che registrano un decremento, rispettivamente, di Euro 576.185 migliaia ed Euro 45.333 migliaia per l'effetto combinato di *i*) riduzione dei prezzi delle materie prime gas ed energia elettrica, *ii*) minori volumi venduti nel comparto gas, parzialmente compensati da maggiori vendite nel comparto elettrico *iii*) riduzione delle vendite al PSV, GME e per operazioni di bilanciamento *iv*) incremento delle componenti passanti della distribuzione gas e del trasporto e dispacciamento energia elettrica che sono state impattate in precedenza da interventi normativi finalizzati alla riduzione delle tariffe di vendita ai clienti finali;
- “Ricavi da selezione e conferimento rifiuti” registra un incremento di Euro 5.002 migliaia principalmente per effetto di maggiori volumi trattati;
- “Ricavi da efficientamento energetico edifici” è riferita ai ricavi della controllata Estra Clima S.r.l. per specifici interventi in ambito di efficienza energetica, in aumento nell'esercizio 2023 per l'effetto dell'esecuzione di maggiori lavori bonus 110 incentivati per i committenti dal Decreto Rilancio del 19 maggio 2020.

La voce “Ricavi delle altre attività del gruppo” è riferita principalmente a:

- ricavi della Capogruppo per contratti di servizio in essere con i Soci, società collegate e società sottoposte a controllo congiunto (Euro 777 migliaia);
- ricavi da gestione calore e manutenzione tipici della controllata Estra Clima S.r.l. (Euro 7.531 migliaia);
- ricavi per produzione di energia elettrica dagli impianti fotovoltaici ubicati a Cavriglia (AR) per Euro 6.047 migliaia;

La voce “Incrementi per lavori interni” è principalmente riferita ai costi interni relativi alle attività svolte sulle reti di distribuzione in concessione.

I ricavi della vendita di gas metano e di energia elettrica includono in entrambi gli esercizi chiusi al 31 dicembre 2023 e 2022 lo stanziamento per la stima delle forniture di energia elettrica e gas erogate ai clienti finali e non ancora fatturate al 31 dicembre. Tale stima è ottenuta quale differenza tra i consumi (effettivi o stimati sulla base dei consumi storici dei clienti e di altri fattori che possono influire sul consumo oggetto di stima, quali le condizioni atmosferiche) già fatturati entro la fine dell'esercizio e le quantità complessivamente immesse nella rete di distribuzione determinata prendendo a riferimento sia i volumi di allocazione da parte del distributore nazionale che previsioni interne di consumo dei clienti; la stima è rilevata in appositi stanziamenti per fatture da emettere.

Di seguito si elenca il dettaglio dei ricavi da contratti con clienti del Gruppo per l'esercizio chiuso al 31 dicembre 2023 raggruppati per settore operativo:

Esercizio chiuso al 31 dicembre 2023 (valori in migliaia di euro)	Settori operativi				
	Totale	Mercato regolato	Vendita gas e luce	Corporate	Altri servizi
Ricavi della distribuzione del gas metano	58.713	58.713			
Perequazione distribuzione gas metano	(3.215)	(3.215)			
Ricavi della vendita e distribuzione di gas naturale GPL	2.726	2.726			
Ricavi della vendita di gas metano	703.698		703.698		
Ricavi della vendita di energia elettrica	288.067		286.687	10	1.369
Ricavi dell'attività delle telecomunicazioni	6.660				6.660
Ricavi da selezione e conferimento rifiuti	18.677				18.677
Ricavi da efficientamento energetico edifici	65.822				65.822
Ricavi delle altre attività del gruppo	17.025			777	16.248
Incrementi immobilizzazioni per lavori interni	32.760	32.760			
Quota di competenza dei contributi percepiti	2.554	1.013		86	1.456
Ricavi per servizi post contatore e prestazioni accessorie	2.217		2.217		
Ricavi da cessione di beni e servizi	1.195.704	91.996	992.602	873	110.233
Rettifiche e Elisioni	(67.936)	(27.795)	(6.488)	(29.308)	(4.345)
Totale ricavi al lordo di rettifiche ed elisioni tra settori operativi	1.137.487	64.201	986.114	-28.435	105.888

Il Gruppo opera solo sul territorio italiano.

Come indicato nei principi contabili applicati, il gruppo prevalentemente rileva ricavi su un arco temporale coerentemente con il trasferimento del controllo dei beni e servizi erogati.

Le principali obbligazioni di fare sono quelle specifiche nel settore di attività ed attengono al trasferimento del controllo delle commodities ai clienti finali, nonché ai servizi di trasporto e distribuzione delle stesse qualora si gestisca la rete di distribuzione in ossequio alle concessioni e normative vigenti.

Le condizioni di mercato applicate sono in linea con la prassi di settore e le normative applicabili.

Il Gruppo ha la possibilità di fatturare ai clienti gli importi corrispondenti alle performance erogate.

Con riferimento alle tempistiche di riconoscimento dei ricavi per contributi di allacciamento, le stesse sono coerenti con la vita utile dei corrispondenti attivi riconosciuti dal Gruppo in presenza di un coerente obbligo legale di erogazione del servizio.

8.1.2 Altri ricavi operativi

Di seguito si elenca il dettaglio degli altri ricavi operativi del Gruppo per l'esercizio chiuso al 31 dicembre 2023 comparati con l'esercizio chiuso al 31 dicembre 2022:

(valori in migliaia di euro)	Esercizio chiuso al 31 dicembre	
	2023	2022
Titoli Efficienza Energetica	7.115	2.323
Rilascio fondo rischi	543	144
Ricavi diversi di esercizio	18.713	9.765
Plusvalenze gestione extra-caratteristica	141	3
Altri ricavi operativi	26.512	12.235

La voce "Titoli Efficienza energetica" contiene la valorizzazione dei titoli di efficienza energetica (TEE) di competenza dell'esercizio 2023 quale contributo tariffario previsto da ARERA.

Con Delibera 340/2023/R/EFR del 25 luglio 2023 ARERA ha pubblicato il valore del contributo tariffario, pari a 250,00 €/TEE, e del corrispettivo addizionale, pari a 0,68 €/TEE, da riconoscere ai distributori nell'ambito del meccanismo dei titoli di efficienza energetica per l'anno d'obbligo 2022. Pertanto il contributo per i titoli acquistati dal 1° gennaio al 31 maggio 2023 (data di chiusura dell'a.o. 2022) è stato di 250 €/TEE (n. 2.317 TEE), a cui si è aggiunto il corrispettivo addizionale di 0,68 €/TEE sui 5.379 TEE acquistati durante tutto l'a.o. 2022 (dal 1° giugno 2022 al 31 maggio 2023). Il corrispettivo addizionale è stato rilevato interamente in questo esercizio 2023 (anche

per i TEE acquistati in precedenza) in quanto prima questo contributo non era certo e non ne era conoscibile la misura. Per i titoli acquistati dal 1° giugno 2023 invece si è provveduto ad una stima del contributo, stimati in 248 €/TEE, considerato l'andamento dei prezzi di mercato.

Rispetto al 2022, si nota un importante aumento dei ricavi relativi ai TEE, dovuto al maggior numero di TEE acquistati (circa 14.000 TEE).

I rilasci di fondi rischi fanno principalmente riferimento all'eccedenza di quanto accantonato nell'esercizio 2022 in relazione al rischio di penali a carico delle società di distribuzione in base alla Delibera 269/2022 e di indennizzi su lavori di manutenzione d'immobili, risultati eccedenti per differenza di stima.

Fatto salvo quanto detto sotto sulle poste straordinarie, la voce "Ricavi diversi di esercizio" si riferisce principalmente a: i) riaddebiti di costi sostenuti dalla Capogruppo per conto di società collegate e a controllo congiunto e ii) ricavi accessori afferenti alla distribuzione gas quali indennizzi alla società di vendita, ricavi per accertamenti documentali, rimborso oneri di default, lavori addebitati a soggetti terzi, prestazioni accessorie fatturate con il vettoriamento e incentivi sicurezza.

Con riferimento agli incentivi sicurezza, pari ad Euro 2.704 migliaia nel 2023 ed Euro 2.471 nel 2022, si evidenzia che i ricavi sono iscritti nell'anno di sostenimento degli interventi incentivati seppure vengano definitivamente riconosciuti dall'Autorità con apposita delibera successiva alla chiusura dell'esercizio.

La voce accoglie le seguenti partite di carattere straordinario:

- Indennizzi per Euro 9.719 migliaia percepiti a seguito della risoluzione positiva di alcune controversie che vedevano Estra Energie S.r.l. come parte attiva nella richiesta di danni economici ad alcuni fornitori. Alla data di chiusura del bilancio, gli importi riconosciuti a titolo di risarcimento danni sono stati completamente incassati.
- Ricavi, per Euro 451 migliaia nel 2023 ed Euro 1.436 migliaia nel 2022, relativi a corrispettivi sull'importo residuo per mancati ammortamenti su misuratori elettronici di prima installazione dismessi anticipatamente riconosciuti alle società del Gruppo operanti nella distribuzione di gas naturale a recupero tariffario di esercizi precedenti, a seguito di Delibera ARERA 737/2022/R/gas del 29 dicembre 2022.

8.2 Costi operativi

Negli esercizi chiusi al 31 dicembre 2023 e al 31 dicembre 2022 i costi operativi ammontano rispettivamente a Euro 1.147.340 migliaia ed Euro 1.744.923 migliaia. La tabella seguente evidenzia la ripartizione dei costi operativi.

(valori in migliaia di euro)	Esercizio chiuso al 31 dicembre	
	2023	2022
Materie prime, sussidiarie e merci	795.373	1.519.023
Costi per servizi	209.042	103.187
Costi per il personale	48.941	46.595
Ammortamenti, accantonamenti, svalutazioni	78.215	69.667
Altri costi operativi	15.769	8.890
Costi operativi	1.147.340	1.747.362

8.2.1 Acquisto di materie prime, sussidiarie, di consumo e merci

I costi per acquisto materie prime, sussidiarie, di consumo e merci ammontano a Euro 795.373 migliaia per l'esercizio chiuso al 31 dicembre 2023 ed Euro 1.519.023 migliaia per l'esercizio chiuso al 31 dicembre 2022.

(valori in migliaia di euro)	Esercizio chiuso al 31 dicembre	
	2023	2022
Acquisti materie prime, sussidiarie, di consumo e merci	775.801	1.537.963
Variazione rimanenze	18.350	(21.142)
Proventi/oneri da gestione rischio commodity	1.317	2.439
	795.467	1.519.260
<i>a dedurre:</i>		
-incrementi per lavori interni	(94)	(237)
Materie prime, sussidiarie, di consumo e merci	795.373	1.519.023

I costi per acquisto di materie prime, sussidiarie, di consumo e merci legati alle attività di somministrazione di gas naturale ed energia elettrica ai clienti finali dell'esercizio 2023 sono diminuiti rispetto all'esercizio 2022 in correlazione all'andamento dei ricavi.

La componente più significativa della voce è rappresentata dai costi di acquisto, trasporto e stoccaggio gas per Euro 601.298 migliaia (Euro 1.235.388 migliaia nel 2022) e costi di acquisto di energia elettrica per Euro 153.071 migliaia (Euro 282.438 migliaia nel 2022), in significativo decremento per effetto del forte abbassamento dei prezzi registratosi nei mercati energetici, rispetto all'esercizio precedente.

La variazione delle rimanenze finali è dovuta, prevalentemente, ai minori volumi di gas in stoccaggio e alla riduzione dei prezzi della materia prima.

La voce "Proventi/oneri da gestione rischio commodity" si riferisce, oltre che al risultato dell'attività di trading di gas naturale, anche alla variazione di fair value dei derivati finanziari (commodity swap) utilizzati con finalità di ottimizzazione del portafoglio industriale e non contabilizzati in *cash flow hedge*. In riferimento a quest'ultimi si rinvia a quanto sopra riportato nel paragrafo IFRS 9 Strumenti finanziari – Implementazione Hedge Accounting.

La tabella seguente evidenzia la composizione della voce:

(valori in migliaia di euro)	Esercizio chiuso al 31 dicembre	
	2023	2022
Margine dell'attività di trading gas	567	2.522
Variazione di fair value dei commodity swap utilizzati nell'attività di commercializzazione energia elettrica	-	995
Variazione di fair value dei commodity swap utilizzati nell'attività di commercializzazione gas	750	(1.078)
Totale oneri da gestione rischio commodity	1.317	2.439

Maggiori informazioni sono contenute nella nota Strumenti finanziari e valutazione al fair value.

8.2.2 Costi per servizi

Di seguito si elenca il dettaglio dei costi per servizi del Gruppo per l'esercizio chiuso al 31 dicembre 2023 comparati con l'esercizio chiuso al 31 dicembre 2022:

(valori in migliaia di euro)	Esercizio chiuso al 31 dicembre	
	2023	2022
Costi distribuzione gas utenti	(26.577)	(35.321)
Costi di trasporto e dispacciamento energia elettrica	97.582	40.395
Costi per riqualificazione impianti di terzi e per appalti e manutenzioni	50.958	28.552
Canoni di concessione gas	13.322	13.695
Prestazioni professionali	13.836	9.786
Costi per trasporto e smaltimento rifiuti	9.670	8.644
Assicurazioni	2.703	2.142
Prestazioni e consulenze tecniche fiscali amministrative e notarili	10.809	9.108
Costi relativi alla gestione clientela e per stampa e recapito bollette	5.472	4.309
Servizi telecomunicazioni	4.030	3.092
Costi di pubblicità e sponsorizzazione dei prodotti del gruppo	2.571	2.513
Locazioni e canoni diversi	1.947	1.795
Altri costi per servizi	24.912	17.054
a dedurre:		
-incrementi per lavori interni	(2.193)	(2.579)
Costi per servizi	209.042	103.187

La principale variazione dei costi per servizi è relativa alle voci “Costi distribuzione gas utenti” e “Costi di trasporto e dispacciamento energia elettrica” che registrano un incremento complessivo di Euro 65.931 migliaia.

Tale variazione è principalmente dovuta ai maggiori volumi di energia elettrica venduti nel 2023 e agli effetti sul 2022 e, in misura minore sul 2023, di:

- disposizioni normative che, per far fronte al caro bollette indotto dai repentini rialzi dei prezzi delle commodity energetiche, hanno introdotto l’annullamento degli oneri generali di sistema a specifiche utenze e hanno ridotto sensibilmente le componenti della distribuzione;
- maggiori bonus sociali gas ed energia elettrica accreditati a determinate categorie di clienti finali. Il disposto normativo, in particolare, ha previsto l’ampliamento della base degli utenti ammessi agli sconti, l’aumento del valore unitario dei bonus sociali applicabili e l’introduzione di un’aliquota aggiuntiva negativa della componente Ug2c, a partire da aprile 2022, come previsto dalla delibera 148/2022/R/gas di Arera.

L’incremento delle voci “Costi per riqualificazione impianti di terzi e per appalti e manutenzioni” e “Prestazioni professionali” è principalmente riferito ai costi sostenuti per lo svolgimento delle pratiche relative ad interventi in ambito di efficienza energetica della società controllata Estra Clima S.r.l. in correlazione all’andamento dei ricavi.

La voce canoni di concessione gas fa riferimento ai canoni corrisposti dal Gruppo ai Comuni affidatari del servizio di distribuzione e misura del gas naturale.

La voce locazioni e canoni diversi è principalmente relativa ai costi per l’affitto di beni a breve termine o in cui l’attività sottostante è di modesto valore e per i quali il Gruppo si è avvalso delle esenzioni concesse dall’IFRS 16 e, quindi non ha proceduto alla rilevazione della passività finanziaria e del relativo diritto d’uso. I canoni di locazione sono quindi rilevati a conto economico su base lineare per la durata dei rispettivi contratti.

8.2.3 Costi per il personale

Di seguito si elenca il dettaglio dei costi per il personale del Gruppo per l’esercizio chiuso al 31 dicembre 2023 comparati con l’esercizio chiuso al 31 dicembre 2022:

(valori in migliaia di euro)	Esercizio chiuso al 31 dicembre	
	2023	2022
Salari e stipendi	34.538	33.681
Oneri sociali	11.544	11.030
Trattamento di fine rapporto	1.821	2.085
Altri Costi	850	133
Personale distaccato da terzi	356	165
a dedurre:		
-incrementi per lavori interni	(167)	(499)
Costi per il personale	48.941	46.595

L'aumento è dovuto principalmente al rinnovo del CCNL.

8.2.4 Ammortamenti, accantonamenti e svalutazioni

Di seguito si elenca il dettaglio degli ammortamenti, accantonamenti e svalutazioni del Gruppo per l'esercizio chiuso al 31 dicembre 2023 comparati con l'esercizio chiuso al 31 dicembre 2022:

(valori in migliaia di euro)	Esercizio chiuso al 31 dicembre	
	2023	2022
Ammortamenti attività immateriali	44.667	39.776
Ammortamenti attività materiali	16.597	15.546
Svalutazione attività immateriali	2.206	600
Svalutazione attività materiali	2.815	
Svalutazione crediti commerciali	11.112	13.642
Altri accantonamenti	819	103
Ammortamenti, accantonamenti e svalutazioni	78.215	69.667

Per il dettaglio delle voci relative agli ammortamenti e svalutazioni delle attività non correnti ed alla svalutazione dei crediti commerciali si rimanda ai prospetti delle attività materiali, immateriali e al prospetto del fondo svalutazione crediti esposti nelle note di commento alla situazione patrimoniale.

In riferimento alle svalutazioni di attività materiali ed immateriali si rinvia alle note "Impairment test ai sensi dello IAS 36" ed "Attività immateriali".

8.2.5 Altri costi operativi

Di seguito si elenca il dettaglio degli altri costi operativi del Gruppo per l'esercizio chiuso al 31 dicembre 2023 comparati con l'esercizio chiusi al 31 dicembre 2022:

(valori in migliaia di euro)	Esercizio chiuso al 31 dicembre	
	2023	2022
Altri oneri diversi di gestione	3.298	3.459
Imposte e tasse indirette diverse	1.836	1.598
Acquisto titoli efficienza energetica	7.115	2.312
Quote associative	1.187	585
Minusvalenze da alienazioni	2.333	936
Altri costi operativi	15.769	8.890

La voce "Acquisto titoli efficienza energetica" riguarda i costi sostenuti per l'ottenimento dei certificati per il risparmio energetico per adempiere all'obbligo imposto per il 2023. In riferimento all'incremento della voce, si rinvia ai commenti sui ricavi da titoli efficienza energetica.

Le minusvalenze da alienazioni sono originate principalmente da: *i)* l'attività di sostituzione di misuratori tradizionali secondo gli obblighi imposti dall'ARERA e *ii)* dall'attività di sostituzione di misuratori elettronici non

funzionanti.

In riferimento alle dimissioni di cui al punto *i)*, pari ad Euro 185 migliaia, si evidenzia che continuerà ad essere riconosciuta nelle tariffe di vettoriamento la componente di QA nel VRT a ristoro delle società di distribuzione per alcuni tipologia di calibri.

In riferimento alle dimissioni di cui al punto *ii)*, pari ad Euro 2.009 migliaia al netto dell'utilizzo del fondo rischi stanziato al 31 dicembre 2022, si evidenzia che, con Delibera 737/2022/R/gas del 29 dicembre 2022, l'ARERA ha riconosciuto un corrispettivo a ristoro delle società di distribuzione relativo all'IRMA (valore residuo degli smart meter di prima installazione dismessi anticipatamente). L'effetto, a ristoro delle minusvalenze realizzate nel presente esercizio, pari ad Euro 1.075 migliaia è stato iscritto nella voce altri ricavi. Parte delle minusvalenze, pari ad Euro 783 migliaia, trova inoltre compensazione con i ricavi rilevati a fronte di accordi transattivi con i fornitori che prevedevano degli indennizzi a copertura dei danni economici subiti. Tali indennizzi sono contabilizzati nella voce altri ricavi di conto economico e vengono rilevati in correlazione al momento della dimissione dei misuratori malfunzionanti.

8.3 Proventi finanziari

Negli esercizi chiusi al 31 dicembre 2023 e al 31 dicembre 2022 i proventi finanziari ammontano rispettivamente a Euro 10.276 migliaia ed Euro 2.694 migliaia. Il dettaglio è il seguente:

(valori in migliaia di euro)	Esercizio chiuso al 31 dicembre	
	2023	2022
Proventi verso società collegate	234	257
Proventi diversi verso altri	10.042	2.437
Proventi finanziari	10.276	2.694

I proventi verso collegate e società a controllo congiunto sono maturati sui crediti iscritti nelle attività finanziarie non correnti sui finanziamenti concessi a quest'ultime.

La voce proventi diversi verso altri è relativa principalmente agli effetti dell'attualizzazione finanziaria dei crediti d'imposta acquisiti a seguito dell'applicazione dello sconto in fattura per interventi di efficientamento energetico effettuati dalla società controllata Estra clima S.r.l. per Euro 2.328 migliaia (Euro 921 migliaia al 31 dicembre 2022); agli interessi attivi per ritardato pagamento addebitati ai clienti per Euro 2.166 migliaia (Euro 1.319 migliaia al 31 dicembre 2022) ed agli interessi attivi maturati sui conti correnti bancari e postali per Euro 5.497 migliaia (Euro 105 migliaia al 31 dicembre 2022).

8.4 Oneri finanziari

Negli esercizi chiusi al 31 dicembre 2023 e al 31 dicembre 2022 gli oneri finanziari ammontano rispettivamente a Euro 37.910 migliaia ed Euro 14.329 migliaia. Il dettaglio è il seguente:

(valori in migliaia di euro)	Esercizio chiuso al 31 dicembre	
	2023	2022
Interessi passivi c/c bancari	126	785
Interessi passivi su mutui e gestione finanziaria	24.229	5.463
Interessi passivi su prestiti obbligazionari	6.671	6.260
Altri Interessi passivi	5.510	779
Interessi di mora	197	4
Interest cost TFR	272	155
Interessi passivi su finanziamento Soci	212	193
Interessi passivi leasing IFRS 16	695	690
Oneri finanziari	37.910	14.329

L'aumento della voce rispetto all'esercizio precedente è legato al maggior livello di indebitamento lordo medio dell'esercizio, oltre che all'innalzamento dei tassi di interesse.

Gli interessi su mutui e su prestiti obbligazionari comprendono gli oneri relativi alla valutazione al costo ammortizzato.

La voce Altri interessi passivi include, in particolare:

- uno stanziamento a fondo rischi di Euro 1.909 migliaia per interessi passivi che il Gruppo potrebbe dover corrispondere per il ritardato pagamento di poste debitorie oggetto di contestazione, in caso di soccombenza;
- commissioni di garanzia sui finanziamenti SACE per Euro 694 migliaia;
- oneri finanziari da cessione di crediti d'imposta Superbonus per Euro 1.344 migliaia;
- oneri finanziari per l'attualizzazione dei crediti d'imposta Ecobonus e Superbonus per Euro 1.101 migliaia.

8.5 Quota dei proventi/oneri da valutazione delle partecipazioni di natura finanziaria con il metodo del patrimonio netto

La voce si riferisce alla valutazione delle società collegate o sottoposte a controllo congiunto, aventi natura finanziaria, per cui si rinvia ai commenti alla corrispondente voce dell'attivo dello stato patrimoniale.

Negli esercizi chiusi al 31 dicembre 2023 e al 31 dicembre 2022 la valutazione delle partecipazioni di natura finanziaria con il metodo del patrimonio netto ha determinato oneri per Euro 2.349 migliaia nell'esercizio 2023 ed oneri per Euro 577 migliaia nell'esercizio 2022. L'importo al 31 dicembre 2023 include la svalutazione, di carattere straordinario, della partecipazione detenuta in Blugas Infrastrutture per Euro 2.195 migliaia, come descritto a commento della relativa voce dello Stato Patrimoniale.

8.6 Imposte sul reddito dell'esercizio

Negli esercizi chiusi al 31 dicembre 2023 e al 31 dicembre 2022 le imposte sul reddito dell'esercizio ammontano rispettivamente a Euro 16.710 migliaia ed Euro 9.203 migliaia:

(valori in migliaia di euro)	Esercizio chiuso al 31 dicembre	
	2023	2022
Imposte correnti	22.345	12.110
Imposte esercizi precedenti	(47)	565
Imposte correnti	22.298	12.675
Imposte anticipate	(3.609)	(1.703)
Imposte differite	(1.978)	(1.769)
Imposte dell'esercizio	16.710	9.203

In riferimento alle imposte correnti si evidenzia che il Gruppo ha optato per il regime impositivo, denominato Consolidato Fiscale Nazionale, la cui disciplina è contenuta negli articoli da 117 a 129 del D.P.R. n. 917/1986. Tale regime opzionale prevede la determinazione in capo alla società controllante di un unico reddito imponibile di gruppo, corrispondente alla somma algebrica dei redditi complessivi netti dei soggetti aderenti e, conseguentemente, di un'unica imposta sul reddito delle società del gruppo.

In ciascun periodo di imposta, le società in perdita hanno diritto a ricevere quale compenso della perdita un importo pari all'aliquota IRES applicabile nel periodo d'imposta moltiplicata per detta perdita. Le società che apportano un'eccedenza di interessi passivi ovvero un'eccedenza di ROL hanno diritto di ricevere, in caso di utilizzo dell'eccedenza, un compenso pari ad una percentuale pattuita delle minori imposte calcolate sull'eccedenza utilizzata.

Il perimetro del consolidato fiscale include le seguenti società partecipate in misura superiore al 50%: Estracoma S.r.l., Centria S.r.l., Estracoma Energie S.r.l., Gergas S.p.A., Estracom S.p.A. ed Ecos S.r.l..

8.7 Operazioni significative non ricorrenti, atipiche e/o inusuali

Entrambi i conti economici degli esercizi 2023 e 2022 sono stati influenzati da componenti straordinarie illustrate in relazione sulla gestione a commento dell'andamento economico del Gruppo.

9. Commento alle principali voci di conto economico complessivo

9.1 Variazione riserva di cash flow hedge

Negli esercizi chiusi al 31 dicembre 2023 e al 31 dicembre 2022 la variazione riserva di cash flow hedge è, rispettivamente, negativa di Euro 1.735 migliaia e positiva di Euro 8.571 migliaia.

La voce rappresenta la componente del risultato complessivo che recepisce la variazione della “Riserva di Cash flow hedge” iscritta per la porzione efficace dei derivati su commodity e derivati IRS di copertura.

9.2 Utili (perdite) attuariali

Nell'esercizio chiuso al 31 dicembre 2023 la perdita attuariale ammonta ad Euro 123 migliaia, rispetto all'utile attuariale di Euro 1.254 migliaia rilevato nell'esercizio chiuso al 31 dicembre 2022.

La voce rappresenta la componente del risultato complessivo che recepisce la variazione della “Riserva attualizzazione IAS 19”, iscritta per gli utili e le perdite attuariali derivanti da variazioni delle ipotesi attuariali nella valutazione del TFR in accordo a principio IAS 19.

10. Commento alle principali voci dello stato patrimoniale

10.1 ATTIVITÀ NON CORRENTI

10.1.1 Attività materiali

Negli esercizi chiusi al 31 dicembre 2023 e al 31 dicembre 2022 le attività materiali ammontano rispettivamente a Euro 134.370 migliaia ed Euro 141.147 migliaia.

(valori in migliaia di euro)	Esercizio chiuso al 31 dicembre	
	2023	2022
Terreni e fabbricati	30.920	32.038
<i>di cui per diritto d'uso</i>	<i>17.189</i>	<i>19.691</i>
Impianti e macchinari	92.361	96.854
<i>di cui per diritto d'uso</i>	<i>761</i>	<i>469</i>
Attrezzature industriali e commerciali	1.266	1.402
<i>di cui per diritto d'uso</i>	<i>0</i>	<i>82</i>
Altri beni	6.466	6.545
<i>di cui per diritto d'uso</i>	<i>3.017</i>	<i>2.491</i>
Immobilizzazioni in corso e acconti	3.357	4.308
Attività materiali	134.370	141.147

Le attività materiali sono principalmente rappresentate dai seguenti beni di proprietà:

- un impianto di cogenerazione a biomasse legnose e la relativa rete di teleriscaldamento posto nel Comune di Calenzano per Euro 1.840 migliaia;
- impianti e macchinari afferenti alla realizzazione di strutture telematiche e di telecomunicazioni derivanti dall'attività svolta dalla società Estracom S.p.A. per Euro 28.227 migliaia;
- un impianto di trigenerazione localizzato nel Comune di Sesto Fiorentino di proprietà della controllata Estra Clima S.r.l. per Euro 1.135 migliaia;
- impianti fotovoltaici per Euro 31.684 migliaia;
- un impianto di selezione rifiuti urbani, con annessi locali, acquisito nel corso dell'esercizio 2019 con il consolidamento di Ecolat S.r.l. per Euro 7.191 migliaia;
- un impianto di trattamento chimico, fisico e biologico di rifiuti speciali pericolosi e non pericolosi liquidi, acquisito nel corso dell'esercizio 2022 con il consolidamento di Bisenzio Ambiente S.r.l. per Euro 13.538 migliaia;
- un impianto di trattamento e recupero di rifiuti non pericolosi provenienti principalmente dallo spazzamento stradale acquisito nel corso dell'esercizio 2022 con il consolidamento di Ecocentro Toscana S.r.l. per Euro 5.803 migliaia.
- un complesso immobiliare adibito ad uffici e magazzino posto nel Comune di Pettoranello del Molise in provincia di Isernia per Euro 1.615 migliaia di proprietà della Capogruppo;
- un immobile acquisito nel corso dell'esercizio 2023 ad Ancona, in fase di ristrutturazione, destinato ad uffici per un valore netto contabile al 31 dicembre 2023 di Euro 1.407 migliaia di proprietà della Capogruppo.

In riferimento agli impianti fotovoltaici, si evidenzia che il Gruppo gestisce due impianti fotovoltaici ubicati a Cavriglia (AR) in forza di un rapporto concessorio stipulato con il Comune di Cavriglia, contabilizzato come una *sale and leaseback transaction* per Euro 20.536 migliaia. Ai sensi della concessione, il Gruppo dopo la costruzione dell'impianto ed il trasferimento della proprietà al Comune, non ha perso il controllo dello stesso, che risulta quindi iscritto come attività materiale, al costo di costruzione incrementato per i costi di smantellamento ed ammortizzato lungo la durata della concessione. Il valore dell'attività materiale è, inoltre, comprensivo del valore attuale dei canoni di concessione futuri rilevati come costi indiretti della costruzione e per i quali è stata rilevata una passività finanziaria in contropartita.

Le attività materiali, includono, inoltre, beni detenuti in leasing o affitto contabilizzati in accordo all'IFRS 16, tra cui in particolare:

- nella voce Terreni e Fabbricati, gli immobili occupati dal Gruppo ed in affitto dai Soci per le sedi aziendali di Prato, Siena ed Arezzo. I contratti con i Soci Intesa e Alia Servizi Ambientali hanno durata di tre anni a partire dal 01 gennaio 2019, rinnovabili tacitamente per ulteriori tre. Il contratto con il Socio Coingas ha durata di 6 anni a partire dal 01 gennaio 2020. I corrispettivi complessivi riconosciuti ai soci per l'esercizio 2023 ammontano ad Euro 2.114 migliaia. I corrispettivi sono soggetti a revisione annuale in ragione del 75% della variazione dell'indice ISTAT del costo della vita verificatosi nell'anno precedente. Ai fini della prima contabilizzazione ai sensi dell'IFRS 16 è stata presa a riferimento la durata contrattuale dopo il primo rinnovo, ovvero 31 dicembre 2024, ritenendo non ragionevolmente certo che il Gruppo prosegua la locazione degli immobili oltre tale data alle attuali condizioni contrattuali.
- nella voce Terreni e Fabbricati, gli immobili occupati dalle controllate Ecos S.r.l. e Bisenzio Ambiente S.r.l. in forza di contratti di affitto, rispettivamente, per un canone annuo di Euro 300 migliaia fino al 31/01/2028 ed un canone annuo di Euro 400 migliaia fino al 31/12/2032.
- nella voce Altri Beni, principalmente riferita agli automezzi e apparecchiature IT funzionali agli ambiti di attività del Gruppo.

Nell'esercizio chiuso al 31 dicembre 2023 la voce ha registrato la seguente movimentazione:

<i>in migliaia di Euro</i>	Terreni e fabbricati	Impianti e macchinari	Attrezzature industriali e comm.li	Altri beni	Immobilizzazioni in corso e acconti	Totale
Costo o valutazione						
Al 1 gennaio 2023	42.956	160.594	5.179	27.933	4.308	240.970
Incrementi	3.159	3.878	254	2.810	2.027	12.128
<i>di cui per diritto d'uso</i>	<i>1.142</i>	<i>516</i>		<i>1.882</i>		<i>3.540</i>
Cessioni/Eliminazioni	(536)	(309)	(336)	(2.143)	(9)	(3.333)
<i>di cui per diritto d'uso</i>	<i>(536)</i>			<i>(1.669)</i>		<i>(2.205)</i>
Riclassifica	414	2.968	-	(0)	(2.968)	414
Acquisizioni aziendali	416	6	0	48		471
Svalutazioni	(891)	(1.924)				(2.815)
Al 31 dicembre 2023	45.519	165.213	5.097	28.649	3.358	247.835
Ammortamenti						
Al 1 gennaio 2023	(10.918)	(63.740)	(3.777)	(21.388)	-	(99.823)
Ammortamento dell'esercizio	(4.102)	(9.451)	(352)	(2.692)		(16.597)
<i>di cui per diritto d'uso</i>	<i>(3.629)</i>	<i>(186)</i>	<i>(82)</i>	<i>(1.316)</i>		<i>(5.213)</i>
Cessioni/Eliminazioni	522	309	331	1.937		3.099
<i>di cui per diritto d'uso</i>	<i>522</i>			<i>1.630</i>		<i>2.151</i>
Riclassifica	(5)	33	(34)	1		(5)
Acquisizioni aziendali	(95)	(3)	(0)	(41)		(139)
Al 31 dicembre 2023	(14.599)	(72.852)	(3.831)	(22.184)	-	(113.466)
Valore netto contabile						
Al 31 dicembre 2022	32.038	96.854	1.402	6.545	4.308	141.147
Al 31 dicembre 2023	30.920	92.361	1.266	6.466	3.357	134.370

Nel corso dell'esercizio 2023 si evidenziano in particolare:

- investimenti dell'esercizio per Euro 12.128 migliaia principalmente riconducibili (i) alla categoria "Terreni e fabbricati", per complessivi Euro 3.159 migliaia tra cui si evidenzia in particolare rinnovi contrattuali per affitto degli stores per Euro 698 migliaia (ii) alla categoria "Impianti e macchinari", per complessivi Euro 3.878 migliaia riferiti prevalentemente all'impianto di selezione rifiuti urbani della società Ecolat S.r.l. e ad impianti e macchinari afferenti la realizzazione di strutture telematiche e di telecomunicazioni (iii) alla categoria "Altri beni", per complessivi Euro 2.810 migliaia relativi principalmente ad hardware e macchine di ufficio acquisiti in proprietà o in diritto d'uso ; (iv) alla categoria "Immobilizzazioni in corso e acconti", per complessivi Euro 2.027 migliaia relativi principalmente alla realizzazione dei cablaggi infrastrutturali delle aree industriali in FTTH;
- incrementi netti per acquisizioni aziendali per Euro 332 migliaia, relativi all'acquisizione del 100% delle quote della società Monte Urano Energie S.r.l. come descritto nel paragrafo della nota relativo alle aggregazioni aziendali;
- riclassifiche da attività immateriali per Euro 414 migliaia;
- ammortamenti del periodo per Euro 16.597 migliaia;

- svalutazioni per Euro 2.815 migliaia, per cui si rinvia al paragrafo successivo “Impairment test ai sensi dello IAS 36 sul valore delle attività materiali”.

Nell'esercizio chiuso al 31 dicembre 2022 la voce ha registrato la seguente movimentazione:

<i>in migliaia di Euro</i>	Terreni e fabbricati	Impianti e macchinari	Attrezzature industriali e comm.li	Altri beni	Immobilizzazioni in corso e acconti	Totale
Costo o valutazione						
Al 1 gennaio 2022	35.816	128.736	4.693	26.252	2.814	198.311
Incrementi	1.991	6.961	275	2.107	2.540	13.874
<i>di cui per diritto d'uso</i>	<i>1.514</i>	<i>399</i>	<i>245</i>	<i>819</i>		<i>2.977</i>
Cessioni/Eliminazioni	(1.033)		(2)	(836)	(79)	(1.949)
<i>di cui per diritto d'uso</i>	<i>(1.033)</i>		<i>(2)</i>	<i>(805)</i>		<i>(1.840)</i>
Riclassifica		967			(967)	-
Acquisizioni aziendali	6.181	23.930	213	410		30.734
Al 31 dicembre 2022	42.956	160.594	5.179	27.933	4.308	240.970
Ammortamenti						
Al 1 gennaio 2022	(12.715)	(54.365)	(3.414)	(19.293)		(89.787)
Ammortamento dell'esercizio	(4.009)	(8.411)	(352)	(2.774)		(15.546)
<i>di cui per diritto d'uso</i>	<i>(3.661)</i>	<i>(146)</i>	<i>(82)</i>	<i>(1.239)</i>		<i>(5.128)</i>
Cessioni/Eliminazioni	899			796		1.695
<i>di cui per diritto d'uso</i>	<i>899</i>			<i>791</i>		<i>1.690</i>
Altri movimenti	5.544					5.544
Acquisizioni aziendali	(627)	(964)	(11)	(117)		(1.719)
Al 31 dicembre 2022	(10.918)	(63.740)	(3.777)	(21.388)		(99.823)
Valore netto contabile						
Al 31 dicembre 2021	23.101	74.371	1.279	6.959	2.814	108.524
Al 31 dicembre 2022	32.038	96.854	1.402	6.545	4.308	141.147

Nel corso dell'esercizio 2022 si evidenziano in particolare:

- investimenti dell'esercizio per Euro 13.874 migliaia principalmente riconducibili (i) alla categoria “Terreni e fabbricati”, per complessivi Euro 1.991 migliaia tra cui si evidenzia in particolare rinnovi contrattuali per affitto degli stores per Euro 889 migliaia (ii) alla categoria “Impianti e macchinari”, per complessivi Euro 6.961 migliaia riferiti prevalentemente al revamping dell' impianto di selezione rifiuti urbani della società Ecolat S.r.l. e ad impianti e macchinari afferenti la realizzazione di strutture telematiche e di telecomunicazioni (iii) alla categoria “Altri beni”, per complessivi Euro 2.107 migliaia relativi principalmente ad hardware e macchine di ufficio acquisiti in proprietà o in diritto d'uso ; (iv) alla categoria “Immobilizzazioni in corso e acconti”, per complessivi Euro 2.540 migliaia relativi principalmente alla realizzazione dei cablaggi infrastrutturali delle aree industriali in FTTH;
- incrementi netti per acquisizioni aziendali per Euro 29.015 migliaia, relativi al consolidamento integrale di Bisenzio Ambiente S.r.l. ed Ecocentro Toscana S.r.l. come descritto nel paragrafo della nota relativo alle aggregazioni aziendali;
- altri movimenti della voce “Terreni e Fabbricati” per Euro 5.544 migliaia, relativi alla rimisurazione dell'attività e connessa passività finanziaria del contratto avente ad oggetto l'affitto degli immobili occupati dal Gruppo e di proprietà dei Soci per le sedi aziendali di Prato, Siena ed Arezzo prevedendo un ulteriore periodo di rinnovo di tre anni, ovvero fino al 2027;
- ammortamenti del periodo per Euro 15.546 migliaia.

10.1.2 Impairment test ai sensi dello IAS 36 sul valore delle attività materiali

Esercizio 2023

Gli amministratori, dall'analisi delle condizioni attuali sia interne che esterne, hanno ravvisato indicatori di perdite di valore in sede di chiusura del bilancio consolidato al 31 dicembre 2023 in riferimento a:

i) Un impianto di trattamento di rifiuti liquidi pericolosi e non pericolosi di proprietà della controllata Bisenzio Ambiente S.r.l.

L'impianto, iscritto ad un valore netto contabile al 31 dicembre 2023 di Euro 16.677 migliaia, al lordo di passività per imposte differite di Euro 2.011 migliaia, è stato assoggettato ad impairment test a seguito di risultati operativi inferiori alle previsioni di budget in conseguenza di minori volumi di attività per il prolungamento della fase di start-up rispetto a quanto inizialmente ipotizzato. Tale impianto è relativo alla "Gestione rifiuti" inclusa negli "Altri settori operativi".

L'impairment test è consistito nel raffronto tra il valore contabile iscritto in bilancio e la stima del valore recuperabile dell'immobilizzazione determinato in base al suo valore d'uso.

Per valore d'uso è stato considerato il valore attuale dei flussi di cassa futuri stimati, che si suppone deriveranno dall'uso continuativo dell'immobilizzazione. Il valore d'uso è stato determinato utilizzando il metodo finanziario (Discounted Cash Flow), il quale prevede la stima dei futuri flussi di cassa e la loro attualizzazione sulla base di un appropriato tasso di attualizzazione. I flussi di cassa scaturiscono da proiezioni esplicite fino al 2031 e Terminal Value, estrapolato utilizzando un tasso di crescita pari a 0.

Le previsioni dei flussi di cassa riflettono le migliori stime effettuabili dal management di Estra in merito alle principali assunzioni alla base dell'operatività dell'impianto (volumi di rifiuti trattati e relativo mix, costi manutentivi ed investimenti sull'impianto, tariffe di vendita), come da ultimo piano industriale approvato. Il piano approvato assume l'ottenimento di una proroga dell'attuale scadenza dell'autorizzazione integrata ambientale (2034).

Il tasso di attualizzazione utilizzato al fine di riflettere le valutazioni correnti del mercato con riferimento al valore attuale del denaro e ai rischi specifici connessi all'attività è stato stimato, coerentemente con i flussi di cassa considerati, mediante la determinazione di un costo medio ponderato del capitale (WACC) post imposte del 7,91%. A completamento di queste analisi, gli amministratori non hanno rilevato nell'esercizio corrente una perdita di valore, a fronte di un valore contabile, dopo l'ammortamento di periodo, superiore al suo valore d'uso, nonostante le assunzioni alla base dell'operatività dell'impianto scontano incertezze insite nello start up e sviluppo commerciale di un impianto di recente realizzazione, riflesse in flussi di cassa operativi ridotti nei primi anni di piano.

Il calcolo del valore d'uso dell'impianto è particolarmente sensibile alle seguenti assunzioni:

- margine lordo;
- tasso di sconto.

Il margine lordo è basato sui valori conseguiti nell'anno precedente ipotizzando progressivi incrementi di volumi trattati con un aumento significativo della capacità produttiva dell'impianto nei limiti dell'autorizzazione concessa; un miglioramento del mix di rifiuti trattati in favore di tipologie a maggiore redditività, marginali efficientamenti nei costi di smaltimento con l'incremento dei volumi trattati. Il management prevede che la quota di mercato dell'impianto cresca nel periodo di piano, anche grazie agli investimenti commerciali previsti per il mantenimento e l'acquisizione di nuovi clienti.

Il management riconosce che la possibilità di ingresso di nuovi attori nel mercato e/o un'accresciuta concorrenzialità nel settore possano avere un impatto significativo sul tasso di crescita e che l'aumento dei costi di smaltimento o il non raggiungimento degli obiettivi di efficientamento potrebbero portare ad una riduzione della marginalità rispetto a quella prevista nel piano.

L'analisi di sensitivity che è stata sviluppata si è focalizzata sulla marginalità dell'impianto, ipotizzando un decremento del 5%, con conseguente riduzione dei flussi di cassa sviluppati negli anni di piano e seguenti e su un incremento del WACC dello 0,5%. I valori ottenuti sono anche in tali ipotesi superiori a quelli di carico dell'impianto, ulteriormente confermando il valore di iscrizione.

ii) Un impianto di cogenerazione a biomasse legnose e la relativa rete di teleriscaldamento posto nel Comune di Calenzano ed un impianto di trigenerazione localizzato nel Comune di Sesto Fiorentino, di proprietà della controllata Estra Clima S.r.l. e rientranti nel segmento operativo "Gestione calore" incluso negli "Altri settori operativi".

Gli amministratori hanno ravvisato indicatori di perdite di valore in riferimento all'impianto di cogenerazione a biomasse sito nel Comune di Calenzano, iscritto ad un valore contabile di Euro 4.344 migliaia al 31 dicembre

2023, a seguito di risultati operativi inferiori alle previsioni di piano principalmente in conseguenza di maggiori costi di manutenzione necessari al corretto funzionamento dell'impianto.

Il nuovo piano prevede, oltre che una revisione delle condizioni tariffarie che risultano per tutti i clienti in scadenza al 30/09/24, la realizzazione della nuova centrale cogenerativa in assetto CHP, quindi alimentata esclusivamente a gas metano.

Gli amministratori hanno ravvisato indicatori di perdite di valore in riferimento all'impianto di teleriscaldamento di Sesto Fiorentino, iscritto ad un valore netto contabile di Euro 1.359 migliaia al 31 dicembre 2023, a seguito di risultati operativi inferiori alle previsioni di piano principalmente in conseguenza di un minore sviluppo urbanistico e, conseguentemente, minor numero di unità abitative allacciate rispetto alle attese. Il nuovo piano prevede una revisione tariffaria dei contratti in scadenza il 30/06/2025 ed assume uno scenario energetico stabile per i prossimi anni in assenza di significativi sviluppi urbanistici.

L'impairment test è consistito nel raffronto tra il valore contabile iscritto in bilancio e la stima del valore recuperabile dell'immobilizzazione determinato in base al suo valore d'uso.

Per valore d'uso si è considerato il valore attuale dei flussi di cassa futuri stimati, che si suppone deriveranno dall'uso continuativo della immobilizzazione e dalla dismissione della stessa al termine della sua vita utile. Il valore d'uso è stato determinato utilizzando il metodo finanziario (Discounted Cash Flow), il quale prevede la stima dei futuri flussi di cassa e la loro attualizzazione sulla base di un appropriato tasso di attualizzazione.

Le previsioni dei flussi di cassa riflettono le migliori stime effettuabili dal management di Estra in merito alle principali assunzioni alla base dell'operatività degli impianti per il periodo 2024-2033 (incentivi, produzione e cessione di energia elettrica, prezzi dei materiali, costi manutentivi). Il flusso di cassa terminale è stato estrapolato utilizzando un tasso di crescita pari a 0.

Il tasso di attualizzazione utilizzato al fine di riflettere le valutazioni correnti del mercato con riferimento al valore attuale del denaro e ai rischi specifici connessi all'attività è stato stimato, coerentemente con i flussi di cassa considerati, mediante la determinazione di un costo medio ponderato del capitale (WACC) post imposte del 8,04%.

A completamento di queste analisi, gli amministratori hanno rilevato nell'esercizio corrente una perdita di valore di Euro 2.504 migliaia per l'impianto di cogenerazione a biomasse legnose ed Euro 224 migliaia per all'impianto di teleriscaldamento di Sesto Fiorentino.

Il calcolo del valore d'uso dell'impianto è particolarmente sensibile alle seguenti assunzioni:

- margine lordo;
- tasso di sconto.

Un incremento nel tasso di sconto post-imposte dello 0,5% o una riduzione del 5% del margine lordo atteso determinerebbe un'ulteriore riduzione di valore dell'impianto in un range compreso tra Euro 60-140 migliaia per l'impianto di Calenzano ed Euro 10-50 migliaia per l'impianto di Sesto Fiorentino.

La voce svalutazione di attività materiali include, inoltre, la svalutazione di un impianto fotovoltaico per allinearne il valore netto contabile a fine esercizio 2023 al prezzo della cessione perfezionatasi a gennaio 2024, per Euro 88 migliaia.

10.1.3 Avviamento

L'avviamento iscritto nel bilancio consolidato al 31 dicembre 2023 fa riferimento a:

- i) le seguenti operazioni di business combination antecedenti alla data di FTA e per le quali il Gruppo si è avvalso della facoltà di non applicare retrospettivamente l'IFRS 3:
 - avviamento iscritto a seguito dell'acquisizione di Gergas S.p.A. relativamente alla CGU "Mercato regolato Gergas" (Euro 1.369 migliaia);
 - avviamento iscritto dai conferimenti dei rami di gestione clienti gas da parte di Consiag S.p.A. (ora Alia Servizi Ambientali S.p.A.), Intesacom S.p.A. e Coingas S.p.A.; l'acquisto a titolo oneroso dei rami di azienda vendita gas di Amag S.r.l., Valdarnotiberinagas S.r.l., Baiengas Commerciale S.r.l. e Offidagas S.r.l. ed Esegas; il disavanzo da fusione per incorporazione di Energeia S.r.l., nel complesso relativi alla CGU "Vendita gas ed energia elettrica" (Euro 10.687 migliaia).
-

ii) le seguenti operazioni di business combination successive alla data di FTA che ammontano ad Euro 23.440 migliaia e sono così dettagliate:

- avviamento emerso in sede di Purchase Price Allocation dall'acquisizione di Metania S.r.l. nell'esercizio 2018 (Euro 10.836 migliaia);
- avviamento emerso in sede di Purchase Price Allocation dall'acquisizione di GasMarca S.r.l. nell'esercizio 2018 (Euro 6.544 migliaia);
- avviamento emerso in sede di Purchase Price Allocation dall'acquisizione di Ecolat S.r.l. nell'esercizio 2019 (Euro 1.820 migliaia);
- avviamento emerso in sede di Purchase Price Allocation dall'acquisizione di Ecos S.r.l. nell'esercizio 2021 (Euro 4.240 migliaia);

Il Gruppo ha proceduto alla verifica di impairment test al 31 dicembre 2023 e al 31 dicembre 2022 da cui non sono emerse perdite di valore come descritto nel paragrafo successivo.

10.1.4 Impairment test ai sensi dello IAS 36 sul valore dell'avviamento

L'avviamento acquisito attraverso aggregazioni aziendali è stato allocato ai fini della verifica della perdita di valore alle unità generatrici di flussi di cassa "Vendita gas ed energia elettrica", "Mercato regolato Gergas", "Altro gestione rifiuti Ecolat" ed "Altro gestione rifiuti Ecos":

Valore contabile dell'avviamento allocato a ciascuna unità generatrice di flussi di cassa:

	Vendita gas ed energia elettrica		Mercato regolato		Altro (Ecos)		Altro (Ecos)		Totale	
	2023	2022	2023	2022	2023	2022	2023	2022	2023	2022
Avviamento	28.067	28.067	1.369	1.369	4.240	4.240	1.820	1.820	35.496	35.496

Il gruppo monitora la recuperabilità degli assets sulla base di piani approvati che tengono in considerazione le sinergie e le strategie a livello di CGU.

Vendita gas ed energia elettrica

Il valore recuperabile dell'unità generatrice di flussi di cassa Vendita gas ed energia elettrica è stato determinato sulla base del calcolo del valore d'uso, dove sono state utilizzate le proiezioni dei flussi di cassa della CGU derivanti dagli ultimi Piani Industriali disponibili alla data di valutazione e approvati dalla Direzione Aziendale.

Il Gruppo ha effettuato il proprio *impairment test* al 31 dicembre 2023 e 2022. L'*impairment test* al 31 dicembre 2023 è stato predisposto sulla base dell'ultimo piano industriale approvato relativo al periodo 2024-2028. Il tasso di sconto applicato alle proiezioni dei flussi di cassa, al netto delle imposte, è del 7,39%. I flussi di cassa sono stati estrapolati utilizzando un tasso di crescita pari a 0. A completamento di queste analisi, gli amministratori non hanno rilevato perdite di valore da imputare alle attività nette dell'unità Vendita gas ed energia elettrica, incluso l'avviamento di Euro 28.067 migliaia.

Assunzioni chiave utilizzate nel calcolo del valore d'uso e sensitività ai cambiamenti nelle assunzioni

Il calcolo del valore d'uso per la CGU Vendita gas ad energia elettrica è particolarmente sensibile ai seguenti fattori:

- margine lordo;
- quota di mercato nel corso del periodo di previsione;
- tassi di sconto.

Margine lordo – Il margine lordo è basato sui valori conseguiti nell'anno precedente ipotizzando incrementi marginali legati ad efficientamento. L'aumento dei costi della materia prima o il non raggiungimento degli obiettivi di efficientamento potrebbero portare ad una riduzione della marginalità rispetto a quella prevista nel piano. La

marginalità può, inoltre, essere impattata dal mancato raggiungimento della base clienti prevista a seguito di aumento del tasso di churn rate.

Assunzioni sulle quote di mercato – Il management prevede che la quota di mercato nel settore Vendita gas ed energia elettrica cresca nel periodo di Piano, anche grazie agli investimenti commerciali previsti per il mantenimento e l'acquisizione di nuovi clienti. Il management riconosce che la possibilità di ingresso di nuovi attori nel mercato e/o un'accresciuta concorrenzialità nel settore possano avere un impatto significativo sul tasso di crescita.

Tassi di sconto – I tassi di sconto riflettono la valutazione del mercato del rischio specifico di ciascuna unità generatrice di flussi di cassa, considerando il valore del denaro nel tempo e i rischi specifici delle attività sottostanti, che non siano già stati inclusi nella stima dei flussi stessi. Il calcolo del tasso di sconto è basato sulle circostanze specifiche del Gruppo e dei suoi settori operativi, derivato dal costo medio ponderato del capitale (WACC). Il WACC tiene conto sia del debito sia del patrimonio netto. Il costo del patrimonio netto è derivato dal tasso di rendimento atteso sugli investimenti. Il costo del debito è basato sui finanziamenti onerosi cui il Gruppo deve far fronte. Il rischio specifico del settore è incorporato applicando specifici fattori beta. I fattori beta sono verificati annualmente, sulla base dei dati di mercato disponibili. I tassi di sconto vengono rettificati per tener conto delle quantità e dei tempi specifici dei flussi fiscali futuri, in modo da riflettere un tasso di sconto post-imposte.

L'analisi di sensitivity che è stata sviluppata si è focalizzata sulla marginalità della CGU, ipotizzandone un decremento del 5%, con conseguente riduzione dei flussi di cassa sviluppati negli anni di piano e seguenti e su un incremento del WACC dello 0,5%.

I valori ottenuti sono anche in tali ipotesi superiori a quelli di carico delle CGU, pertanto l'analisi ha ulteriormente confermato per la CGU vendita gas ed energia elettrica il valore di iscrizione.

Mercato regolato - Gergas

L'avviamento scaturisce dall'acquisizione di Gergas, società operante nella distribuzione gas dei Comuni di Grosseto e Campagnatico.

L'avviamento è poco significativo se confrontato con il valore contabile complessivo delle attività allocate all'unità Mercato regolato Gergas. Tuttavia, in considerazione delle incertezze che ancora gravano circa le tempistiche per l'indizione e svolgimento delle gare per il rinnovo delle concessioni/affidamenti di distribuzione del gas, gli Amministratori hanno ritenuto di assoggettare l'avviamento ad impairment test confrontando il valore di iscrizione delle attività di distribuzione gas con il fair value al netto dei costi di vendita (VIR).

A tal fine è stato incaricato un esperto indipendente di stimare il Valore industriale degli impianti (VIR), valore di riferimento ai fini della determinazione del diritto all'indennizzo/rimborso relativo alle reti laddove, a seguito delle gare che saranno indette per l'assegnazione delle concessioni, il Gruppo perdesse la titolarità delle proprie concessioni.

Il valore recuperabile così determinato risulta superiore al valore contabile delle attività, anche applicando ragionevoli fattori di sensitivity in ribasso al Valore industriale. A completamento di queste analisi, gli amministratori non hanno rilevato perdite di valore del valore contabile delle attività nette dell'unità Mercato regolato Gergas, incluso l'avviamento di Euro 1.369 migliaia.

Altro- Gestione rifiuti Ecolat

L'avviamento scaturisce dall'acquisizione di Ecolat S.r.l., società operante principalmente nel settore della selezione meccanica degli imballaggi in materiali misti provenienti dalle raccolte differenziate degli Ambiti Ottimali Toscana Sud, Centro e Costa e dalla rilevazione, in via residuale rispetto al *fair value* delle attività identificabili, della capacità della società di produrre redditi futuri dalle attività di business correlate all'impianto di selezione o non correlate quali intermediazione, trattamento degli ingombranti e di altri rifiuti da privati.

Il valore recuperabile della CGU è stato determinato sulla base del calcolo del valore d'uso, utilizzando le proiezioni dei flussi di cassa dei relativi settori di attività derivanti dall'ultimo piano industriale disponibile alla data di

valutazione (2023-2033) e approvato dalla Direzione Aziendale ad aprile 2023. Il piano approvato assume l'ottenimento di una proroga decennale dell'attuale scadenza dell'autorizzazione ambientale (2031). Il tasso di sconto applicato alle proiezioni dei flussi di cassa, al netto delle imposte, è del 7,91%.

A completamento di queste analisi, gli amministratori non hanno rilevato perdite di valore da imputare all'avviamento.

Il calcolo del valore d'uso è particolarmente sensibile ai seguenti fattori:

- volumi di rifiuti trattati e relativa marginalità;
- tassi di sconto.

Il Gruppo ha condotto una sensitivity analysis delle ipotesi rilevanti sopra menzionate utilizzate per la determinazione del valore recuperabile (variazioni +/- 0,5% del WACC e riduzione del 5% dei flussi di cassa futuri in ipotesi di minori volumi di business o riduzione della marginalità) i cui esiti evidenziano che, pur in presenza di ragionevoli variazioni delle ipotesi chiave, non emerge un'eccedenza del valore contabile sul valore recuperabile.

Altro - Gestione rifiuti Ecos

L'avviamento scaturisce dall'acquisizione di Ecos S.r.l., società proprietaria di un sito di stoccaggio che opera nel mercato nazionale della gestione rifiuti speciali, pericolosi e non e dalla rilevazione, in via residuale rispetto al *fair value* delle attività identificabili, della capacità della società di produrre redditi futuri dalla propria attività di business ed è principalmente correlato alle aspettative di crescita ed alle sinergie di costo previste.

Il valore recuperabile della CGU è stato determinato sulla base del calcolo del valore d'uso, utilizzando le proiezioni dei flussi di cassa dall'ultimo piano industriale disponibile alla data di valutazione e approvato dalla Direzione Aziendale (2023-2033), che prevede una progressiva crescita dei volumi trattati e della marginalità conseguita rispetto all'esercizio corrente. Il piano approvato assume l'ottenimento di una proroga decennale dell'attuale scadenza dell'autorizzazione ambientale (2031). Il tasso di sconto applicato alle proiezioni dei flussi di cassa, al netto delle imposte, è del 7,91%.

A completamento di queste analisi, gli Amministratori non hanno rilevato perdite di valore da imputare all'avviamento.

Il calcolo del valore d'uso è particolarmente sensibile ai seguenti fattori:

- tasso di crescita dei volumi di rifiuti trattati e relativa marginalità;
- tassi di sconto.

Conseguentemente il Gruppo ha condotto una sensitivity analysis delle ipotesi rilevanti sopra menzionate utilizzate per la determinazione del valore recuperabile (variazioni +/- 0,5% del WACC e riduzione del 5% dei flussi di cassa futuri in ipotesi di minori volumi di business o riduzione della marginalità), i cui esiti farebbero emergere un'eccedenza del valore contabile sul valore recuperabile compresa tra Euro 500 migliaia ed Euro 600 migliaia.

10.1.5 Attività immateriali

Negli esercizi chiusi al 31 dicembre 2023 e al 31 dicembre 2022 le attività immateriali ammontano rispettivamente a Euro 516.932 migliaia e Euro 498.719 migliaia.

(valori in migliaia di euro)	Esercizio chiuso al 31 dicembre	
	2023	2022
Diritti di brevetto industriale, licenze e marchi	9.942	11.034
Beni in concessione	393.093	380.544
Liste clienti	83.858	88.973
Altre attività immateriali	28.085	16.440
Attività immateriali in corso	1.953	1.728
Attività immateriali	516.932	498.719

La voce diritti di brevetto industriale, licenze e marchi fa principalmente riferimento a software concesso da terze parti in licenza d'uso, ammortizzato a seconda della prevista durata di sfruttamento in 3 o 5 esercizi.

La voce Beni in concessione è relativa a reti, impianti, allacciamenti ed altre dotazioni patrimoniali afferenti la distribuzione gas naturale, contabilizzate secondo il "metodo dell'attività immateriale" previsto dall'IFRIC 12 per i rapporti di concessione in essere con gli enti concedenti.

Il servizio di distribuzione del gas naturale viene affidato mediante gare a evidenza pubblica che hanno come riferimento non i singoli Comuni ma gli Ambiti Territoriali Minimi (c.d. ATEM). Pertanto, i Comuni non possono procedere autonomamente all'affidamento del servizio tramite singole gare.

Tuttavia, prima dell'adozione del D.lgs. n. 164/2000 (c.d. Decreto Letta), il servizio di distribuzione del gas era affidato mediante affidamento diretto da parte dei singoli Comuni. Inoltre, dopo l'adozione del D.lgs. n. 164/2000 e fino all'emanazione dei decreti attuativi a esso relativi, il servizio di distribuzione di gas naturale è stato affidato mediante gara a evidenza pubblica dai singoli Comuni. Pertanto, alla data odierna il Gruppo ha ancora in essere alcune concessioni affidate direttamente o a evidenza pubblica da parte dei singoli Comuni.

Nelle ipotesi di scadenza delle concessioni, la durata del rapporto concessorio si considera estesa fino al momento in cui viene indetta la nuova gara. In tale periodo di proroga restano vigenti i rapporti in essere tra concedente e concessionario e, pertanto, quest'ultimo resta obbligato a proseguire la gestione del servizio, limitatamente all'ordinaria amministrazione, fino alla data di decorrenza del nuovo affidamento. Inoltre, il gestore uscente adempie a tutti gli obblighi derivanti dalla concessione, incluso quello di pagamento del canone di concessione dovuto all'ente concedente.

Nell'ipotesi in cui il Gruppo non riuscisse ad aggiudicarsi le nuove gare per la fornitura dei servizi che proseguono in regime di *prorogatio*, in sede di subentro, il nuovo gestore dovrà corrispondere al Gruppo, in qualità di gestore uscente, una somma di denaro a fronte della cessione delle reti di distribuzione dal gestore uscente al nuovo concessionario. Tale somma viene determinata sulla base di quanto previsto dal contratto di concessione. In assenza di una specifica previsione (o in mancanza di alcuni elementi), le previsioni contrattuali sono integrate dalle linee guida dettate dal DM 226/11.

In relazione a quanto sopra si evidenzia che da perizie tecniche di valutazione è emerso un Valore Industriale (VIR) di reti, impianti, allacciamenti ed altre dotazioni patrimoniali afferenti la distribuzione gas ed iscritti nella voce "Beni in concessione" ampiamente superiore rispetto al valore netto contabile del bilancio consolidato.

Sulla base delle analisi svolte sulla recuperabilità di valore dei beni in concessione afferenti la distribuzione gas naturale e contabilizzati secondo il "metodo dell'attività immateriale" previsto dall'IFRIC 12, sono emersi indicatori di perdite durevoli di valore relativamente alla classe dei misuratori elettronici funzionali al servizio di distribuzione e misura di gas naturale. In particolare, l'analisi ha avuto ad oggetto i misuratori elettronici che, alla data di chiusura dell'esercizio, hanno evidenziato malfunzionamenti o si ritengono a maggior rischio di difettosità (anomalie nella trasmissione del dato di telelettura, nella qualità del dato di telelettura trasmesso, spegnimento del display). L'analisi ha preso in considerazione:

- il valore netto contabile dei misuratori;
- l'anno di fabbricazione;
- l'anno di installazione;
- la possibilità di effettuare un'attività manutentiva efficace (quali cambio batteria modem, cambio SIM, riconfigurazione dei parametri di comunicazione del contatore);
- l'anno di prevista sostituzione, antecedente al termine della loro vita utile;
- la possibilità di riconoscimento in tariffa dei mancati ammortamenti in caso di dismissione sulla base dell'attuale Regolazione Tariffaria (Deliberazione 29 dicembre 2022 737/2022/R/GAS di ARERA e Determina 11 ottobre 2023 1/2023 – DINE).

A completamento di quest'analisi, si è provveduto all'allineamento del valore netto contabile dei misuratori al loro valore recuperabile mediante svalutazione di Euro 2.205 migliaia.

La voce Liste clienti è principalmente relativa alla valorizzazione in sede di purchase price allocation ("PPA") dei portafogli clienti delle società operanti nella CGU Vendita gas e luce acquisite nelle aggregazioni aziendali effettuate dal Gruppo a partire dall'esercizio 2015. La voce è ammortizzata in un periodo di ammortamento corrispondente alla vita utile attesa delle liste clienti, riconsiderata almeno alla fine di ciascun esercizio in funzione delle perdite storiche registrate e previsionali dei clienti (c.d. "Churn Rate"). Negli esercizi chiusi al 31 dicembre

2023 e 31 dicembre 2022 le liste clienti sono state ammortizzate in un orizzonte temporale di 20 anni.

La voce Altre attività immateriali è principalmente relativa a costi di acquisizione clientela (contract cost) sostenuti dalle società commerciali del Gruppo, ammortizzate in 5 anni a quote decrescenti. Anche gli ammortamenti di questa voce sono riconsiderati almeno alla fine di ciascun esercizio in funzione dei Churn Rate.

Il Gruppo provvede annualmente alla verifica dell'eventuale presenza di indicatori di impairment; in particolare per le Liste clienti ed i Contract cost questa attività si traduce nella verifica del churn rate annuale registrato per ogni società di vendita di gas ed energia elettrica. Il churn rate, anche noto come tasso di abbandono o tasso di defezione, è un indicatore utilizzato per misurare la perdita di clientela registratosi in un determinato periodo di tempo ed esprime la percentuale di clienti che abbandona un servizio (switch out) rispetto al numero totale di clienti che ne usufruisce.

Alla luce di quanto descritto, alla chiusura dell'esercizio 2023 non si ravvisano quindi indicatori di perdita durevole di valore sulle attività immateriali a vita utile definita.

Nell'esercizio chiuso al 31 dicembre 2023 la voce ha registrato la seguente movimentazione:

<i>in migliaia di Euro</i>	Diritti di brevetto industriale, licenze e marchi	Beni in concessione	Liste clienti	Altre attività immateriali	Attività immateriali in corso	Totale
Costo o valutazione						
Al 1 gennaio 2023	61.983	662.597	138.167	63.896	1.727	928.370
Incrementi	3.735	37.530		24.620	226	66.111
Cessioni/Eliminazioni	(32)	(5.835)		-		(5.867)
Riclassifica	-	(415)		-	-	(415)
Acquisizioni aziendali	-	-	2.213	-		2.213
Svalutazioni		(2.206)				(2.206)
Al 31 dicembre 2023	65.686	691.671	140.380	88.516	1.953	988.207
Ammortamenti						
Al 1 gennaio 2023	(50.949)	(282.052)	(49.194)	(47.456)		(429.651)
Ammortamento dell'esercizio	(4.796)	(19.568)	(7.328)	(12.975)		(44.667)
Cessioni/Eliminazioni		3.037				3.037
Acquisizioni aziendali	-	-		-		-
Riclassifica		6		-		6
Al 31 dicembre 2023	(55.745)	(298.578)	(56.522)	(60.431)	-	(471.275)
Valore netto contabile						
Al 31 dicembre 2022	11.034	380.545	88.973	16.440	1.727	498.719
Al 31 dicembre 2023	9.942	393.093	83.858	28.085	1.953	516.932

Nel corso dell'esercizio 2023 si evidenziano in particolare:

- investimenti dell'esercizio per Euro 66.111 migliaia, principalmente riferiti:
 - (i) alla categoria "Beni in concessione" per complessivi Euro 37.530 migliaia per gli investimenti effettuati in riferimento alle reti di distribuzione gas;
 - (ii) alla categoria Diritti di brevetto industriale, licenze e marchi per complessivi euro 3.735 migliaia, principalmente relativi a costi sostenuti per la sostituzione dell'attuale ERP (Enterprise Resources Planning) basato su SAP con NET@SUITE, la nuova piattaforma entrata in esercizio a partire dal secondo semestre 2022 ed in uso per le principali società del Gruppo;
 - (iii) alla categoria "Altre Immobilizzazioni Immateriali" per complessivi Euro 24.620 migliaia, principalmente relative a costi di acquisizione clientela sostenuti da parte delle società di vendita gas ed energia elettrica del Gruppo;
- incrementi netti per acquisizioni aziendali per Euro 2.213 migliaia relativi al consolidamento delle società Monte Urano S.r.l.;
- cessioni/eliminazioni nette per Euro 2.830 migliaia principalmente afferenti a misuratori gas;
- riclassifiche ad attività materiali per Euro 415 migliaia;
- svalutazioni per Euro 2.206 migliaia come descritto in precedenza.
- ammortamenti del periodo per Euro 44.667 migliaia;

Nell'esercizio chiuso al 31 dicembre 2022 la voce ha registrato la seguente movimentazione:

<i>in migliaia di Euro</i>	Diritti di brevetto industriale, licenze e marchi	Beni in concessione	Liste clienti	Altre attività immateriali	Attività immateriali in corso	Totale
Costo o valutazione						
Al 1 gennaio 2022	50.723	636.316	138.167	53.075	6.442	884.723
Incrementi	5.599	30.341		10.792	802	47.534
Cessioni/Eliminazioni		(3.460)				(3.460)
Riclassifica	5.517				(5.517)	-
Acquisizioni aziendali	144			29		173
Svalutazioni		(600)				(600)
Al 31 dicembre 2022	61.983	662.597	138.167	63.896	1.727	928.370
Ammortamenti						
Al 1 gennaio 2022	(47.084)	(264.645)	(41.977)	(38.625)		(392.331)
Ammortamento dell'esercizio	(3.849)	(19.891)	(7.217)	(8.819)		(39.776)
Cessioni/Eliminazioni		2.484				2.484
Acquisizioni aziendali	(16)			(12)		(28)
Al 31 dicembre 2022	(50.949)	(282.052)	(49.194)	(47.456)		(429.651)
Valore netto contabile						
Al 31 dicembre 2021	3.639	371.671	96.190	14.450	6.442	492.392
Al 31 dicembre 2022	11.034	380.545	88.973	16.440	1.727	498.719

Nel corso dell'esercizio 2022 si evidenziano in particolare:

- investimenti dell'esercizio per Euro 47.534 migliaia, principalmente riferiti:
 - (i) alla categoria "Beni in concessione" per complessivi Euro 30.341 migliaia per gli investimenti effettuati in riferimento alle reti di distribuzione gas;
 - (ii) alla categoria Diritti di brevetto industriale, licenze e marchi per complessivi euro 5.599 migliaia, principalmente relativi a costi sostenuti per la sostituzione dell'attuale ERP (Enterprise Resources Planning) basato su SAP con NET@SUITE, la nuova piattaforma che gestirà tutte le aree del gruppo ESTRA entrata live in data 1 giugno 2022. L'entrata live ha comportato la riclassifica dei costi sostenuti negli esercizi precedenti ed iscritti nella voce "Immobilizzazioni in corso" per Euro 5.517 migliaia;
 - (iii) alla categoria "Altre Immobilizzazioni Immateriali" per complessivi Euro 10.792 migliaia, principalmente relative a costi di acquisizione clientela sostenuti da parte delle società di vendita gas ed energia elettrica del Gruppo;
- incrementi netti per acquisizioni aziendali per Euro 145 migliaia principalmente relativi al consolidamento delle società Bisenzio Ambiente S.r.l. ed Ecocentro Toscana S.r.l.;
- cessioni/eliminazioni nette per Euro 976 migliaia principalmente afferenti a misuratori gas;
- ammortamenti del periodo per Euro 39.776 migliaia;
- svalutazioni del periodo per Euro 600 migliaia come commentato in precedenza.

10.1.6 Partecipazioni

Negli esercizi chiusi al 31 dicembre 2023 ed al 31 dicembre 2022 le partecipazioni ammontano rispettivamente a Euro 20.933 migliaia ed Euro 24.139 migliaia.

Partecipazioni (valori in migliaia di euro)	Saldo al 31 dicembre 2022	Incrementi / Decrementi	Rivalutazione / (Svalutazione)	Altri movimenti	Saldo al 31 dicembre 2023
Nuova Sirio S.r.l.	81				81
Partecipazioni in società sottoposte a controllo congiunto	81	-	-	-	81
Blugas Infrastrutture S.r.l.	7.145		(2.195)		4.950
AES Fano	879		(45)		834
Monte Urano S.r.l.	759	928	48	(1.735)	-
SIG S.r.l.	3.154		7		3.161
Sei Toscana S.r.l.	11.931		(192)		11.739
Partecipazioni in collegate	23.868	928	(2.377)	(1.735)	20.684
AISA S.p.A.	11				11
Casole Energie S.r.l.	151		(22)		129
Altre imprese	28		1		29
Partecipazioni in altre imprese	190		(21)		169
Totale partecipazioni	24.139	928	(2.398)	(1.735)	20.934

Le variazioni dell'esercizio fanno riferimento a:

- l'incremento della percentuale di partecipazione di Gruppo in Monte Urano dal 49% al 100% al prezzo di Euro 928 migliaia, la rettifica di valore di Euro 48 migliaia derivante dalla rimisurazione al fair value della quota di minoranza già detenuta per Euro 69 migliaia e l'elisione della partecipazione per Euro 1.735 migliaia per effetto del suo consolidamento integrale;
- La svalutazione della partecipazione al 31,70% detenuta dalla Capogruppo in Bluga infrastrutture S.r.l., come descritto nel seguito;
- Altre rivalutazioni/(svalutazioni) derivanti dall'applicazione del metodo del patrimonio netto per un effetto complessivo negativo di Euro 251 migliaia.

Per tutte le partecipazioni non sono stati individuati indicatori di perdite durevole e conseguentemente non sono stati effettuati specifici test di impairment, ad eccezione della partecipazione in Blugas Infrastrutture S,r,l..

La partecipata opera nel settore dello del stoccaggio di gas naturale e, in particolare, è titolare di:

1. una cointeressenza al 10% nel progetto di realizzazione ed esercizio dell'impianto di stoccaggio nel sito di San Potito e Cotignola, in provincia di Ravenna, con partner Edison Stoccaggio al 90%, a seguito di apposita concessione (c.d. "San Potito e Cotignola Stoccaggio") conferita dal Ministero dello Sviluppo Economico con D.M. del 24/04/2009.
Il rapporto con Edison è regolato da un contratto di JV, redatto secondo gli standard dell'industria. Blugas ha l'obbligo di contribuire pro-quota ai costi di esercizio, manutenzione e capex e il diritto di vedersi riconosciuti ricavi pro-quota.
2. un diritto di proprietà su 70 Mmc di gas naturale da estrarre dal giacimento di Abbadesse riveniente dagli accordi originari di ricerca fra Blugas e un partner di ricerca canadese. Attraverso varie vicende societarie l'attuale controparte contrattuale è Aleanna Italia Srl che detiene il 33% della concessione (350 Mmc). Operatore della concessione è una partecipata GasPlus che detiene il residuo 66% Le attività di perforazione per lo sviluppo commerciale del giacimento sono iniziate a fine 2021 e in fase di completamento, l'avvio della produzione è previsto nel 2025 post attività di testing.

Relativamente al progetto San Potito e Cotignola Stoccaggio si evidenzia che, a seguito del rinvenimento di una situazione geologica più complessa del previsto, si è resa necessaria da parte di Edison Stoccaggio una significativa revisione del progetto originariamente autorizzato con conseguente riduzione di stima della capacità di spazio dello stoccaggio.

A seguito di tale mutamento di scenario, l'AEEGSI (adesso ARERA) con la determina 66/2016 del 25 febbraio 2016 ha provveduto a rideterminare le tariffe con un meccanismo, penalizzante e di dubbia legittimità, di riduzione dei ricavi da capex del sito dal 100% al 71,6% (calcolato sulla base del rapporto investimenti realizzati / prestazioni spazio conseguite), che verrà applicato ogni anno fino al completamento della regimazione del sito, prevedendo al contempo un conguaglio parziale dei minori ricavi percepiti, in funzione delle prestazioni di spazio che la concessione garantirà a regime.

La contitolare Edison Stoccaggio ha fortemente contestato la tesi dell’Autorità avviando le opportune azioni legali che hanno portato nel giugno 2021 all’accoglimento dei motivi di ricorso da parte del Consiglio di Stato. In ottemperanza alla sentenza del Consiglio di Stato, ARERA ha emanato la Delibera 513/2021 in cui ha rivalutato le modalità di calcolo del fattore di decurtazione dei ricavi applicato, rideterminandone il valore, con un incremento dal 71,6% al 73,6%. La contitolare Edison Stoccaggio ha proposto un nuovo ricorso contro la delibera 513/2021, poiché ritiene che questa non dia adeguata esecuzione alla decisione del Consiglio di Stato. Alla data di redazione del bilancio il nuovo procedimento non è ancora avviato.

La società ritiene valide le argomentazioni alla base del ricorso.

Relativamente al diritto di estrazione Abbadesse, è sorta una contestazione da parte dell’attuale controparte contrattuale (Aleanna S.r.l.) che ha invocato l’invalidità e/o la sopravvenuta onerosità dell’accordo. La società, supportata dai propri legali, ritiene infondate le contestazioni di controparte. Stante la situazione attuale, il riconoscimento e l’esercizio del diritto potrebbe richiedere l’instaurazione di un contenzioso mediante procedura arbitrale.

Il Consiglio di Amministrazione di Estra, valutati la minore coerenza dell’investimento rispetto agli attuali indirizzi strategici ha espresso un indirizzo favorevole all’avvio di interlocuzioni ed attività propedeutiche ad una possibile dismissione anticipata degli assets o delle quote societarie, dando apposito mandato, congiuntamente agli altri Soci, ad un advisor finanziario ed un advisor legale.

Nel presente bilancio consolidato, sulla base delle informazioni ad oggi disponibili, il valore della partecipazione è stato svalutato di Euro 2.195 migliaia, assumendo come miglior stima del *fair value less cost to sell* un valore che approssima la quota di patrimonio netto contabile al 31 dicembre 2023.

10.1.7 Altre attività finanziarie non correnti

Negli esercizi chiusi al 31 dicembre 2023 e al 31 dicembre 2022 le altre attività finanziarie non correnti ammontano rispettivamente a Euro 10.289 migliaia ed Euro 12.289 migliaia.

(valori in migliaia di euro)	Esercizio chiuso al 31 dicembre	
	2023	2022
Finanziamenti a società sottoposte a controllo congiunto	230	230
Finanziamenti a società collegate	4.643	4.643
Crediti verso altri	5.416	7.416
Altre attività finanziarie non correnti	10.289	12.289

Le tabelle seguenti evidenziano la composizione dei finanziamenti per partecipata e la loro movimentazione al 31 dicembre 2023 rispetto alla chiusura dell’esercizio precedente:

(valori in migliaia di euro)	Saldo al 31 dicembre 2022	Incrementi	Decrementi	Altri movimenti	Saldo al 31 dicembre 2023
Nuova Sirio S.r.l.	230				230
Finanziamenti a società sottoposte a controllo congiunto	230				230

(valori in migliaia di euro)	Saldo al 31 dicembre 2022	Incrementi	Decrementi	Altri movimenti	Saldo al 31 dicembre 2023
Blugas Infrastrutture S.p.A.	4.153				4.153
A.E.S. Fano Distribuzione Gas S.r.l.	490				490
Finanziamenti a società collegate	4.643				4.643

La voce crediti verso altri è principalmente riferita all’importo corrisposto al momento dell’aggiudicazione della gara di distribuzione gas del Comune di Rieti e che verrà rimborsato, sulla base delle condizioni previste dal contratto di concessione al momento della cessazione dell’affidamento e della consegna di tutti gli impianti, reti ed altre dotazioni del servizio di distribuzione al gestore subentrante (Euro 5.000 migliaia), presente anche al 31 dicembre 2022.

10.1.8 Altre attività non correnti

Negli esercizi chiusi al 31 dicembre 2023 e al 31 dicembre 2022 le altre attività non correnti ammontano rispettivamente ad Euro 2.464 migliaia ed Euro 3.137 migliaia e si riferiscono principalmente a depositi cauzionali a lungo termine rilasciati a favore dell’Agenzia delle Dogane da parte della controllata Estra Energie S.r.l. e a favore di vari fornitori per attività di vendita e stoccaggio gas.

10.1.9 Attività per imposte anticipate

Negli esercizi chiusi al 31 dicembre 2023 e al 31 dicembre 2022 le attività per imposte anticipate ammontano rispettivamente ad Euro 73.705 migliaia ed Euro 69.991 migliaia.

La tabella seguente evidenzia la composizione delle attività per imposte anticipate e la loro movimentazione al 31 dicembre 2023 rispetto alla chiusura dell’esercizio precedente:

(valori in migliaia di euro)	Saldo al 31 dicembre 2022	Acquisizioni aziendali	Riversamento / Utilizzo	Accantonamento	Altri movimenti	Saldo al 31 dicembre 2023
Ammortamenti	12.088		(251)	1.787		13.624
Fondi rischi	1.307		(430)	1.632		2.508
Fondo Svalutazione crediti	14.701	32	(41)	2.168	35	16.895
Contributi percepiti su allacciamenti	3.125		(117)			3.008
Svalutazione immobilizzazioni	906		(425)	1.368		1.849
Contabilizzazione Leasing	360		(6)	141		494
Storno immobilizzazioni immateriali	216		(11)	0		204
Fair value derivati	2				(2)	0
Altre	3.443		(1.643)	1.090	40	2.931
Maggiore valore fiscale avviamento	3.526		(30)	21		3.518
Maggior valore fiscale Beni in concessione	30.315		(1.644)			28.671
Totale	69.991	32	(4.598)	8.207	74	73.705

Non si ravvisano problematiche di recuperabilità a seguito nella capienza del reddito imponibile atteso.

La tabella seguente evidenzia la composizione delle attività per imposte anticipate e la loro movimentazione al 31 dicembre 2022 rispetto alla chiusura dell’esercizio precedente:

(valori in migliaia di euro)	Saldo al 31 dicembre 2021	Acquisizioni aziendali	Riversamento / Utilizzo	Accantonamento	Altri movimenti	Saldo al 31 dicembre 2022
Ammortamenti	10.512		(185)	1.761		12.088
Fondi rischi	1.067		(55)	296		1.307
Fondo Svalutazione crediti	13.099		(971)	2.580	(6)	14.701
Contributi percepiti su allacciamenti	3.233		(108)			3.125
Svalutazione immobilizzazioni	916		(154)	144		906
Contabilizzazione Leasing	264	32	(3)	67		360
Storno immobilizzazioni immateriali	225	2	(12)	1		216
Fair value derivati	2.231				(756)	1.475
Altre	3.614	71	(1.170)	1.160	(1.705)	1.970
Maggiore valore fiscale avviamento	3.535		(30)	21		3.526
Maggior valore fiscale Beni in concessione	31.953		(1.638)			30.315
Totale	70.649	105	(4.326)	6.030	(2.467)	69.991

10.2 ATTIVITÀ CORRENTI

10.2.1 Rimanenze

Negli esercizi chiusi al 31 dicembre 2023 e al 31 dicembre 2022 le rimanenze ammontano rispettivamente ad Euro 16.632 migliaia ed Euro 41.166 migliaia.

La composizione della voce è la seguente:

(valori in migliaia di euro)	Esercizio chiuso al 31 dicembre	
	2023	2022
Rimanenze materiali	5.669	6.697
Rimanenze gas naturale in stoccaggio	10.908	34.294
Rimanenze GPL	338	458
Fondo Svalutazione Magazzino	(284)	(284)
Rimanenze	16.632	41.166

Le rimanenze sono costituite principalmente da:

- materiali di ricambio destinati alla manutenzione e all'esercizio degli impianti di distribuzione gas per Euro 5.385 migliaia al 31 dicembre 2023 (Euro 6.413 migliaia al 31 dicembre 2022), iscritti al costo di acquisizione o fabbricazione, comprensivo degli oneri accessori, che è risultato minore del valore di mercato;
- gas in stoccaggio destinato alla somministrazione a clienti finali, valutato al minor valore tra il costo di acquisizione, comprensivo degli oneri accessori, ed il valore di presunto realizzo desumibile dall'andamento del mercato per Euro 10.908 migliaia (Euro 34.294 migliaia al 31 dicembre 2022).

La variazione della voce è principalmente imputabile al decremento delle rimanenze gas naturale in stoccaggio valorizzate al minore tra costo medio ponderato di acquisto e il valore di mercato, inferiore rispetto al precedente esercizio.

10.2.2 Crediti Commerciali

Negli esercizi chiusi al 31 dicembre 2023 e al 31 dicembre 2022 i crediti commerciali ammontano rispettivamente ad Euro 395.602 migliaia ed Euro 442.369 migliaia.

La composizione della voce è la seguente:

(valori in migliaia di euro)	Esercizio chiuso al 31 dicembre	
	2023	2022
Crediti verso utenti e clienti	386.852	434.215
Crediti verso imprese sottoposte a controllo congiunto	17	10
Crediti verso imprese collegate	4.544	6.741
Crediti verso imprese controllanti	2.232	1.403
Crediti verso imprese sottoposte al controllo della controllante	1.958	0
Crediti commerciali	395.602	442.369

Il decremento del saldo a fine esercizio 2023 rispetto a fine esercizio 2022 è dovuto principalmente all'abbassamento dei prezzi di mercato delle commodity gas ed energia elettrica.

L'adeguamento del valore nominale dei crediti al valore di presunto realizzo è stato ottenuto mediante un fondo svalutazione costituito in considerazione del rischio di inesigibilità prevalentemente riferito ai crediti commerciali per la vendita di gas e energia elettrica ai clienti finali. I movimenti del fondo sono esposti nel prospetto seguente:

(valori in migliaia di euro)	Saldo al 31 dicembre 2022	Variazione Area Consolidamento	Utilizzi dell'esercizio	Accantonamenti dell'esercizio	Saldo al 31 dicembre 2023
Fondo Svalutazione Crediti	66.700	106	(2.396)	11.112	75.522

(valori in migliaia di euro)	Saldo al 31 dicembre 2021	Variazione Area Consolidamento	Utilizzi dell'esercizio	Accantonamenti dell'esercizio	Saldo al 31 dicembre 2022
Fondo Svalutazione Crediti	59.430	-	(6.372)	13.642	66.700

I crediti commerciali sono riferiti prevalentemente a crediti verso clienti per la somministrazione di gas naturale ed energia e includono lo stanziamento per fatture da emettere, di competenza dell'esercizio corrente e di quelli precedenti, per la stima del gas e dell'energia elettrica erogate ai clienti finali e non ancora fatturate al 31 dicembre.

Il Gruppo adotta un metodo di calcolo del Fondo svalutazione crediti in base al quale le posizioni di credito vengono analizzate secondo diversi profili di rischio, determinati sia dalla categoria del creditore, sia della stratificazione del credito pregresso. A ciascuna fascia di scaduto, in base alla categoria di appartenenza, vengono applicate percentuali di svalutazione determinate su base storica e suddivise per bucket temporali di ageing del credito e per cluster di clientela. Le posizioni creditizie di importo maggiormente significativo sono analizzate ed eventualmente svalutate specificatamente. Per maggiori dettagli sulle modalità di determinazione del Fondo Svalutazione Crediti e sullo stanziamento per fatture da emettere per gas ed energia elettrica erogati e non ancora fatturati si rinvia alla nota “Stime contabili significative”.

Per il dettaglio dei crediti verso Soci, società soggette a controllo congiunto e collegate per controparte si rinvia alla tabella dei rapporti con parti correlate alla nota Rapporti con parti correlate.

Le condizioni di pagamento generalmente applicate alla clientela sono riconducibili alla normativa o ai regolamenti vigenti, ed in linea con gli standard del mercato libero; in caso di mancato pagamento si procede con l'addebito degli interessi di mora nella misura indicata nei contratti di somministrazione e stabiliti dalla vigente normativa.

Si rinvia al seguente paragrafo “Rischio di credito” per maggiori dettagli sull'anzianità dei crediti.

10.2.3 Attività per imposte correnti

Negli esercizi chiusi al 31 dicembre 2023 e al 31 dicembre 2022 le attività per imposte correnti ammontano rispettivamente ad Euro 9.263 migliaia e ad Euro 7.235 migliaia.

La composizione della voce è la seguente:

(valori in migliaia di euro)	Esercizio chiuso al 31 dicembre	
	2023	2022
Crediti IRES/IRAP	9.263	7.235
Attività per imposte correnti	9.263	7.235

10.2.4 Altre attività correnti

Negli esercizi chiusi al 31 dicembre 2023 e al 31 dicembre 2022 le altre attività correnti ammontano rispettivamente ad Euro 131.666 migliaia ed Euro 228.533 migliaia.

La composizione della voce è la seguente:

(valori in migliaia di euro)	Esercizio chiuso al 31 dicembre	
	2023	2022
Crediti verso Autorità per l'Energia e GSE	34.997	59.409
Anticipi	2.087	1.880
Altri crediti	35.699	105.727
Risconti attivi	2.659	3.914
Erario c/iva a credito	7.435	8.835
UTIF	36.224	38.690
Altri crediti tributari	12.564	10.077
Altre attività correnti	131.666	228.533

La voce “Crediti verso Autorità per l'Energia” è relativa agli importi dovuti in applicazione del meccanismo di perequazione al vincolo dei ricavi totale delle controllate che operano nel settore della distribuzione e per contributi relativi al raggiungimento degli obiettivi di risparmio energetico. Il saldo dell'esercizio di confronto è influenzato in maniera significativa dalle misure introdotte dal Governo a partire dall'autunno 2021 e fino al primo semestre 2023, al fine di contenere le tariffe energetiche. Tali misure hanno previsto sia l'azzeramento della maggior parte degli oneri di sistema, sia l'ampliamento dei bonus sociali gas ed elettrico con una conseguente

riduzione tariffaria, non gravante sugli operatori di mercato, che ha determinato il sorgere di un credito rilevante nei confronti della Cassa per i servizi energetici e ambientali.

La voce “Altri crediti” accoglie principalmente posizioni creditorie nei confronti di SNAM e società shipper di gas naturale per Euro 31.818 migliaia al 31 dicembre 2023 (Euro 76.106 migliaia al 31 dicembre 2022) in relazione al meccanismo di allocazione dei volumi di gas per i PdR non dotati di un misuratore che consenta la telelettura dei consumi. Le attività di settlement, disciplinate a livello regolatorio dalla delibera ARERA 148/2019/R/gas – TISG – prevedono infatti che, a fronte di sessioni di bilanciamento giornaliere e mensili, determinate sulla base di dati provvisori, vengano effettuate sessioni di aggiustamento annuali e pluriennali che comprendono procedure di conguaglio per la valorizzazione economica della differenza tra le partite fisiche di gas attribuite nelle sessioni di bilanciamento e quelle determinate in base ai dati di misura disponibili al momento in cui è effettuata tale sessione. Si evidenzia, in particolare, l’esistenza di punti – prevalentemente di tipo domestico – per i quali il consumo annuo, basato su dati effettivi dell’anno precedente, ha visto valori largamente superiori a quelli che riflettono il consumo corrente, a seguito di politiche di minori consumi per la termica e comportamenti degli utenti più orientati al risparmio.

Tale situazione ha di fatto determinato un acquisto di quantitativi di gas sensibilmente maggiori rispetto a quelli effettivi, con relativa anticipazione finanziaria, che sarà regolato in occasione delle sessioni annuali e pluriennali di aggiustamento.

Al riguardo, si evidenzia che con la deliberazione 688/2022/R/gas, l’Autorità è intervenuta in tema di settlement gas per il servizio di bilanciamento. Tale delibera è finalizzata a porre rimedio alle tematiche segnalate dagli operatori per effetto degli interventi ministeriali in materia di contenimento dei consumi o dovute al diverso comportamento dei clienti finali sollecitato anche dai costi che si sarebbero dovuti sostenere a causa del livello raggiunto dai prezzi della materia prima, con riferimento alle allocazioni di gas presso le interconnessioni con le reti di distribuzione, per i mesi da ottobre 2022 a marzo 2023, mesi per i quali è stata prevista una compensazione economica in sede di bilancio definitivo volta a considerare le variazioni dei prelievi, collegate alla riduzione dei consumi, rispetto a quelli previsti in base ai criteri di cui all’art. 16 del TISG, valorizzando la differenza – se positiva – tra il totale dei consumi stimati e la misura del relativo citygate, da attribuire pro quota alle società di vendita.

Con deliberazione del 18 aprile 2023 - 170/2023/R/GAS – l’ARERA, in ragione delle medesime motivazioni, in considerazione anche dei tempi necessari alla liquidazione di eventuali conguagli in esito alle sessioni di aggiustamento, ha ritenuto opportuno estendere quanto previsto dalla deliberazione 688/2022/R/gas al periodo compreso tra gennaio e settembre 2022 e, per quanto concerne il 2023, da aprile a settembre alla luce delle analisi in corso sulle possibili implementazioni migliorative da apportare al meccanismo di previsione dei prelievi oggetto di profilazione in ambito settlement.

La riduzione della voce “Altri crediti” al 31 dicembre 2023 è, inoltre, legata alla presenza nel saldo di confronto al 31 dicembre 2022 di posizioni creditorie nei confronti di società distributrici di gas naturale per Euro 20.001 migliaia. Tali crediti si sono generati per effetto delle note credito ricevute dalle società di vendita, da parte delle società distributrici di gas naturale, a seguito sia dei bonus sociali previsti dalle misure introdotte dal Governo a partire dall’autunno 2021, sia dalle agevolazioni riconosciute con la componente Ug2c, introdotta dal 1° aprile 2022. Sia i bonus sociali, sia le agevolazioni riconosciute sono poi state riaccreditate ai clienti finali da parte delle società di vendita, e pertanto il valore di tali componenti è risultato superiore all’addebito delle quote di distribuzione, comportando un’inversione del saldo commerciale tipico.

La voce “Altri crediti tributari” si riferisce principalmente ai crediti derivanti dalle cessioni del credito di cui all’art. 14 commi 2-ter e 2-sexies D.L. n. 63/2013, relativi agli interventi di efficientamento energetico e di ristrutturazione edilizia.

I crediti iscritti nelle attività correnti sono tutti esigibili entro l’anno.

Tutti i crediti sono nei confronti di soggetti operanti nel territorio italiano, ad eccezione di importi non rilevanti nei confronti di soggetti CEE ed Extra-CEE per commercializzazione gas.

Si precisa inoltre che:

- esistono partite creditorie e debitorie verso gli stessi soggetti che sono state iscritte separatamente tra i crediti ed i debiti in quanto non compensabili a norma di legge per precise pattuizioni tra le parti;
- non esistono crediti sottoposti a vincoli o restrizioni di sorta o crediti in relazione ai quali si è ritenuto procedere all’attualizzazione in ossequio ai corretti principi contabili;

- non vi sono operazioni con obbligo di retrocessione a termine;
- non vi sono crediti in valuta estera.

10.2.5 Altre attività finanziarie correnti ed altre passività finanziarie correnti

Negli esercizi chiusi al 31 dicembre 2023 e al 31 dicembre 2022 le altre attività finanziarie correnti ammontano rispettivamente ad Euro 3.207 migliaia ed Euro 25.442 migliaia, mentre le altre passività finanziarie correnti ammontano ad Euro 1.026 migliaia ed Euro 12.632 migliaia.

La composizione della voce attività finanziarie correnti è la seguente:

(valori in migliaia di euro)	Esercizio chiuso al 31 dicembre	
	2023	2022
Crediti vs banche	1.231	7.346
Strumenti derivati	1.976	18.096
Altre attività finanziarie correnti	3.207	25.442

Gli strumenti derivati inclusi nelle altre attività finanziarie correnti sono così composti:

(valori in migliaia di euro)	Esercizio chiuso al 31 dicembre	
	2023	2022
Contratti a termine su commodity	1.976	14.317
Commodity Swap di Cash flow hedge	-	3.029
Commodity Swap con variazione di fair value a conto economico	-	750
Strumenti derivati	1.976	18.096

La composizione della voce passività finanziarie correnti è la seguente:

(valori in migliaia di euro)	Esercizio chiuso al 31 dicembre	
	2023	2022
Strumenti finanziari derivati passivi	1.026	12.632
Altre passività finanziarie correnti	1.026	12.632

Gli strumenti derivati inclusi nelle altre passività finanziarie correnti sono così composti:

(valori in migliaia di euro)	Esercizio chiuso al 31 dicembre	
	2023	2022
Contratti a termine su commodity	1.026	11.306
Commodity Swap di Cash flow hedge	-	1.316
Interest Rate Swap di Cash flow hedge	-	10
Strumenti derivati	1.026	12.632

I crediti verso banche fanno riferimento ad interessi sulle disponibilità liquide e differenziali di commodity swap maturati alla data di chiusura dell'esercizio e accreditati dagli istituti di credito in data successiva.

I contratti a termine (in acquisto o in vendita) prevedono la consegna fisica del gas in esercizi successivi, utilizzati nell'attività di trading gas. Tali strumenti finanziari sono rilevati al fair value alla data di riferimento del bilancio con imputazione degli effetti a Conto economico nella voce "Consumi di materie prime, sussidiarie e merci" con informativa separata in nota integrativa.

Non rientrano nell'ambito di applicazione dello IFRS 9 i contratti forward utilizzati nell'attività di commercializzazione gas e stipulati ai fini di ottimizzazione del proprio portafoglio di approvvigionamenti e vendite (cosiddetto "own use"). Tali contratti sono rilevati al momento della consegna fisica della commodity sottostante.

I Commodity Swap non prevedono lo scambio fisico del gas ma sono stipulati con lo scopo di eseguire coperture finanziarie su indici di prezzi per i volumi venduti, al fine di limitare il rischio prezzo derivante da operazioni di acquisto gas a prezzo fisso e rivendita a prezzo variabile (o viceversa) in tempi diversi. La categoria include derivati stipulati nell'ambito dell'attività di trading e derivati stipulati nell'ambito dell'attività di commercializzazione gas che non soddisfano le condizioni, anche formali, richieste dallo IFRS 9 per essere qualificati come di copertura.

Gli Interest Rate Swap (IRS) sono a copertura del rischio di variazione sfavorevole dei tassi di interesse su finanziamenti o piani di leasing a lungo termine. La porzione efficace delle variazioni del fair value dei derivati viene rilevata direttamente a Patrimonio Netto in una specifica riserva definita "Riserva da cash flow hedge", mentre quella inefficace viene rilevata a Conto Economico. Gli importi che sono rilevati direttamente nel Patrimonio Netto vengono riflessi nel Conto Economico complessivo.

La tabella seguente evidenzia scadenza, valore nozionale e fair value dei contratti IRS in essere al 31 dicembre 2023 e al 31 dicembre 2022:

(valori in migliaia di euro)	Esercizio chiuso al 31 dicembre 2023		Esercizio chiuso al 31 dicembre 2022	
	Fair Value positivo / (negativo)	Nozionale	Fair Value positivo / (negativo)	Nozionale
IRS Tasso Fisso/Tasso Variabile Scad. 28/06/2024 (Intesa)	-	375	(10)	1.099
IRS Tasso Fisso/Tasso Variabile Scad. 03/06/2026 (Intesa)	15	379	30	527
IRS	15	755	20	1.626

Si rinvia al paragrafo "Rischio di tasso d'interesse" per maggiori dettagli.

10.2.6 Disponibilità liquide e mezzi equivalenti

Negli esercizi chiusi al 31 dicembre 2023 e al 31 dicembre 2022 le disponibilità liquide e mezzi equivalenti ammontano rispettivamente ad Euro 157.915 migliaia ed Euro 345.872 migliaia.

La composizione della voce è la seguente:

(valori in migliaia di euro)	Esercizio chiuso al 31 dicembre	
	2023	2022
Depositi bancari e postali	157.904	345.857
Denaro e valori in cassa	12	15
Disponibilità liquide	157.915	345.872

La liquidità depositata presso le banche matura interessi in base ai tassi variabili di deposito giornalieri. I depositi a breve termine hanno scadenze varie, comprese tra un giorno e tre mesi, in relazione alle esigenze finanziarie del Gruppo e maturano interessi a tassi di breve termine. Le disponibilità liquide iscritte in bilancio sono libere da restrizioni all'utilizzo.

10.3 PATRIMONIO NETTO

Negli esercizi chiusi al 31 dicembre 2023 e al 31 dicembre 2022 il patrimonio netto ammonta rispettivamente a 437.715 migliaia ed Euro 423.249 migliaia.

La variazione del patrimonio netto di Gruppo al 31 dicembre 2023 rispetto al 31 dicembre 2022 è principalmente dovuta a:

- distribuzione ai Soci dei dividendi (utile d'esercizio 2023) da parte della Capogruppo (- Euro 11.006 migliaia);
- risultato del conto economico complessivo del Gruppo (+ Euro 25.400 migliaia).

La variazione del patrimonio netto di Gruppo al 31 dicembre 2022 rispetto al 31 dicembre 2021 è principalmente dovuta a:

- distribuzione ai Soci dei dividendi (utile d'esercizio 2021) da parte della Capogruppo (- Euro 16.000 migliaia);

- altri movimenti per gli effetti derivanti dall'aumento di capitale di Centria (-Euro 117 migliaia) come descritto al paragrafo "Aggregazioni e cessioni aziendali, ed acquisizioni e cessioni di interessenze di minoranza";
- risultato del conto economico complessivo del Gruppo (+ Euro 24.401 migliaia).

La variazione del patrimonio netto di Terzi al 31 dicembre 2023 rispetto al 31 dicembre 2022 è principalmente dovuta a:

- distribuzione di dividendi a Soci terzi (- Euro 849 migliaia).
- risultato del conto economico complessivo di spettanza di Terzi (Euro 920 migliaia).

La variazione del patrimonio netto di Terzi al 31 dicembre 2022 rispetto al 31 dicembre 2021 è principalmente dovuta a:

- altri movimenti per gli effetti derivanti dall'aumento di capitale di Centria (+ Euro 117 migliaia) come descritto al paragrafo "Aggregazioni e cessioni aziendali, ed acquisizioni e cessioni di interessenze di minoranza";
- altri movimenti derivanti dall'aumento di capitale sociale di Bisenzio Ambiente S.r.l. sottoscritto dai terzi (+ Euro 1.825 migliaia);
- distribuzione di dividendi a Soci terzi (- Euro 1.104 migliaia).
- risultato del conto economico complessivo di spettanza di Terzi (- Euro 186 migliaia).

10.4 PASSIVITÀ NON CORRENTI

10.4.1 Fondo per rischi ed oneri

Negli esercizi chiusi al 31 dicembre 2023 e al 31 dicembre 2022 il fondo per rischi e oneri ammonta rispettivamente ad Euro 16.032 migliaia ed Euro 11.053 migliaia.

La tabella seguente evidenzia la composizione della voce e la sua variazione intervenuta nell'esercizio 2023:

(valori in migliaia di euro)	31 dicembre 2022	Variazione Area Consolidamento	Accantona mento	Utilizzo	Riversamento	31 dicembre 2023
Indennità Di Agenzia	314		1.038		(453)	899
Contenziosi e Spese Legali di resistenza	2.203		2.174	(28)		4.349
Titoli Efficienza Energetica	1.440		9	(489)		959
Altri Rischi	5.809	25	3.821	(508)	(566)	8.581
Fondo smantellamento impianti	1.287		113		(156)	1.244
Fondi per rischi e oneri	11.053	25	7.155	(1.026)	(1.175)	16.032

La voce Contenziosi e spese legali di resistenza è accantonato sulla base della miglior stima alla data di chiusura dell'esercizio del rischio di oneri e obbligazioni per contenziosi in essere inerenti le società del Gruppo. In assenza di una ragionevole previsione delle tempistiche di risoluzione delle controversie il Gruppo non ha aggiornato la posta.

L'accantonamento dell'esercizio è legato principalmente allo stanziamento a fronte del rischio di interessi passivi che il Gruppo potrebbe dover corrispondere per il ritardato pagamento di poste debitorie oggetto di contestazione, in caso di soccombenza (Euro 1.909 migliaia).

La voce Titoli Efficienza Energetica è relativa a rischi legati all'andamento del mercato dei titoli di efficienza energetica, considerando il residuo dei titoli da acquistare per l'anno d'obbligo e la più recente stima disponibile del contributo che riconoscerà l'Autorità.

La voce Altri rischi è relativa principalmente a rischi connessi a impianti di produzione di energia da fonti rinnovabili, ad apparati tecnologici per le telecomunicazioni e a penali afferenti l'attività di distribuzione gas.

L'accantonamento dell'esercizio accoglie, inoltre, lo stanziamento a copertura del rischio di due diverse procedimenti afferenti l'attività di vendita di gas naturale, entrambi in fase stragiudiziale, per le quali il Gruppo punta alla risoluzione deflattiva delle potenziali richieste, per complessivi Euro 900 migliaia.

La voce indennità di agenzia è riferita ad indennità di fine rapporto per gli agenti commerciali delle società di vendita del Gruppo.

Il Fondo smantellamento impianti è relativo al rapporto concessorio tra le controllate Cavriglia e Tegolaia ed il Comune concedente, contabilizzato in accordo allo IAS 17.50 come una *sale and leaseback transaction* (IAS 17.59), come descritto nel paragrafo delle attività materiali, cui si rinvia.

10.4.1.1 Principali contenziosi in essere

Contenzioso in merito alla determinazione dell'indennizzo dovuto al gestore uscente del servizio di distribuzione gas naturale Comune di Prato Toscana Energie

A seguito di aggiudicazione definitiva a Toscana Energia della gara per l'affidamento del servizio di distribuzione del gas naturale nel territorio del Comune di Prato, Centria, Toscana Energia e il Comune di Prato hanno sottoscritto in data 31 agosto 2015 il verbale di consegna della rete (con i relativi impianti e beni costituenti il sistema di distribuzione del gas naturale), con contestuale versamento da parte di Toscana Energie in favore di Centria di un valore di indennizzo della rete pari ad Euro 85.538 mila oltre IVA.

Nel corso dell'esercizio 2016, Estra e Centria hanno proposto una domanda giudiziale innanzi al Tribunale di Prato nei confronti del Comune di Prato e di Toscana Energia al fine di ottenere la condanna di Toscana Energia, ovvero

in subordine del Comune di Prato, al pagamento della somma di Euro 9.613 migliaia, ad integrazione del minore importo previsto nel bando di gara e riconosciuto al gestore uscente Centria per la consegna delle reti, per effetto dell'applicazione di un contestato meccanismo di indicizzazione e rivalutazione dello stesso in funzione del decorrere del tempo intercorrente tra l'indizione del bando e la consegna delle reti.

Alla base della domanda proposta in via subordinata nei confronti del Comune di Prato, vi era, tra l'altro, un accordo transattivo siglato tra Estra e il Comune di Prato in data 17 novembre 2011 con cui, tra le altre cose, le parti avevano inteso dirimere le reciproche contestazioni in tema di valore di indennizzo della rete dovuto dal gestore entrante a favore del gestore uscente, a fronte dell'impegno di Estra a corrispondere al Comune di Prato Euro 7.700 migliaia (di cui Euro 1.700 migliaia versati in data 17 novembre 2011).

Nell'ambito del giudizio pendente innanzi al Tribunale di Prato, Toscana Energia e il Comune di Prato, oltre a dedurre l'infondatezza della domanda proposta, hanno presentato una serie di domande riconvenzionali e, in particolare:

- il Comune di Prato ha agito in via riconvenzionale per ottenere il pagamento della somma di Euro 6.000 migliaia in ragione delle previsioni del sopra menzionato accordo transattivo stipulato nel 2011 per determinare, tra l'altro, il valore dell'indennizzo spettante al gestore uscente;
- Toscana Energia ha agito in via riconvenzionale per ottenere il pagamento di una somma pari a Euro 1.742 migliaia in forza di una supposta diversa consistenza della rete rispetto a quanto rappresentato dal gestore uscente.

Con sentenza n. 387/2020 pubblicata in data 14/08/2020, il Tribunale ordinario di Prato ha condannato Estra S.p.A. al pagamento, in favore del Comune di Prato, della somma di Euro 6.000 migliaia, oltre interessi, in ragione delle previsioni del citato accordo transattivo del 2011.

Il Tribunale ha, invece, ritenuto che sia competenza giurisdizionale del Giudice Amministrativo rispondere alla domanda giudiziale avanzata nel corso dell'esercizio 2016 da Estra e Centria nei confronti del Comune di Prato e di Toscana Energia per il riconoscimento di Euro 9.613 migliaia Euro e della domanda riconvenzionale di Toscana Energia per il riconoscimento del pagamento di Euro 1.742 migliaia.

Con atto transattivo del 02 dicembre 2020, recante, tra l'altro, la rinuncia di Estra e Centria ad impugnare la sentenza limitatamente alla parte in cui dispone la condanna di pagamento nei confronti del Comune di Prato, le parti hanno concordato una dilazione di pagamento della somma complessiva di Euro 6.050 migliaia, comprensiva di interessi, in tre rate annuali scadenti il 31 gennaio 2021, 31 gennaio 2022 e 31 gennaio 2023.

Avverso la sentenza Estra e Centria hanno proposto impugnazione in data 26 febbraio 2021 e anche Toscana Energia ha proposto separatamente ricorso avanti la Corte d'Appello di Prato. Estra e Centria si sono costituite nell'autonomo giudizio di appello proposto da Toscana Energia chiedendo il rigetto delle domande di controparte. I due procedimenti di appello sono stati riuniti. La prima udienza per i procedimenti riuniti è stata differita al 7 maggio 2024.

E' da tenere presente che nel 2015 Estra e Centria avevano anche promosso dinanzi al TAR Toscana un giudizio per la declaratoria di nullità e/o per l'annullamento della determinazione n. 1058 del 14.05.2015 del Comune di Prato nella parte in cui aveva modificato in € 80.903.284,00 al 31.12.2014 il valore di rimborso dovuto a Centria Srl, quale gestore uscente del servizio di distribuzione del gas naturale nel territorio del Comune di Prato, fermo restando l'obbligo per il nuovo concessionario di rimborsare al gestore uscente la somma di € 4.634.110,00 per le estensioni delle reti medio tempore realizzate, in luogo di quello di € 90.500.000,00, indicato nella lettera di invito. Il TAR aveva dichiarato con sentenza l'incompetenza del giudice amministrativo nella questione de qua.

Le società avevano quindi deciso di riassumere il giudizio di fronte al Tribunale di Prato.

Le controparti avevano avanzato istanza di sospensione di detto giudizio, alla quale si era opposta Centria. Il giudice ha invece deciso con ordinanza di sospendere il processo sino alla definizione dei giudizi di impugnazione della sentenza del Tribunale di Prato n. 387/2020 pendenti, tra le stesse parti, innanzi alla Corte d'Appello di Firenze. Centria ed Estra hanno deciso di ricorrere in Cassazione avverso tale atto.

La Corte di Cassazione, nell'ambito di detto giudizio di regolamento di competenza, con pronuncia del 20.12.2023, ha disposto che il giudizio prosegua dinanzi al Tribunale.

E' stata pertanto presentata, in data 30 Gennaio 2024, istanza di fissazione udienza per la prosecuzione del giudizio. Il Tribunale di Prato, con ordinanza del 1 Febbraio 2024 ha fissato l'udienza per il 16.04.2024.

Si precisa che i due contenziosi in Corte d'appello, riuniti, sopra citati, devono essere sospesi in attesa della conclusione del processo tra le medesime parti che si riattiverà in Tribunale.

In merito alle riserve avanzate da Toscana Energia in sede di sottoscrizione del verbale di consegna delle reti, alcune delle quali risultano già accolte dal Comune di Prato, si è ritenuto opportuno in ottica prudenziale il mantenimento del fondo rischi di Euro 1.752 migliaia iscritto negli esercizi precedenti.

Avviso di liquidazione di imposte di registro, ipotecarie e catastali

In data 20 dicembre 2019, la Capogruppo e la controllata Centria hanno ricevuto avvisi di liquidazione di imposte di registro ipotecarie e catastali, oltre che sanzioni per complessivi Euro 435 migliaia in riferimento alle operazioni societarie con cui le società Solgenera S.r.l. (ora incorporata in Estra S.p.A.) e Centria S.r.l. hanno conferito in data 29.09.2016 nella società Estra Clima S.r.l. propri rami d'azienda ottenendo in cambio partecipazioni, rispettivamente, pari al 44,69% e 39,43% del capitale sociale della conferitaria. Queste ultime partecipazioni erano state successivamente (in data 13.12.2016) cedute alla società E.s.tr.a. S.p.A. in tale momento già socia della stessa Estra clima S.r.l. con una quota del 15,88% del capitale sociale.

Le società del Gruppo, anche sulla base di pareri esterni ricevuti, hanno presentato ricorso in data 7 febbraio 2020 ritenendo illegittimi gli avvisi ricevuti e nessun accantonamento è stato pertanto previsto nel presente bilancio consolidato. Successivamente alla presentazione del ricorso La Commissione Tributaria Provinciale di Arezzo, con sentenza n. 210/2021 del 26 aprile 2021, depositata il 24/05/2021, ha accolto il ricorso di Centria ed ha annullato l'avviso di liquidazione impugnato. L'Agenzia delle Entrate, in data 15 dicembre 2021, ha presentato ricorso in appello alla Commissione Tributaria Regionale della Toscana.

Anche nei confronti di Estra, la Commissione Tributaria Provinciale di Arezzo, con sentenze n. 420/2021, 421/2021 e 422/2021 del 26/04/2021, depositate il 13/12/2021, ha accolto il ricorso ed ha annullato gli avvisi di liquidazione impugnati. L'Agenzia delle Entrate ha presentato appello avverso le decisioni di primo grado. alla Corte di giustizia di secondo grado la quale si è già pronunciata per quanto riguarda Centria e Estra (su uno dei due avvisi di liquidazione) respingendo l'appello dell'Ufficio mentre per l'altro avviso di liquidazione (vicenda Solgenera) si è tenuta l'udienza in data 12 febbraio 2024 e la società è in attesa dell'esito.

Contenziosi con alcuni Comuni concedenti nella fase di gestione *ope legis* del servizio di distribuzione di gas naturale

La controllata Centria S.r.l. ha avviato contenziosi legali con i Comuni di Serravezza ed i Comuni del Valdarno (Montevarchi, Cavriglia e Figline Valdarno) in merito alla definizione dell'importo dei canoni spettanti a tali Comuni per il periodo, successivo alla scadenza contrattuale, in cui Centria ha continuato e sta continuando ad esercitare l'attività di distribuzione di gas naturale in regime di prorogatio ope legis.

In particolare, la Società, supportata dai propri legali, ritiene di essere in diritto di vedersi riconosciuta una riduzione dei canoni stabiliti nei contratti di concessione, giunti a scadenza nel corso del 2016 per Serravezza o nel corso del 2014 per i Comuni di Valdarno.

Relativamente al Comune di Serravezza, il cui canone annuo di concessione ammonta contrattualmente a circa Euro 500 migliaia, in data 30/09/2019 è stata emessa sentenza con la quale il Tribunale di Lucca ha accolto le ragioni di Centria, accertando che il Comune era ed è tenuto a rinegoziare il canone dopo la scadenza della concessione in osservanza delle clausole generali di buona fede e correttezza, a tutela dell'equilibrio economico-giuridico del rapporto tra le parti.

Ad esito di tale pronunciamento, Centria S.r.l. ed il Comune di Serravezza, a maggio 2020, hanno sottoscritto un accordo transattivo sulla quantificazione del canone spettante al Comune per gli esercizi 2016 e 2017, determinandoli in complessivi Euro 861 migliaia annui.

Per gli anni dal 2018 al 2021, il canone è provvisoriamente determinato in Euro 150 migliaia, in attesa di chiarimenti normativi/giurisprudenziali o delle Autorità di settore sulla tematica dei canoni post scadenza. Nelle more di tali chiarimenti, la società ha prudenzialmente appostato in bilancio i canoni contrattualmente previsti.

Nonostante l'accordo transattivo, che avrebbe dovuto chiudere il contenzioso, a dicembre 2021 il Comune di Serravezza ha richiesto il pagamento in misura integrale dei canoni previsti dal contratto rep. n. 128/2005 con riferimento al periodo post scadenza e, segnatamente, con riferimento alle annualità 2018, 2019, 2020 e 2021, ad integrazione delle somme già corrisposte dalla Società.

Tale richiesta era stata totalmente contestata da Centria. In risposta il Comune ha notificato in data 26/06/2022 un decreto ingiuntivo, per Euro 2.324 migliaia, con relativo decreto del Tribunale di Lucca, chiedendo anche la

concessione dell'esecuzione provvisoria. Centria ha presentato in data 07/09/2022 atto di opposizione al decreto ingiuntivo notificato dal Comune di Serravezza.

A gennaio 2024 con sentenza, il Giudice di Lucca, ritenendo che la società abbia un altro strumento per chiedere la rideterminazione del canone in caso di squilibrio (la richiesta di revisione ex art. 165, comma 6, d.lgs. n. 50/2016), ha rigettato l'opposizione e condannato Centria a pagare la somma oggetto del decreto ingiuntivo (oltre interessi), detratti Euro 150 migliaia di canone pagati per il 2022, con compensazione integrale delle spese.

La società ha deliberato di impugnare la sentenza del Tribunale di Lucca e di presentare istanza di rideterminazione del canone in via amministrativa ai sensi ex art. 165, comma 6 d.lgs. n. 50/2016.

Tenuto conto delle evoluzioni sopra descritte, la società ha continuato a rilevare in Bilancio il costo per l'intero canone.

Relativamente ai Comuni del Valdarno, i cui canoni annui di concessione ammontano contrattualmente a circa Euro 2.200 migliaia, è tuttora in essere un contenzioso avviato da Centria nei confronti di detti Comuni, con procedura arbitrale conclusa, con lodi parziali, emessi a settembre 2019 e gennaio 2020, non risolutivi della controversia ed oggetto di relative impugnazioni, e con un lodo definitivo emesso a maggio 2022.

Con il lodo definitivo di maggio 2022, il Collegio ha accolto le domande dei Comuni e quanto era stato richiesto nella loro domanda riconvenzionale, disponendo il pagamento di Euro 3.300 migliaia da dividere tra i tre Comuni secondo un criterio non definito.

Centria ha pertanto impugnato innanzi alla Corte di Appello di Roma anche il lodo definitivo di maggio 2022.

In data 14/06/2023 si è tenuta la prima udienza, avente ad oggetto anche la discussione dell'istanza di sospensiva. Centria ha intanto instaurato il procedimento amministrativo di revisione delle condizioni economiche per esigenze di riequilibrio economico-finanziario del rapporto (art. 165, d.lgs. n. 50/2016).

Nelle more dell'udienza del ricorso in appello nel giudizio, in data 27/10/2023, con un unico atto di precetto, i menzionati Comuni hanno intimato a Centria s.r.l. di pagare la somma complessiva di Euro 4.161 migliaia.

Centria ha pertanto presentato, innanzi al Tribunale di Firenze, atto di citazione in opposizione al precetto, con istanza di sospensione dell'efficacia esecutiva del lodo. Il Tribunale ha sospeso provvisoriamente l'esecutività del lodo (e del precetto) e si è riservato sulla conferma di tale sospensiva, richiesta da Centria.

L'udienza nel giudizio di appello avverso il lodo definitivo, è stata più volte differita, in attesa sia dell'esito dell'esame dell'istanza di rideterminazione, sia dell'esito della fase cautelare dell'opposizione a precetto (sospensiva) e rinviata al 14/02/2024.

All'udienza del 14/02/2024 sono stati depositati i provvedimenti con cui è stata respinta da parte dei Comuni la richiesta di revisione del canone in via amministrativa.

Per quanto la Società, assistita dai propri legali, ritenga di aver diritto ad una rideterminazione dei canoni per le annualità successive alla scadenza contrattuale, alla luce delle ultime evoluzioni sopra descritte si è ritenuto di continuare a rilevare, in continuità con gli esercizi precedenti esercizi, il costo del canone per l'intero importo contrattualmente previsto.

Si segnala, inoltre, che in data 28/12/2020 è stato notificato a Centria S.r.l. un atto di citazione davanti al Tribunale di Arezzo da parte del Comune di Arezzo con la richiesta degli arretrati per i canoni di concessione degli anni dal 2014 al 2019, per un importo totale di Euro 3.131 migliaia, oltre interessi e rivalutazione monetaria.

La domanda si basa sul presupposto, contestato da Centria S.r.l., dell'esistenza di un accordo (formatosi per scambio di corrispondenza) che ha fatto sorgere l'obbligo per la società di corrispondere un canone annuale determinato nella misura fissa di Euro 984 migliaia a partire dal 2011 e fino a quando non verranno affidate le gare europee previste dall'art. 14 D. Lgs. n. 164/2000.

Si precisa che il servizio di distribuzione del gas naturale nel Comune di Arezzo, connesso alla natura originaria della gestione pubblica in forma associata del servizio, risulta scaduto in applicazione del regime transitorio di settore e gestito da Centria S.r.l. ope legis post scadenza in assenza di contratto.

Il Consiglio di Amministrazione ha ritenuto di potersi legittimamente opporre alla richiesta del Comune e non si è pertanto proceduto all'accantonamento di alcun fondo rischi in merito a tale contenzioso.

Il 27 settembre 2023 il Tribunale di Arezzo, con sentenza, ha rigettato tutte le domande proposte dal Comune di Arezzo nei confronti di Centria s.r.l. e ha condannato il Comune alla rifusione, delle spese di lite.

In data 05/02/2021 il Comune di Valenzano ha notificato ricorso per avvio di procedimento sommario di cognizione ex art. 702 bis c.p.c., finalizzato ad ottenere la condanna di Murgia S.r.l. al pagamento di canoni post scadenza per il periodo 2019-2020 di circa 326 mila euro, oltre a circa 108 mila euro di penale.

Si tratta di contratto di concessione scaduto derivante da gara svolta ai sensi dell'art. 14, d.lgs. n. 164/2000, che prevede un canone pari al 53% del ricavo tariffario di località (all'epoca VRD).

La Società, in assenza della disponibilità dell'Ente a rideterminare il canone, ha pagato somme commisurate al criterio applicabile nelle nuove gare e coerente con la regolazione tariffaria, stimando un riparto proprietario tra Comune e Gestore (remunerazione del capitale investito per la parte di proprietà comunale).

In data 13/04(2023 il Giudice ha ravvisato l'esigenza di una C.T.U. e, al contempo, invitando le parti ad un tentativo di componimento bonario.

Alla luce del diniego del Comune della proposta transattiva formulata dalla società per contestazioni in merito alla proprietà dell'infrastruttura, nell'udienza del 14/02/2024 le parti hanno richiesto congiuntamente la CTU e stabilito di aprire un tavolo di confronto con il dirigente/funziario competente del Comune e con il consulente, per approfondire il tema del riparto della proprietà e del valore residuo degli investimenti di Murgia.

La società, pur ritenendo di aver diritto ad una rideterminazione del canone, vista l'incertezza normativa ha continuato a rilevare a bilancio l'intero importo del canone contrattuale.

Sempre nell'ambito dei contenziosi con i Comuni legati al pagamento del canone concessorio del servizio di distribuzione del gas naturale, in relazione alla controversia tra il Comune di Mosciano Sant'Angelo ed Edma Reti Gas s.r.l., sorta in ordine al pagamento dei canoni dovuti al Comune in virtù del "Contratto di affidamento del servizio pubblico di distribuzione del gas metano del territorio comunale", stipulato in data 23/6/2014, tra il Comune di Mosciano Sant'Angelo e Coingas s.p.a, nella cui titolarità è successivamente subentrata Edma Reti Gas s.r.l, che ha continuato a gestire il servizio in regime di gestione obbligatoria ope legis, limitatamente all'ordinaria amministrazione, si ricorda che è stata espletata una procedura arbitrale, in esito alla quale è stato emesso il lodo arbitrale in data 20.09.2019, con il quale è stato accolto il principio di diritto sostenuto da Edma, per il quale il canone deve essere riconsiderato nella fase transitoria post-scadenza della concessione.

il Comune di Mosciano Sant'Angelo, pendenti comunque tentativi di accordo in merito all'esatto importo residuo da corrispondere dopo le risultanze del lodo, con atto di citazione notificato in data 16.12.2019, ha promosso giudizio di impugnazione del lodo arbitrale innanzi alla Corte di Appello dell'Aquila (nrg 1375/2019).

Conseguentemente Edma Reti Gas si è costituita in giudizio.

Nel frattempo, nonostante il Comune continui a richiedere i canoni per una cifra superiore a quanto stabilito nel lodo impugnato, Edma sta pagando quanto invece prescritto nel lodo, essendo questo efficace nonostante l'impugnazione del Comune.

In data 15.12.2023 è stato comunicato il deposito della sentenza del 30.11.2023, che ha accolto l'impugnazione del Comune e ha rigettato l'impugnazione incidentale di Edma.

In sostanza, la Corte ha ritenuto dovuto il canone previsto dal contratto scaduto. Non ha escluso la possibilità di una revisione del canone, ma solo pro futuro e mediante il rimedio di cui all'art. 165, d.lgs. n. 50/2016 (indicato dalla Corte Costituzionale, nell'ambito del contenzioso tra Centria e i Comuni del Valdarno, con sentenza emessa soltanto nel corso del giudizio), nella sola ipotesi di "dimostrato sopravvenuto squilibrio contrattuale".

Nonostante Edma avesse proposto in giudizio anche domanda di rideterminazione del canone, richiamando tutte le pertinenti disposizioni (ivi compreso l'art. 165), la Corte ha ritenuto che non fosse stato attivato lo strumento specifico; inoltre, gli Arbitri, secondo la Corte, hanno ritenuto erroneamente di indicare come dovuto per la fase transitoria un canone diverso da quello previsto nel contratto scaduto, senza acquisire la dimostrazione in concreto di un sopravvenuto squilibrio.

La condanna è per una somma pari alla differenza tra quanto pagato e l'ammontare dei canoni contrattuali (periodo ottobre 2016 – dicembre 2017), oltre agli interessi moratori (ex d.lgs. n. 231/2002) e alle spese di giudizio, come da dispositivo della sentenza.

La società ha presentato ricorso per Cassazione avverso la sentenza della Corte d'Appello e sta valutando anche la proposizione di istanza di rideterminazione del canone in via amministrativa. Tenuto conto dell'incertezza sugli esiti del ricorso e, alla luce delle evoluzioni sopra descritte, la società ha continuato a rilevare in bilancio l'intero canone contrattuale.

Anche il Comune di Ancona, con nota dirigenziale notificata ad Edma Reti Gas l'8 Febbraio 2023, determinava, in via unilaterale e autoritativa, in assenza di accordo tra le Parti, che da tempo si confrontavano sul tema dell'entità del canone soprattutto dopo la delibera ARERA 570/2019/gas, il canone di concessione per il servizio di distribuzione del gas naturale nel territorio comunale per gli anni 2021, 2022, 2023, nell'ambito del periodo di gestione ope legis del servizio, successivo alla scadenza dell'affidamento.

Con nota successiva pertanto Edma chiedeva il ritiro delle determinazioni assunte dall'Ente con la citata nota dell'8 Febbraio, nonché, costruttivamente, la riapertura del confronto, entro la fine del mese di Marzo 2023, preannunciando, diversamente, l'azione in giudizio, che si è resa poi necessaria a fronte del silenzio mantenuto dall'Amministrazione comunale e l'invio della nota contestata.

Nel ricorso presentato al TAR Ancona e notificato ad Aprile 2023, è stata chiesta la nullità o l'annullabilità delle note del Comune, sia quella del Febbraio 2023 che le precedenti del 2022, al fine di accertare l'insussistenza, in capo alla Società ricorrente, dell'obbligo di pagare al Comune di Ancona il canone per il servizio di distribuzione

del gas naturale nella misura unilateralmente e autoritativamente determinata dallo stesso Comune nella citata nota del Febbraio 2023 per gli anni 2021, 2022, 2023, pari al 42,5% del VRD.

E' stato proposto ricorso per motivi aggiunti avverso ulteriori note confermative emesse dal Comune di Ancona. L'udienza non è ancora stata fissata.

Tenuto conto dell'incertezza sugli esiti del ricorso, la società ha continuato a rilevare in Bilancio l'intero canone contrattuale.

Processo verbale di constatazione emesso a Coopgas S.r.l. e successivi atti di accertamento

In data 19 dicembre 2017 la Guardia di Finanza di Modena ha elevato nei confronti di CoopGas S.r.l., società acquistata dal Gruppo nel mese di febbraio 2016 e successivamente fusa per incorporazione in Estra Energie S.r.l. un processo verbale di constatazione ("PVC"), con cui ha formulato rilievi aventi a oggetto (i) la presunta infedeltà delle dichiarazioni IRES e IRAP per la deduzione di costi riferiti a operazioni inesistenti pari a Euro 195 migliaia per l'esercizio 2014 e di costi di sponsorizzazione ritenute liberalità indeducibili pari a Euro 325 migliaia per l'esercizio 2015, e (ii) l'indetraibilità dell'IVA sulle fatture per costi inesistenti per circa Euro 43 migliaia, con riferimento all'esercizio 2014.

I rilievi relativi all'esercizio 2014 hanno dato luogo alla segnalazione all'autorità giudiziaria nei confronti del rappresentante dell'impresa dell'epoca della commissione del fatto, dal momento che, secondo il giudizio della Guardia di Finanza, la documentazione dei costi è avvenuta attraverso la predisposizione di fatture relative a operazioni inesistenti.

Si segnala che il PVC è un atto endoprocedimentale e non riporta le sanzioni che potranno essere irrogate dall'Amministrazione finanziaria in sede di emissione di accertamento confermativo dei criteri del PVC e, pertanto, non consente una quantificazione puntuale del rischio connesso alla contestazione. Sulla base dei rilievi e delle evidenze documentali contenuti nel PVC, il Gruppo ha tuttavia stimato in circa Euro 211 migliaia le imposte e circa Euro 401 migliaia le sanzioni amministrative massime che potrebbero trovare applicazione in sede di accertamento.

Ritenendo che non vi siano sufficienti elementi per instaurare un contenzioso e contestare i predetti rilievi (afferenti a condotte risalenti ad esercizi antecedenti alla data di acquisizione di Coopgas), il Gruppo ritiene plausibile l'adesione ai probabili avvisi di accertamento che, in base ai termini ordinari, dovranno essere notificati, a pena di decadenza, entro il 31 dicembre 2023. Il Gruppo ha, pertanto, accantonato Euro 350 migliaia nel bilancio consolidato al 31 dicembre 2017, a copertura del probabile onere per imposte e sanzioni, quest'ultime ridotte a un terzo come normativamente previsto nei casi di acquiescenza agli avvisi di accertamento.

Nel 2019, a seguito degli avvisi di accertamento emessi per l'anno 2014 relativamente ad IRES, IRAP ed IVA, sono stati versati complessivamente imposte, sanzioni ed interessi per Euro 132 migliaia aderendo agli avvisi di accertamento.

Poiché quanto pagato per definire i rilievi relativi al 2014 non si discosta sostanzialmente dalle previsioni fatte in sede di accantonamento al 31 dicembre 2017 e considerato che non sono stati al momento notificati avvisi relativi al 2015, si ritiene congruo il residuo accantonato di Euro 218 migliaia.

Avviso di accertamento su deducibilità dell'avviamento

Nel mese di giugno 2018, la DRE Marche ha notificato a Prometeo un avviso di accertamento per l'anno 2014 il cui rilievo principale è rappresentato dal disconoscimento ai fini IRES, IRAP e Robin Tax dell'ammortamento, quantificato in Euro 148 migliaia, operato sull'avviamento, pari a circa Euro 6.690 migliaia, acquisito tramite una operazione di conferimento di ramo di azienda.

Nella sostanza l'Agenzia ritiene che in una operazione di conferimento d'azienda l'avviamento rilevato dal conferitario sia sempre fiscalmente irrilevante anche qualora, come nel caso in esame, la conferente trasferisca un avviamento affrancato fiscalmente.

Nel mese di marzo 2020 si è svolta l'udienza di primo grado in cui il Gruppo ha ricevuto sentenza favorevole. In data 22 ottobre 2020 la Commissione Tributaria Regionale ha presentato istanza di appello in II° Grado. Prometeo ha presentato, nel corso del mese di gennaio 2021, opportune controdeduzioni all'istanza di appello.

Nell'ambito dell'attività di tutoraggio instaurata con la Direzione Regionale delle Entrate della regione Marche, il rilievo di cui sopra è stato riproposto anche per gli anni fiscali successivi al 2014. Nello specifico, per quanto riguarda l'esercizio fiscale 2015, la DRE Marche ha emesso ulteriori avvisi di accertamento i quali sono stati oggetto di ricorso depositato in data 20 luglio 2021 da parte della Prometeo S.p.A.. Anche l'annualità 2015 è passata in giudicato presso la commissione tributaria provinciale di Ancona la quale, in data 23 novembre 2021, ha pronunciato un'ulteriore sentenza favorevole nei confronti del Gruppo.

In data 30 marzo 2022, la stessa DRE Marche ha provveduto ad emettere successivo avviso di accertamento, riferito alla medesima casistica inquadrata sopra, sull'annualità 2016. Anche in merito al primo grado di giudizio per l'annualità 2016, la corte di giustizia tributaria di primo grado di Ancona ha pronunciato, in data 7 novembre 2022, sentenza favorevole alla Prometeo S.p.A..

Infine, in data 31 luglio 2023 è stato notificato sempre dalla DRE Marche atto di accertamento anche per l'annualità 2017 con riferimento alla stessa materia dell'avviamento. Il Gruppo ha interposto ricorso che è stato discusso in data 21 febbraio 2024, restando in attesa della decisione da parte della Corte di Giustizia Tributaria di I° grado.

Il Gruppo, nelle more della gestione del contenzioso, sta portando avanti, come descritto sopra, le attività di difesa nei vari gradi di giudizio ancora aperti

Il Gruppo, confortata dal parere dei propri consulenti, ritiene infondate la contestazione sollevata in merito al riconoscimento fiscale di questo avviamento; pertanto, nessun accantonamento è stato operato a fronte dei rischi derivanti dall'eventuale soccombenza nel contenzioso.

Contenzioso riferito alle addizionali su Energia Elettrica ex. D.L. n. 511/1988

In data 23 ottobre 2019 con sentenza n. 27101, la Corte di Cassazione ha espresso il principio di diritto con il quale si rendono non applicabili le addizionali provinciali alle accise sull'energia elettrica di cui all'art. 6 del D.L. n. 511/88, nella versione applicabile, *ratione temporis*, successiva alle modifiche introdotte dall'art. 5, comma 1, del d.lgs. n. 26/2007. La sentenza ha confermato la disapplicazione della norma in questione, ritenendola in contrasto con l'art. 1, comma 2, della Direttiva n. 2008/118/CE del 2007 anche a seguito delle interpretazioni della Corte di Giustizia UE sancite con specifiche sentenze.

Seppure all'interno di altri procedimenti pendenti, la Corte di Cassazione ha respinto le domande di rimborso avanzate dai consumatori finali nei confronti degli Uffici delle Dogane, ravvisando in tali fattispecie la sussistenza di un difetto di legittimazione passiva da parte del cliente finale, in quanto estraneo al rapporto tributario instaurato fra l'amministrazione finanziaria e le società di vendita la quale funge da sostituto d'imposta. Nelle predette decisioni, la Suprema Corte ha tuttavia dato la possibilità al cliente finale di "esprimere in sede civilistica l'ordinaria azione di ripetizione di indebito direttamente nei confronti dell'erogatore del servizio".

Sulla base dei predetti pronunciamenti, stanno pervenendo alle società di vendita di energia elettrica, una serie di richieste di rimborso da parte dei consumatori finali, aventi ad oggetto la richiesta di ripetizione delle somme versate a titolo di addizionale provinciale, che rientrano nelle annualità 2010-2012 in quanto non ancora oggetto del termine di prescrizione previsto per l'azione di natura civilistica. Si ricorda inoltre che l'addizionale provinciale alle Accise sull'energia elettrica, è stata applicata sino alla sua soppressione intervenuta in data 31 marzo 2012 per effetto del D.L. n. 16/2012; e che veniva applicata sui prelievi di energia elettrica fino a KWh 200.000 mensili.

Di fronte alle richieste di ripetizione dell'indebito che dovessero sfociare in contenziosi di natura civilistica, il fornitore si trova sostanzialmente obbligato a resistere nel giudizio alle pretese restitutorie dei consumatori finali, al fine di evitare l'impossibilità di rivalsa nei confronti dell'Agenzia delle Dogane. Infatti, nel caso di acquiescenza da parte del fornitore nei confronti delle richieste dei propri clienti, si renderebbe impossibile l'operazione di rivalsa nei confronti dell'Amministrazione Finanziaria, tenuto conto di quanto stabilito dall'art. 14, comma 4, del Testo Unico sulle Accise, il quale fissa inderogabilmente il termine di decadenza per il rimborso di quanto versato in due anni dal pagamento. Differentemente, l'ipotesi di condanna in sede civilistica del fornitore al rimborso, sempre per quanto disposto all'art. 14, comma 4, del Testo Unico sulle Accise, prevede che il soggetto obbligato possa richiedere il rimborso all'Amministrazione Finanziaria, entro novanta giorni dal passaggio in giudicato della sentenza che impone la restituzione delle somme in sede civilistica.

Il meccanismo seppure generando eventuali anticipazioni finanziarie ai consumatori finali da parte del fornitore, qualora condannato alla restituzione, esclude in linea teorica il rischio di passività in capo alle società di vendita, in quanto le somme che dovessero essere restituite dai fornitori verrebbero recuperate mediante successiva azione risarcitoria nei confronti dell'Erario.

Nel corso dell'esercizio 2021 hanno avuto luogo i primi dibattimenti, in sede civile, avversi le richieste di rimborso pervenute da parte di alcuni clienti. Stante la situazione rappresentata la quale, in assenza di una giurisprudenza consolidata, presenta profili di elevata interpretazione, i Tribunali sino al momento coinvolti nelle singole vicende stanno tenendo comportamenti disomogenei nei giudizi di merito. Alla data del presente documento, nelle more dell'attività di gestione delle richieste risarcitorie già passate in giudicato in primo grado, il Gruppo ha provveduto, nel corso del 2023, a rifondere n. 8 clienti che avevano avanzato richiesta di fronte al Tribunale, per un importo complessivo pari a circa Euro 81 migliaia. Per tali importi, il Gruppo ha provveduto, nel corso dell'esercizio 2023, a presentare opportuna richiesta di rimborso alle rispettive Agenzie delle Dogane territorialmente competente.

Allo stato attuale, per quanto sopra descritto, stante anche le notizie di accoglimento delle richieste di rimborso delle società di vendita coinvolte, su altri casi specifici, da parte di alcune Agenzia delle Dogane territoriali, il Gruppo non ha ravvisato la necessità di un accantonamento specifico al fondo rischi.

Procedimenti connessi alla nomina del Dott. Macrì a Consiglio di Amministrazione di Estra S.p.A.

In data 27 maggio 2021, l'ANAC ha comunicato ad Estra S.p.A. ed altri soggetti di aver avviato un procedimento in relazione alla nomina del Sig. Francesco Macrì quale Presidente della Società. Il procedimento è stato avviato al fine di accertare se la nomina del Dott. Macrì al Consiglio di Amministrazione fosse soggetta alle prescrizioni del D.Lgs. 8 aprile 2013 n. 39 in materia di incarichi presso la pubblica amministrazione e gli enti a controllo pubblico ("Decreto 39") e, qualora fosse soggetto a tali requisiti, si sia verificata una situazione di non conformità. In particolare, l'indagine è relativa alla potenziale ineleggibilità del Sig. Macrì a membro del Consiglio di Amministrazione di Estra S.p.A. al momento della sua nomina, derivante dalla sua recente carica di consigliere comunale del Comune di Arezzo.

In data 22 novembre 2021 ANAC ha notificato ad Estra S.p.A. la propria decisione di annullare con effetto immediato la nomina del Sig. Francesco Macrì a Presidente di Estra S.p.A..

In data 26 novembre 2021, il Consiglio di Amministrazione deliberato di impugnare la decisione dell'ANAC dinanzi ai giudici competenti. In particolare, gli Amministratori ritengono che alle società del Gruppo non debba applicarsi il Decreto n. 39, disciplina che riguarda principalmente la nomina di amministratori e funzionari, nel presupposto, supportato dai pareri legali ricevuti, che Estra S.p.A. non sia qualificabile come società a controllo pubblico ai sensi di tale normativa.

Con sentenza n. 13057 del 13/10/2022 il TAR Lazio ha rigettato il ricorso promosso da Estra S.p.a. contro ANAC nei confronti di Francesco Macrì, Coingas S.p.a. e Comune di Arezzo per l'annullamento della Delibera n. 744 del 10 novembre 2021 adottata da ANAC e di ogni altro atto presupposto, connesso e/o conseguente.

La società, assistita dai propri legali, ha impugnato la sentenza sopra indicata al Consiglio di Stato, l'udienza si è svolta in data 04 aprile 2023.

Con sentenza n. 470/2023 del 21 agosto 2023, il Consiglio di Stato ha rigettato l'appello presentato dalla società Estra S.p.A. avverso la sentenza del Tar Lazio n. 13057 del 13/10/2022.

Il procedimento non ha avuto impatti contabili nel presente bilancio consolidato.

10.4.2 Trattamento di fine rapporto

Il Fondo TFR previsto dall'art. 2120 del Codice Civile, dal punto di vista della rilevazione in bilancio, rientra nella tipologia dei piani pensionistici a benefici definiti e, come tale, è stato trattato contabilmente in linea con il principio IAS 19 che richiede la valutazione della relativa passività sulla base di tecniche attuariali.

La tabella seguente riporta le variazioni nel 2023 delle obbligazioni per benefici definiti e del fair value delle attività del piano:

Obbligazioni per benefici definiti 31.12.2022	Acquisizioni aziendali	Costo per servizi	Interessi	Benefici liquidati	Obbligazione attesa 31.12.2022	Perdite (utili) attuariali da esperienza	Perdite (utili) attuariali per modifica ipotesi finanziaria	Obbligazioni per benefici definiti 31.12.2023
7.634	17	296	272	-591	7.628	-130	303	7.801

Le principali assunzioni adottate sono riepilogate nelle tabelle seguenti:

Riepilogo delle Basi Tecniche Economiche

	Esercizio chiuso al 31 dicembre 2023	Esercizio chiuso al 31 dicembre 2022
Tasso annuo di attualizzazione	3,17%	3,77%
Tasso annuo di inflazione	2,00%	2,30%
Tasso annuo incremento TFR	3,00%	3,22%
Tasso annuo di incremento salariale	1,00%	1,00%

Il tasso annuo di attualizzazione utilizzato per la determinazione del valore attuale dell'obbligazione è stato desunto, coerentemente con il paragrafo 83 dello IAS 19, dall'indice Iboxx Corporate AA con duration 10+ rilevato alla data della valutazione. A tal fine si è scelto il rendimento avente durata comparabile alla duration del collettivo di lavoratori oggetto della valutazione.

Riepilogo delle Basi Tecniche Demografiche

Decesso	Tabelle di mortalità RG48 pubblicate dalla Ragioneria Generale dello Stato
Inabilità	Tavole INPS distinte per età e sesso
Pensionamento	100% al raggiungimento dei requisiti AGO

Frequenza annua di Turnover e Anticipazioni TFR

Frequenza Anticipazioni	Frequenza Turnover
1,21%	0,50%

Viene di seguito riepilogata un'analisi quantitativa della sensitività per le assunzioni significative al 31 dicembre 2023 e 2022:

Ipotesi	Variazione	Esercizio chiuso al 31 dicembre 2023	Esercizio chiuso al 31 dicembre 2022
Frequenza del turnover	+1/4%	7.707	7.379
	-1/4%	7.707	7.352
Tasso inflazione	+1/4%	7.848	7.179
	-1/4%	7.571	7.560
Tasso attualizzazione	+1/4%	7.513	7.500
	-1/4%	7.910	7.235

Le analisi di sensitività sopra riportate sono state effettuate sulla base di un metodo di estrapolazione dell'impatto sull'obbligazione netta del piano a benefici definiti di cambiamenti ragionevoli nelle assunzioni chiave che intervengono alla data di chiusura dell'esercizio. Le analisi di sensitività si basano sulla variazione di una delle assunzioni significative, mantenendo tutte le altre assunzioni costanti. Le analisi di sensitività potrebbero non essere rappresentative dei cambiamenti effettivi dell'obbligazione per benefici definiti in quanto è improbabile che intervengano variazioni isolate sulle singole assunzioni.

I seguenti pagamenti sono le contribuzioni attese da effettuare negli anni futuri a fronte dell'obbligazione del piano a benefici definiti:

	Erogazioni previste				
	2024	2025	2026	2027	2028
Totale	371	501	450	138	539

La durata media dell'obbligazione del piano a benefici definiti alla fine dell'esercizio 2023 è di circa 16,8 anni (circa 15,6 al 31 dicembre 2022).

10.4.3 Finanziamenti a M/L termine

Negli esercizi chiusi al 31 dicembre 2023 e al 31 dicembre 2022 i finanziamenti a medio/lungo termine ammontano rispettivamente ad Euro 600.152 migliaia ed Euro 665.964 migliaia.

La composizione della voce è la seguente:

(valori in migliaia di euro)	Esercizio chiuso al 31 dicembre 2023		Esercizio chiuso al 31 dicembre 2022	
	Valore di bilancio	Valore nominale	Valore di bilancio	Valore nominale
Obbligazioni entro 12 mesi	-	-	19.902	20.000
Obbligazioni oltre 12 mesi	146.199	150.000	145.439	150.000
Totale debiti per obbligazioni	146.199	150.000	165.341	170.000
Finanziamenti da soci entro 12 mesi	1.602	1.602	1.435	1.435
Finanziamenti da soci oltre 12 mesi	3.166	3.166	4.935	4.935
Totale finanziamenti da soci	4.768	4.768	6.370	6.370
Mutui entro 12 mesi	186.504	186.504	125.782	125.782
Mutui oltre 12 mesi	237.449	239.008	341.603	343.853
Totale debiti per mutui	423.953	425.512	467.385	469.635
Leasing entro 12 mesi	4.814	4.814	4.763	4.763
Leasing oltre 12 mesi	20.417	20.417	22.105	22.105
Totale debiti per leasing	25.231	25.231	26.868	26.868
Totale entro 12 mesi	192.920	192.920	151.882	151.980
Totale oltre 12 mesi	407.232	412.592	514.082	520.893
Totale Finanziamenti M/L termine	600.152	605.511	665.964	672.873

La movimentazione della voce nel corso dell'esercizio 2023 è illustrata di seguito:

(valori in migliaia di euro)	Saldo al 31 dicembre 2022	Acquisizioni aziendali	Erogazioni /Accensioni	Rimborsi	Applicazione costo ammortizzato	Saldo al 31 dicembre 2023
Obbligazioni	165.341			(20.000)	858	146.199
Mutui	467.385	42	132.300	(177.323)	1.549	423.953
Leasing	26.868		3.245	(4.882)		25.231
Finanziamenti da soci	6.370			(1.602)		4.768
Totale Finanziamenti M/L termine	665.964	42	135.545	(203.808)	2.408	600.152

In riferimento ai prestiti obbligazionari, si evidenzia:

- In data 28/11/2023, l'estinzione del prestito obbligazionario non convertibile di iniziali Euro 80 milioni e residui Euro 20 milioni, rappresentato da obbligazioni quotate sul mercato regolamentato gestito dalla Borsa Irlandese, emesso nel 2016 e giunto a scadenza (durata 7 anni e cedola fissa del 2,45).

La tabella seguente evidenzia per ciascun prestito obbligazionario emesso il valore di bilancio alla data del 31 dicembre 2023 e al 31 dicembre 2022:

(valori in migliaia di euro)	Esercizio chiuso al 31 dicembre	
	2023	2022
BOND 2016-2023	-	19.902
BOND EUPP 2022-2027	77.380	76.789
BOND USPP 2022-2029	68.819	68.651
Obbligazioni	146.199	165.341

I prestiti obbligazioni in essere al 31 dicembre 2023, entrambi emessi nel corso dell'esercizio 2022, sono rappresentati da:

- Un prestito obbligazionario unsecured e non convertibile di Euro 80.000 migliaia rappresentato da obbligazioni quotate sul mercato regolamentato gestito dalla Borsa Irlandese, dove è stato depositato il relativo prospetto informativo, emesso in data 14 aprile 2022.
Il prestito obbligazionario è garantito dalla controllata Centria S.r.l., interamente sottoscritto da investitori istituzionali al di fuori degli Stati Uniti d'America. Le obbligazioni, emesse sotto la pari al prezzo di 98,509% del valore nominale, sono prive di rating, hanno una durata di 5 anni ed una cedola fissa del 3,050%.
- Un prestito obbligazionario senior unsecured e non convertibile collocato presso investitori istituzionali statunitensi (cosiddetto "US Private Placement"), emesso in data 15 settembre 2022 per l'importo di Euro 70.000 migliaia.
Le obbligazioni, emesse alla pari e con una durata di 7 anni, ammesse a quotazione presso il mercato non regolamentato della Borsa di Vienna, presentano una cedola fissa del 4,20% e verranno rimborsate alla pari in un'unica soluzione alla data di scadenza.
L'emissione si colloca all'interno di un programma uncommitted di emissione di obbligazioni sottoscrivibili da società del gruppo Pricoa ("Private Shelf Facility") fino a 125.000 migliaia di dollari USA, della durata di 3 anni.

Entrambe le emissioni sono state finalizzate al parziale rimborso del debito esistente nonché al sostegno del piano di investimenti del Gruppo e perseguono una strategia di diversificazione e miglioramento del profilo di indebitamento del Gruppo, allungandone la durata media.

In riferimento ai finanziamenti si evidenzia, in particolare:

- la strutturazione e finalizzazione in data 24/03/2023 di un contratto di finanziamento di Euro 80.000 migliaia assistito da garanzia rilasciata da SACE S.p.A. a copertura del 90% dell'importo complessivo in conformità a quanto previsto ai sensi del decreto-legge 17 maggio 2022 n. 50 convertito con modificazioni definitivamente nella legge 91/2022 e pubblicata sulla Gazzetta Ufficiale n. 164 del 15 luglio 2022 e ai sensi degli articoli 2.5 e ss. delle Condizioni Generali SACE a supporto delle esigenze di finanziamento del capitale circolante netto dell'attività di vendita di gas naturale ed energia. Il finanziamento, assunto dalla Capogruppo Estra S.p.A., è stato utilizzato dalla stessa per l'erogazione di un finanziamento Infragruppo di pari importo in favore di Estra Energie S.r.l., interamente erogato in data 27/03/2023;
- in ottica di allungamento della durata del debito, il tiraggio della somma residua di Euro 50.300 migliaia del finanziamento in pool sottoscritto in data 9 agosto 2022 con primari istituti di credito per complessivi Euro 150.000 migliaia, con scadenza 8 agosto 2027, ed al tempo stesso procedere al rimborso parziale di Euro 50.000 migliaia del finanziamento in pool di Euro 125 milioni erogato in data 29 dicembre 2022 e con scadenza il 30 settembre 2025 migliaia, assistito da garanzia rilasciata da SACE S.p.A. a copertura del 90% dell'importo complessivo in conformità a quanto previsto ai sensi del decreto-legge 17 maggio 2022 n. 50 convertito con modificazioni definitivamente nella legge 91/2022 e pubblicata sulla Gazzetta Ufficiale n. 164 del 15 luglio 2022 e ai sensi degli articoli 2.5 e ss. delle Condizioni Generali SACE.
Il contratto di finanziamento, sottoscritto in data 31 marzo 2022, per complessivi Euro 150.000 migliaia è suddiviso in due linee di credito a medio-lungo termine per cassa:
 - una linea di credito (Linea A), per un importo massimo pari ad Euro 120.000 migliaia a supporto dei costi sostenuti e da sostenersi in base al piano capex di Gruppo ed
 - una linea di credito (Linea B), per un importo massimo pari ad Euro 35.000 migliaia da utilizzarsi a supporto delle generali esigenze di cassa della Società e del Gruppo.

La voce "Leasing" fa riferimento alle passività finanziarie relative ai pagamenti di leasing finanziari o operativi in accordo all'IFRS 16 per il diritto di utilizzare il bene sottostante il contratto, in riferimento ai quali si rinvia alle note sulle corrispondenti voce delle attività materiali.

La voce Finanziamenti da Soci accoglie debiti per prestiti a medio/lungo termine, subordinati all'indebitamento bancario e obbligazionario accordati dai Soci, in particolare:

- debito verso il Socio Alia Servizi Ambientali di originari Euro 15.000 migliaia rimborsabile in 24 rate semestrali a partire dal 30 giugno 2015, con quote capitale costanti al tasso annuale del 3% e debito residuo al 31 dicembre 2023 di Euro 3.750 migliaia;
-

- debito verso il Socio Coingas di originari Euro 1.850 migliaia, rimborsabile in 20 rate semestrali a partire dal 30 giugno 2015, con quote capitale costanti al tasso annuale del 3% e debito residuo al 31 dicembre 2023 di Euro 185 migliaia;
- debito verso il Socio Alia Servizi Ambientali di Euro 1.000 migliaia erogato nell'esercizio 2022 a favore della società Bisenzio Ambiente S.r.l., rimborsabile in 14 rate semestrali, a partire dal 30 giugno 2023, con quote capitale costanti, remunerato al tasso Euribor (6 mesi) maggiorato di uno spread di 310 bps e con debito residuo al 31 dicembre 2023 di Euro 833 migliaia.

10.4.4 Passività per imposte differite

Negli esercizi chiusi al 31 dicembre 2023 e al 31 dicembre 2022 le passività per imposte differite ammontano rispettivamente ad Euro 25.656 migliaia ed Euro 27.516 migliaia.

La composizione e movimentazione per l'esercizio 2023 della voce è la seguente:

(valori in migliaia di euro)	Saldo al 31 dicembre 2022	Acquisizioni aziendali	Accantonamento	Riversamento / Utilizzo	Altri movimenti	Saldo al 31 dicembre 2023
Dividendi non incassati	256	-	-	(247)	-	9
Costo ammortizzato prestiti obbligazionari	12	-	-	(21)	-	(9)
Plusvalore beni in concessione	2.017	-	210	(76)	-	2.150
Plusvalore attività Immateriali	19.557	638	238	(1.692)	-	18.741
Plusvalore attività materiali	4.682	-	-	(493)	-	4.189
Altre	349	-	132	(30)	27	479
Fair value strumenti finanziari commodity	643	-	-	-	(546)	97
Passività per imposte differite	27.516	638	580	(2.558)	(520)	25.656

La composizione e movimentazione per l'esercizio 2022 della voce è la seguente:

(valori in migliaia di euro)	Saldo al 31 dicembre 2021	Acquisizioni aziendali	Accantonamento	Riversamento / Utilizzo	Altri movimenti	Saldo al 31 dicembre 2022
Dividendi non incassati	32	-	240	(16)	-	256
Costo ammortizzato prestiti obbligazionari	87	-	-	(75)	-	12
Plusvalore beni in concessione	2.298	-	-	(281)	-	2.017
Plusvalore attività Immateriali	20.980	-	237	(1.660)	-	19.557
Plusvalore attività materiali	1.005	4.039	0	(362)	-	4.682
Altre	201	-	148	-	-	349
Fair value strumenti finanziari commodity	-	-	-	-	643	643
Passività per imposte differite	24.603	4.039	625	(2.394)	643	27.516

10.4.5 Altre passività non correnti

Negli esercizi chiusi al 31 dicembre 2023 e al 31 dicembre 2022 le altre passività non correnti ammontano rispettivamente ad Euro 19.360 migliaia ed Euro 17.211 migliaia.

Il saldo al 31 dicembre 2023 fa riferimento a risconti passivi pluriennali per l'affitto della fibra ottica per l'esercizio dell'attività di trasmissione dati nel settore delle telecomunicazioni (Euro 19.360 migliaia).

10.4.6 Passività contrattuali non correnti e correnti

Al 31 dicembre 2023 le passività contrattuali non correnti e correnti ammontano rispettivamente ad Euro 26.743 migliaia ed Euro 1.220 migliaia (26.145 migliaia ed Euro 944 migliaia al 31 dicembre 2022) e sono principalmente connesse ai contributi percepiti dagli utenti per allacciamenti gas, riversati a conto economico pro-rata temporis lungo il periodo di ammortamento dei relativi investimenti.

10.5 PASSIVITÀ CORRENTI

10.5.1 Debiti finanziari a breve termine

Negli esercizi chiusi al 31 dicembre 2023 e al 31 dicembre 2022 i debiti finanziari a breve termine ammontano rispettivamente ad Euro 7.259 migliaia ed Euro 44.681 migliaia.

La composizione della voce è la seguente:

(valori in migliaia di euro)	Esercizio chiuso al 31 dicembre	
	2023	2022
Anticipazioni bancarie ed utilizzi di c/c bancario	4.189	41.554
Debiti verso obbligazionisti per interessi maturati	3.070	3.127
Debiti finanziari a breve termine	7.259	44.681

Le anticipazioni bancarie, di importo significativamente ridotto rispetto al periodo precedente stante le attuali disponibilità di cassa, sono utilizzate dal Gruppo principalmente per far fronte, oltre che con la liquidità disponibile, al possibile fabbisogno finanziario generato dal capitale circolante netto commerciale, in particolare delle società operanti nel settore della vendita di gas naturale ed energia elettrica che, anche a causa della stagionalità, registra normalmente una fisiologica crescita nel primo semestre dell'esercizio per effetto del disallineamento tra tempi di incasso dai clienti e pagamento ai fornitori.

Si evidenzia che il Gruppo conta su numerose linee di affidamento a breve termine come evidenziato nel paragrafo della nota "Obiettivi e criteri di gestione del rischio finanziario".

10.5.2 Debiti commerciali

Negli esercizi chiusi al 31 dicembre 2023 e al 31 dicembre 2022 i debiti commerciali ammontano rispettivamente ad Euro 278.318 migliaia ed Euro 522.953 migliaia.

La composizione della voce è la seguente:

(valori in migliaia di euro)	Esercizio chiuso al 31 dicembre	
	2023	2022
Debiti verso fornitori	277.251	522.360
Debiti verso controllanti	355	36
Debiti verso imprese collegate	651	557
Debiti verso imprese sottoposte al controllo della controllante	60	-
Debiti commerciali	278.318	522.953

I debiti verso fornitori si riferiscono a partite debitorie per fatture ricevute e da ricevere principalmente da parte dei fornitori di gas ed energia elettrica. Sono iscritti al netto degli sconti commerciali; gli sconti cassa sono invece rilevati al momento del pagamento. Il valore nominale di tali debiti è stato rettificato, in occasione di resi o abbuoni (rettifiche di fatturazione), nella misura corrispondente all'ammontare definito con la controparte.

I debiti sono tutti esigibili entro 12 mesi e nei confronti di soggetti operanti nel territorio italiano, ad eccezione di importi non significativi nei confronti di soggetti CEE ed Extra-CEE per acquisto gas.

Il significativo decremento del saldo a fine esercizio 2023 rispetto a fine esercizio 2022 è dovuto principalmente all'abbassamento dei prezzi delle commodity gas ed energia elettrica.

Per il dettaglio dei debiti verso Soci, società soggette a controllo congiunto e collegate, nonché per i termini e le condizioni relativi ai debiti verso parti correlate, si rinvia alla nota Rapporti con parti correlate.

10.5.3 Passività per imposte correnti

Negli esercizi chiusi al 31 dicembre 2023 e al 31 dicembre 2022 le passività per imposte correnti ammontano rispettivamente ad Euro 17.369 migliaia ed Euro 2.411 migliaia.

La composizione della voce è la seguente:

(valori in migliaia di euro)	Esercizio chiuso al 31 dicembre	
	2023	2022
Debiti per IRES/IRAP	17.369	2.411
Passività per imposte correnti	17.369	2.411

10.5.4 Altre passività correnti

Negli esercizi chiusi al 31 dicembre 2023 e al 31 dicembre 2022 le altre passività correnti ammontano rispettivamente ad Euro 69.823 migliaia ed Euro 113.088 migliaia.

La composizione della voce è la seguente:

(valori in migliaia di euro)	Esercizio chiuso al 31 dicembre	
	2023	2022
Debiti verso il personale per retribuzioni	6.463	6.012
Debiti verso istituti previdenziali	2.271	2.130
Debiti verso CSEA	4.995	3.791
Debiti per dividendi deliberati	-	16.000
Ratei e risconti passivi	3.171	3.155
Depositi cauzionali	33.951	32.079
Debiti per Accordo Transattivo con Comune di Prato	-	2.002
Altri debiti	9.251	42.660
Debiti per acquisto partecipazioni	600	1.400
Irpef sostituiti imposta	1.390	1.144
Erario c/iva	6.445	430
Debiti per accise ed addizionali	1.256	10
Imposta sostitutiva	-	2.081
Altri debiti tributari	31	194
Altre passività correnti	69.823	113.088

I debiti verso CSEA sono debiti iscritti nei confronti della Cassa per i Servizi Energetici e Ambientali principalmente riferiti alle componenti tariffarie passanti del vettoriamento gas naturale, in linea con l'esercizio precedente.

La voce "Depositi cauzionali" fa riferimento ai versamenti dei clienti a garanzia sui consumi gas nell'ambito di contratti di durata annuale.

Il debito verso il Comune di Prato per accordo transattivo, pari ad Euro 2.002 al 31 dicembre 2022 e interamente pagato al 31 dicembre 2023, fa riferimento alla quota contrattualmente dovuta nell'esercizio 2023 ad esito del contenzioso sulla determinazione dell'indennizzo dovuto al Gruppo, quale gestore uscente del servizio di distribuzione gas naturale Comune di Prato, in riferimento al quale, con sentenza n. 387/2020, il Tribunale ordinario di Prato ha condannato Estra S.p.A. al pagamento, in favore del Comune di Prato, della somma di Euro 6.000 migliaia. Si rinvia al paragrafo "Contenzioso in merito alla determinazione dell'indennizzo dovuto al gestore uscente del servizio di distribuzione gas naturale Comune di Prato Toscana Energie".

La voce "Altri debiti" registra un significativo decremento di Euro 33.409 migliaia rispetto all'esercizio precedente, nel cui saldo erano stati riclassificati i debiti iscritti dalle società di distribuzione gas del Gruppo nei confronti delle società di vendita. Tali posizioni si sono generate in seguito agli interventi sanciti dai Decreti Legge Aiuti che hanno disposto l'applicazione di sconti funzionali a calmiere gli aumenti delle bollette. La regolazione ha inserito lo sconto applicato tra le componenti tariffarie sia nei confronti delle società di vendita operanti nel territorio in cui insiste la rete delle società di distribuzione del Gruppo che nei confronti di CSEA. Lo sconto sancito ed applicato,

risultando superiore rispetto alla tariffa di vettoriamento, ha determinato l'emissione di note di credito nei confronti delle società di vendita.

La voce "Debiti per acquisto partecipazioni" pari ad Euro 600 migliaia fa riferimento al debito residuo per l'acquisto della partecipazione al 100% in Ecocentro Toscana S.r.l..

La voce "Imposta sostitutiva" fa riferimento al debito emerso per effetto delle rivalutazioni ai fini civili e fiscali e il riallineamento fiscale dei beni di impresa ai fini del riconoscimento fiscale dei maggiori valori iscritti nel Bilancio di esercizio al 31 dicembre 2020. L'imposta sostitutiva è stata versata in tre rate di pari importo, di cui l'ultima nell'esercizio 2023.

In riferimento ai debiti per accise ed addizionali su consumi gas ed energia elettrica si rimanda al commento alla voce altre attività correnti UTIF.

10.5.5 Strumenti finanziari e valutazioni al fair value

Ai sensi dell'IFRS 13, di seguito si riporta la tabella che presenta il valore contabile degli strumenti finanziari in essere, per categoria di appartenenza, posto a confronto con i corrispondenti valori equi al 31 dicembre 2023 e al 31 dicembre 2022.

ATTIVITA' FINANZIARIE	Esercizio chiuso al 31 dicembre 2023		Esercizio chiuso al 31 dicembre 2022	
	Valore contabile	Fair value	Valore contabile	Fair value
Attività finanziarie al fair value con variazioni imputate a conto economico	1.976	1.976	15.067	24.349
Contratti a termine su commodity	1.976	1.976	13.716	22.521
Commodity Swap	-	-	1.351	1.828
Attività finanziarie al fair value con variazioni imputate a patrimonio netto	-	-	3.029	2.478
Commodity Swap	-	-	3.029	2.478
Crediti e finanziamenti	400.951	400.951	457.726	425.218
Finanziamenti a società sottoposte a controllo congiunto	230	230	230	230
Finanziamenti a società collegate	4.643	4.643	4.643	7.331
Depositi cauzionali m/l termine	2.464	2.464	3.138	2.370
Crediti commerciali	397.252	397.252	442.369	405.857
Crediti verso banche	1.231	1.231	7.346	9.430
Disponibilità liquide	157.915	157.915	345.872	143.107
Attività non correnti destinate alla vendita	-	-	-	42
TOTALE ATTIVITA'	560.843	560.843	821.694	595.194

PASSIVITA' FINANZIARIE	Esercizio chiuso al 31 dicembre 2023		Esercizio chiuso al 31 dicembre 2022	
	Valore contabile	Fair value	Valore contabile	Fair value
Passività finanziarie al fair value con variazioni imputate a conto economico	1.026	1.026	11.306	11.306
Contratti a termine su commodity	1.026	1.026	11.306	11.306
Commodity Swap	-	-	-	-
Passività finanziarie al fair value con variazioni imputate a patrimonio netto	-	-	1.326	1.326
Derivati IRS Cash flow hedge	-	-	10	10
Commodity Swap	-	-	1.316	1.316
Passività al costo ammortizzato	919.680	919.680	1.265.676	1.265.676
Debiti commerciali	278.318	278.318	522.953	522.953
Finanziamenti a M/L termine	600.152	600.152	665.964	665.964
Debiti verso banche a breve termine	7.259	7.259	44.681	44.681
Depositi cauzionali	33.951	33.951	32.079	32.079
Passività direttamente associabili ad attività destinate alla vendita	-	-	-	-
TOTALE PASSIVITA'	920.706	920.706	1.278.309	1.278.309

In considerazione della loro natura, per la maggiore parte delle poste, il valore contabile è considerato una ragionevole approssimazione del valore equo.

In tutti gli altri casi, la determinazione del valore equo avviene secondo metodologie classificabili nel Livello 2 della gerarchia dei livelli di significatività dei dati utilizzati nella determinazione del fair value così come definita dall'IFRS 13 (dati di input diversi dai prezzi quotati di cui al Livello 1 che sono osservabili per l'attività o la passività, sia direttamente (come nel caso dei prezzi), sia indirettamente (ovvero derivati dai prezzi).

Il Gruppo fa ricorso a modelli interni di valutazione, generalmente utilizzati nella pratica finanziaria, sulla base di prezzi forniti dagli operatori di mercato o di quotazioni rilevate su mercati attivi per mezzo di primari infoproviders.

Per la determinazione del fair value dei derivati su tassi o prezzo delle commodity viene utilizzato un modello di pricing basato sulla curva forward di mercato della data di riferimento del bilancio, qualora il sottostante del derivato sia negoziato in mercati che presentano quotazioni di prezzo forward ufficiali e liquide. Nel caso in cui il mercato non presenti quotazioni forward, vengono utilizzate curve di prezzo previsionali basate su tecniche interne di valutazione.

In riferimento al non-performance risk, cioè del rischio che una delle parti non onori i propri impegni contrattuali per effetto di un possibile default prima della scadenza del derivato, sia con riferimento al rischio della controparte (Credit Value Adjustment: CVA), sia al proprio rischio di inadempimento (Debt Risk Adjustment: DVA) si ritengono non significativi eventuali aggiustamenti, in considerazione della tipologia di strumenti derivati presenti in portafoglio (rappresentati esclusivamente da vendite o da acquisti di commodity a termine tramite contratti forward di breve termine e derivati finanziari con primari istituti di credito) e dei rating sia delle controparti con cui sono stati stipulati i contratti sia del Gruppo.

Il Gruppo non sta compensando strumenti finanziari in accordo con lo IAS 32 e non ha accordi di compensazione significativi. Non ci sono state variazioni nei metodi valutativi adottati rispetto ai precedenti esercizi, né trasferimenti da un Livello a un altro della gerarchia delle attività o passività valutate al valore equo.

11. Risultato per azione (base e diluito)

Come richiesto dallo IAS 33 si forniscono le informazioni sui dati utilizzati per il calcolo del risultato netto ed il risultato da attività in funzionamento per azione e diluito. Il risultato base per azione è calcolato dividendo il risultato economico del periodo, utile o perdita, attribuibile agli azionisti della Capogruppo per il numero medio ponderato delle azioni in circolazione durante il periodo di riferimento. Non sono presenti effetti diluitivi del risultato per azione nei due anni.

Di seguito sono esposti i valori utilizzati nel calcolo del risultato per azione base.

	Esercizio chiuso al 31 dicembre	
	2023	2022
Utile netto di pertinenza degli azionisti della Capogruppo (migliaia di Euro)	27.263	14.661
- Attività di funzionamento	27.263	14.661
- Attività destinate alla dismissione		
Numero medio azioni ordinarie in circolazione nell'esercizio	227.834.000	227.834.000
Risultato per azione base e diluito azioni ordinarie (Euro)	0,12	0,06
Risultato da attività in funzionamento per azione base e diluito azioni ordinarie (Euro)	0,12	0,06

Il risultato per azione 2023 al netto delle operazioni non ricorrenti ai sensi della delibera Consob numero 15519 del 27 luglio 2006 (Euro 30.353 migliaia), risulta essere pari a 0,12.

Al riguardo si evidenzia che sono state escluse dal calcolo le nr. 500.000 azioni proprie detenute dalla Capogruppo.

12. Garanzie e impegni

Il Gruppo ha fornito le seguenti garanzie al 31 dicembre 2023 e 2022:

Garanzie prestate nell'interesse di società collegate	31 dicembre 2023	31 dicembre 2022
Garanzia rilasciata a Unicredit a favore di Blugas Infrastrutture S.r.l. per finanziamenti	250	4.257
Garanzia rilasciata a Regione Toscana a favore di Bisenzio Ambiente S.r.l. ai sensi del DGRT n. 743 del 6 agosto 2012	2.357	2.357
Totale	2.607	6.614
Garanzie prestate nell'interesse di altri	31 dicembre 2023	31 dicembre 2022
Fidejussioni rilasciate ad Agenzia Entrate/Agenzia Dogane per rimborsi di imposte	3.522	7.211
Fidejussioni verso altri soggetti	451	451
Fidejussioni rilasciate a favore di Enti locali per lavori o concessioni legate ad utilizzo del suolo pubblico	9.508	8.227
Totale	13.481	15.889
Totale garanzie	20.095	22.503

Per lo svolgimento dell'ordinaria attività del Gruppo sono inoltre rilasciate, nell'interesse di società consolidate integralmente, fidejussioni bancarie o altre garanzie, quali Parent company impegnative, per le quali il relativo debito è generalmente già rappresentato nel bilancio consolidato.

13. Obiettivi e criteri di gestione del rischio finanziario

Le principali passività finanziarie del Gruppo, diverse dai derivati, comprendono i prestiti e i finanziamenti bancari, i prestiti obbligazionari, i debiti commerciali, i debiti diversi e le garanzie finanziarie. L'obiettivo principale di tali passività è di finanziare le attività operative del Gruppo. Il Gruppo ha crediti finanziari e altri crediti, commerciali e non commerciali, disponibilità liquide e depositi a breve termine che si originano direttamente dall'attività operativa. Il Gruppo detiene inoltre partecipazioni destinate alla vendita e sottoscrive contratti derivati.

Il Gruppo è esposto al rischio di mercato, al rischio di credito ed al rischio di liquidità. Il Management del Gruppo è deputato alla gestione di questi rischi. Il Gruppo ha inoltre avviato un processo di definizione del modello di gestione integrata dei rischi, che si ispira a standard riconosciuti a livello internazionale in ambito di Enterprise Risk Management (ERM) sviluppati secondo il Modello di riferimento generalmente accettato a livello internazionale in ambito di controllo interno, emanato dal Committee of Sponsoring Organizations of the Treadway Commission (noto come CoSO Report).

Tale modello di ERM è diretto anche a supportare la Direzione affinché le attività che comportano un rischio finanziario siano governate con appropriate politiche aziendali e con procedure adeguate e che i rischi finanziari siano identificati, valutati e gestiti secondo quanto richiesto dalle politiche e procedure del Gruppo.

13.1 Rischio di tasso d'interesse

Il rischio di tasso di interesse è il rischio che il fair value o i flussi di cassa futuri di uno strumento finanziario si modificheranno a causa delle variazioni nei tassi di interesse di mercato. L'esposizione del Gruppo al rischio di variazioni nei tassi di interesse di mercato è correlata in prima istanza all'indebitamento di lungo periodo con tasso di interesse variabile.

Il Gruppo gestisce il proprio rischio di tasso attraverso un portafoglio bilanciato di prestiti e finanziamenti a tassi di interesse fissi e variabili anche attraverso la sottoscrizione di interest rate swaps (IRS), dove il Gruppo concorda di scambiare, ad intervalli definiti, la differenza di ammontare tra il tasso fisso e il tasso variabile calcolata facendo riferimento a un importo concordato di capitale nozionale. Questi swap sono designati a copertura dell'indebitamento sottostante.

Al 31 dicembre 2023, dopo aver preso in considerazione l'effetto degli IRS, circa il 33% (37% nel 2021) dei prestiti del Gruppo sono a tasso fisso. In particolare risultano a tasso fisso i finanziamenti a duration più lunga (prestito obbligazionario e USSP emessi nel 2022)

La seguente tabella illustra la sensitività a una variazione ragionevolmente possibile dei tassi di interesse effettuata secondo le seguenti modalità:

- una variazione in aumento ed in diminuzione di 50 basis points dei tassi di interesse euribor rilevati nel corso dell'esercizio è stata applicata all'indebitamento finanziario a medio lungo termine;
- in caso sia esistente una relazione di copertura lo shock sui tassi è stato applicato congiuntamente alla posizione debitoria ed al relativo strumento derivato di copertura con un effetto netto a conto economico estremamente contenuto;
- con riferimento ai contratti derivati di copertura esistenti alla data di chiusura dell'esercizio è stata applicata una traslazione in aumento ed in diminuzione di 100 basis points delle curve forward dei tassi di interesse impiegate per la determinazione dei fair value dei contratti stessi.

Nella seguente tabella sono riportati i risultati dell'analisi di sensitività anzi illustrata svolta con riferimento alla data del 31 dicembre 2023 e 2022:

SENSITIVITA' DEI FLUSSI FINANZIARI	31 dicembre 2023				31 dicembre 2022			
	ONERI FINANZIARI		RISERVA DI CASH FLOW HEDGE		ONERI FINANZIARI		RISERVA DI CASH FLOW HEDGE	
	AUMENTO 50 BP	DIMINUIZIONE 50 BP	AUMENTO 50 BP	DIMINUIZIONE 50 BP	AUMENTO 50 BP	DIMINUIZIONE 50 BP	AUMENTO 50 BP	DIMINUIZIONE 50 BP
INDEBITAMENTO COMPRESIVO DI DERIVATI E LEASING	(1.490)	1.497			(1.480)	1.492		
VARIAZIONE FAIR VALUE			29	(29)			95	(96)
TOTALE	(1.490)	1.497	29	(29)	(1.480)	1.492	95	(96)

13.2 Rischio di credito

Il rischio di credito è il rischio che una controparte non adempia ai propri obblighi legati ad uno strumento finanziario o ad un contratto commerciale, portando quindi ad una perdita finanziaria. Il Gruppo è esposto al rischio di credito derivante dalle sue attività operative (soprattutto per crediti commerciali derivanti dalla vendita di gas e energia elettrica) e dalle sue attività di finanziamento, compresi i depositi presso banche e istituti finanziari.

Crediti commerciali

Il rischio di credito commerciale è gestito secondo la politica stabilita dal Gruppo e secondo le procedure e i controlli stabiliti per la gestione del rischio di credito.

Il Gruppo ha, nel tempo, migliorato il controllo sui rischi di credito attraverso il rafforzamento delle procedure di monitoraggio e reportistica, al fine di trovare in modo tempestivo possibili contromisure a fronte delle cause individuate. Per controllare il rischio di credito con riferimento al portafoglio in essere alle date di bilancio – ritenuta la massima esposizione per il Gruppo - sono state definite metodologie per il monitoraggio ed il controllo dei crediti oltre alla definizione di strategie atte a ridurre l'esposizione creditizia tra le quali l'analisi di solvibilità dei clienti in fase di acquisizione attraverso un'analisi del merito creditizio finalizzata a contenere il rischio di insolvenza, l'affidamento di crediti di clienti cessati a società di recupero crediti esterne e la gestione del contenzioso legale dei crediti relativi ai servizi erogati, il ricorso a coperture assicurative e l'ottenimento di garanzie da parte dei clienti.

A ogni data di bilancio viene svolta un'analisi sulla necessità di una svalutazione individuale per i clienti più importanti. Inoltre, per la maggior parte dei crediti minori, raggruppati in categorie omogenee, viene fatta una valutazione sulla necessità di una riduzione di valore complessiva. Il calcolo si basa su dati storici. La massima esposizione al rischio di credito alla data di bilancio è il valore contabile di ciascuna classe di attività finanziaria illustrata nella nota Crediti commerciali.

La seguente tabella fornisce il dettaglio dei crediti commerciali lordi e del relativo fondo svalutazione al 31 dicembre 2023 e 2022:

Crediti commerciali (valori in migliaia di euro)	Esercizio chiuso al 31 dicembre			
	2023		2022	
Crediti commerciali lordi	471.124	100%	509.069	100%
Fondo svalutazione crediti	-75.522	-16%	(66.700)	(13%)
Crediti commerciali	395.602	84%	442.369	87%

La seguente tabella fornisce il dettaglio dei crediti commerciali lordi per fascia di anzianità al 31 dicembre 2023 e 2022:

Crediti commerciali (valori in migliaia di euro)	Esercizio chiuso al 31 dicembre			
	2023		2022	
A scadere	318.741	68%	418.326	82%
Scaduti da 0-30 giorni	57.481	12%	18.742	4%
Scaduti da 31-90 giorni	30.051	6%	11.512	2%
Scaduti da 91-180 giorni	9.398	2%	7.398	1%
Scaduti da 181-365 giorni	14.260	3%	20.733	4%
Scaduti da oltre 365 giorni	41.192	9%	32.358	7%
Crediti commerciali lordi	471.124	100%	509.069	100%

Strumenti finanziari e depositi bancari

Il rischio di credito relativo a rapporti con banche e istituzioni finanziarie è gestito dalla tesoreria di Gruppo in conformità alla politica del Gruppo stesso. L'investimento dei fondi disponibili viene fatto solo con controparti approvate ed entro limiti definiti per minimizzare la concentrazione dei rischi e, di conseguenza, mitigare la perdita finanziaria generata dal potenziale fallimento della controparte. La massima esposizione del Gruppo al rischio di credito per i componenti della situazione patrimoniale – finanziaria al 31 dicembre 2023 sono i valori contabili illustrati nella Nota strumenti finanziari e Valutazioni al fair value, ad eccezione delle garanzie finanziarie.

13.3 Rischio di liquidità

Il Gruppo monitora il rischio di una carenza di liquidità utilizzando uno strumento di pianificazione della liquidità. L'obiettivo del Gruppo è quello di mantenere un equilibrio tra continuità nella disponibilità di fondi e flessibilità di utilizzo attraverso l'utilizzo di strumenti quali scoperti bancari, prestiti bancari, obbligazioni, leasing finanziari e contratti di noleggio e acquisto.

La Funzione Finanza del Gruppo è centralizzata allo scopo di ottimizzare il reperimento e l'utilizzo delle risorse finanziarie. In particolare la gestione centralizzata dei flussi finanziari nel Gruppo, sia attraverso un sistema di cash pooling, sia con un sistema di accentramento sui conti correnti del Gruppo della prevalenza degli incassi e pagamenti, consente di allocare i fondi disponibili a livello di Gruppo secondo le necessità che di volta in volta si manifestano tra le singole Società. Viene costantemente monitorata la situazione finanziaria attuale, prospettica e la disponibilità di adeguati affidamenti bancari. Attraverso i rapporti che Il Gruppo intrattiene con i principali Istituti di Credito Italiani e Internazionali vengono ricercate le forme di finanziamento più adatte alle proprie esigenze e le migliori condizioni di mercato.

Nella tabella sottostante è esposta un'analisi delle scadenze basata sugli obblighi contrattuali di rimborso non attualizzati relativa ai prestiti obbligazionari, all'indebitamento bancario a medio/lungo termine, ai leasing e ai finanziamenti a medio/lungo termine verso soci in essere alla data del 31 dicembre 2023.

(valori in migliaia di euro)	Totale cash flow	CF < 1 Y	1 Y < CF < 2 Y	2 Y < CF < 5 Y	CF > 5 Y
Prestiti obbligazionari	150.000	-	-	80.000	70.000
Indebitamento bancario	425.512	173.949	130.984	120.425	154
Leasing	25.231	4.814	4.640	10.128	5.649
Finanziamenti a medio/lungo termine verso soci	4.768	1.602	1.417	1.750	-
Totale	605.511	180.365	137.041	212.303	75.803

Il Gruppo ha chiuso l'esercizio 2023 con una forte posizione di liquidità, pari ad Euro 157,9 milioni, disponendo, inoltre, di ampie linee di credito di breve termine accordate da primari istituti di credito.

Al 31 dicembre 2023, il Gruppo disponeva di linee (nella forma di anticipazioni bancarie, anticipazioni commerciali o maturity fornitori), non utilizzate, per circa Euro 169 milioni.

13.4 Rischio di default e covenant

Il Gruppo ha in essere finanziamenti bancari e prestiti obbligazionari, le cui condizioni contrattuali presentano, in linea con il mercato per tale tipologia di strumenti, disposizioni che legittimano le controparti, siano esse banche o detentori di obbligazioni, a chiedere al debitore, al verificarsi di determinati eventi, l'immediato rimborso delle somme prestate.

Tali condizioni contrattuali prevedono normalmente a favore degli obbligazionisti/istituti di credito divieto di cambio di controllo ed il rispetto di parametri finanziari quali i rapporti Indebitamento finanziario netto/EBITDA, Indebitamento finanziario netto/RAB e Indebitamento finanziario netto/Patrimonio netto.

Si riporta di seguito il dettaglio della composizione dell'indebitamento finanziario netto al 31 dicembre 2023 e 2022 derivato dai bilanci consolidati per gli esercizi chiusi alle medesime date. in conformità agli orientamenti in materia di obblighi di informativa ai sensi del Regolamento UE 2017/1129 (cd. "Regolamento sul Prospetto") pubblicati in data 4 marzo 2021 dall'European Securities and Markets Authority (ESMA):

Indebitamento finanziario		2023.12	2022.12
(valori in migliaia di euro)			
A.	Disponibilità liquide	157.915	345.872
B.	Mezzi equivalenti a disponibilità liquide		
C.	Altre attività finanziarie correnti	3.207	25.442
	- <i>strumenti finanziari derivati correnti</i>	1.976	18.096
	- <i>Crediti verso banche</i>	1.231	7.346
D.	Liquidità (A) + (B) + (C)	161.122	371.314
E.	Debito finanziario corrente (inclusi gli strumenti di debito, ma esclusa la parte corrente del debito finanziario non corrente)	8.285	77.215
	- <i>debiti finanziari correnti</i>	7.259	44.681
	- <i>strumenti finanziari derivati correnti</i>	1.026	12.632
	- <i>obbligazioni emesse</i>	-	19.902
F.	Parte corrente del debito finanziario non corrente	192.920	131.980
	- <i>debiti v/banche</i>	186.504	125.782
	- <i>debiti v/altri finanziatori per leasing finanziari</i>	386	375
	- <i>debiti v/altri finanziatori per leasing operativi</i>	4.428	4.388
	- <i>debiti v/soci per finanziamenti</i>	1.602	1.435
G.	Indebitamento finanziario corrente (E) + (F)	201.205	209.195
H.	Indebitamento finanziario corrente netto (G) - (D)	40.083	(162.118)
I.	Debito finanziario non corrente (esclusi la parte corrente e gli strumenti di debito)	23.583	27.040
	- <i>debiti v/altri finanziatori per leasing finanziari</i>	3.277	3.663
	- <i>debiti v/altri finanziatori per leasing operativi</i>	17.141	18.442
	- <i>debiti v/soci per finanziamenti</i>	3.166	4.935
J.	Strumenti di debito	383.649	487.043
	Debiti bancari non correnti	237.449	341.603
	Obbligazioni emesse	146.199	145.439
K.	Debiti commerciali e altri debiti non correnti	-	-
L.	Indebitamento finanziario non corrente (I) + (J) + (K)	407.232	514.082
O.	Totale indebitamento finanziario (H) + (L)	447.314	351.963

Al 31 dicembre 2023 l'indebitamento finanziario netto è pari Euro 447,3 milioni in peggioramento rispetto al 31 dicembre 2022 di Euro 95,3 milioni, principalmente per effetto dell'aumento del capitale circolante commerciale. Tale variazione è dovuta all'aumento dei crediti commerciali netti nel comparto dell'efficientamento energetico, per i lavori di riqualificazione degli immobili da super bonus 110%, all'incremento dei crediti commerciali netti nella Sbu Vendita Gas e Luce per maggiori volumi gas ed energia elettrica venduti nel 4° trimestre rispetto all'esercizio precedente, alle operazioni di ottimizzazione del circolante effettuate nel 2022 e non riproposte nel presente esercizio relative a cessione pro-soluto di crediti verso la pubblica amministrazione o clienti industriali e riscadenziamento di debiti commerciali e all'incremento dei crediti commerciali del mercato regolato che era

stato caratterizzato nel 2022 da interventi normativi di riduzione dei cosiddetti oneri di sistema fatturati alle società di vendita.

Le principali variazioni sono relative alla liquidità ed all'indebitamento finanziario non corrente per effetto di rimborsi di finanziamento a medio/lungo termine effettuati nell'esercizio.

Si evidenzia che il Gruppo ha in essere finanziamenti bancari e prestiti obbligazionari, le cui condizioni contrattuali presentano, in linea con il mercato per tale tipologia di strumenti, disposizioni che legittimano le controparti, siano esse banche o detentori di obbligazioni, a chiedere al debitore, al verificarsi di determinati eventi, l'immediato rimborso delle somme prestate.

In particolare i regolamenti dei prestiti obbligazionari prevedono:

- impegni a carico del Gruppo, tra cui, in particolare, il cd. negative pledge, in relazione al quale sussiste l'impegno del Gruppo a non creare, o permettere la creazione, né parziale né totale, di alcun vincolo sui propri beni o ricavi presenti o futuri;
- casi di inadempimento in linea con la prassi di mercato per operazioni di analoga natura. Con particolare riferimento a questi ultimi, si evidenziano, a titolo esemplificativo, inter alia:
 - a) inadempimento di obblighi derivanti da sentenze di condanna, a condizione che siano superate determinate soglie di rilevanza;
 - b) operazioni di dismissione e/o di riorganizzazione societaria (ivi incluse ipotesi di scioglimento e liquidazione nonché di cessazione, integrale o per parte sostanziale, della propria attività) non rientranti tra quelle definite come consentite, nonché lo scioglimento o la liquidazione del Gruppo o delle proprie controllate definite come rilevanti;
 - c) situazioni di cambio del controllo, a fronte delle quali, in seguito alla comunicazione dell'esercizio dell'opzione put da parte degli obbligazionisti, il Gruppo dovrà rimborsare interamente (e non in parte) quanto oggetto della opzione put al valore nominale delle obbligazioni, unitamente agli interessi maturati dalla precedente data del pagamento degli interessi.

I regolamenti dei prestiti obbligazionari prevedono altresì che il Gruppo debba rispettare per l'intera durata del finanziamento, determinati indici patrimoniali-finanziari. Il mancato rispetto di tali parametri potrebbe causare la sospensione del beneficio del termine e l'obbligo di rimborso anticipato degli stessi da parte del debitore.

I parametri finanziari oggetto di tali regolamenti sono principalmente riassumibili come di seguito:

- il rapporto tra Indebitamento finanziario netto ed EBITDA (inferiore a 4,5x);
- il rapporto tra Indebitamento finanziario netto e Patrimonio netto (inferiore a 1,2x);
- il rapporto tra Indebitamento finanziario netto e RAB della controllata Centria S.r.l., consolidati con quelli delle sue partecipate (inferiore a 1x).

Inoltre, tali prestiti obbligazionari contengono clausole di default incrociato (c.d. clausole di cross default) del Gruppo o di società dallo stesso controllate in caso di inadempimenti per importi superiori alle soglie rispettivamente previste in ciascun regolamento.

I prestiti obbligazionari prevedono, infine, in linea con la prassi di mercato per operazioni analoghe, il rispetto da parte del Gruppo di una serie di obblighi di contenuto negativo, ovvero limitazioni alla possibilità di effettuare determinate operazioni, quali, a titolo esemplificativo la cessazione di una parte significativa della propria attività.

Inoltre i finanziamenti bancari in essere prevedono, tra l'altro, specifici obblighi (in taluni casi, riferibili anche a società facenti parte del Gruppo) ai sensi dei quali il Gruppo si impegna:

- a non impiegare le somme percepite in virtù del relativo contratto di finanziamento a fini diversi da quelli pattuiti;
 - a non modificare in modo sostanziale la propria attività di impresa;
 - a non compiere operazioni straordinarie o atti di dismissione di asset diversi da quelli espressamente consentiti (fatto salvo, ove previsto, il preventivo consenso scritto della relativa banca finanziatrice);
 - a non creare, ovvero premettere la creazione di, vincoli e gravami sui propri beni, diversi dai vincoli e dai gravami espressamente consentiti (c.d. garanzia negativa); e
 - a mantenere in essere tutte le autorizzazioni, permessi e licenze amministrative necessarie o opportune per permettere il regolare svolgimento dell'attività d'impresa del Gruppo;
 - a non dare luogo a situazione di cambio di controllo.
-

Inoltre, alcuni dei contratti di finanziamento stipulati dal Gruppo prevedono altresì che il Gruppo debba rispettare per l'intera durata del finanziamento, determinati indici patrimoniali-finanziari (analoghi a quelli contenuti nei Regolamenti dei Prestiti obbligazionari precedentemente indicati), il cui rispetto è verificato, in genere, con cadenza annuale (ossia con riferimento alla data di chiusura di ciascun esercizio sociale sulla base delle risultanze del relativo bilancio consolidato o bilancio d'esercizio della società del Gruppo contraente). Il mancato rispetto di tali parametri potrebbe causare la sospensione del beneficio del termine e l'obbligo di rimborso anticipato degli stessi da parte del debitore.

I contratti di finanziamento in essere prevedono altresì una serie di eventi di default (in taluni casi, riferibili anche a società facenti parte del Gruppo), tra i quali si segnalano:

- lo stato di insolvenza, ovvero la sottoposizione a una procedura concorsuale (o analoga procedura);
- clausole c.d. di cross-default (e, in taluni casi, cross-acceleration) per importi superiori a determinate soglie di materialità;
- la realizzazione di operazioni straordinarie sul proprio capitale sociale (diverse dalla quotazione) senza il preventivo consenso scritto della relativa banca finanziatrice;
- il verificarsi di eventi che determinino una grave crisi di stabilità e/o liquidità dei mercati finanziari che rendano eccessivamente oneroso il finanziamento per la relativa banca finanziatrice; e
- l'inadempimento ad alcuno degli obblighi previsti a carico del Gruppo (ivi inclusa, la violazione di uno qualsiasi dei parametri finanziari eventualmente previsti nel relativo contratto di finanziamento), a meno che tale inadempimento, se suscettibile di essere rimediato, non venga rimediato entro il termine eventualmente concesso.

Negli esercizi 2023 e 2022 non si sono verificate violazioni nei covenants legati ai finanziamenti ed ai prestiti obbligazionari.

13.5 Rischi connessi al prezzo delle commodity

Il Gruppo è esposto al rischio prezzo commodities, per cui si trova a dover gestire rischi legati al disallineamento tra le formule di indicizzazione relative all'acquisto delle materie prime energetiche (gas naturale ed energia elettrica) e le formule di indicizzazione legate alla vendita delle medesime commodity.

Il rischio attiene sia all'attività di trading in senso stretto (operazioni spot finalizzata al conseguimento di profitti aggiuntivi di breve termine) che all'attività "industriale" di somministrazione gas ed energia elettrica ai clienti finali.

Con riferimento al trading, l'attività è opportunamente segregata ma è svolta all'interno di rigorose policy di rischio che prevedono, tra l'altro, il rispetto di limiti in termini di Risk margin e VAR, fissati dal Consiglio di Amministrazione della società e monitorati costantemente.

Con riferimento all'attività "industriale", la politica del Gruppo è orientata a minimizzare il rischio connesso alle oscillazioni del prezzo attraverso l'allineamento della indicizzazione delle commodity in acquisto e in vendita, lo sfruttamento verticale delle varie filiere di business ed il ricorso ai mercati finanziari per coperture. In particolare, il Gruppo ha strutturato una serie di derivati su commodity finalizzati a prefissare gli effetti sui margini di vendita indipendentemente dalle variazioni delle condizioni di mercato. Tutte le operazioni in derivati sono concluse con finalità di copertura, anche se non rientranti formalmente nei criteri definiti dal principio IFRS 9 per effettuarne il trattamento contabile in hedge accounting.

Il Gruppo ha adottato un'apposita policy colta a definire le linee guida del Gruppo Estra relative alla governance, alla strategia di gestione e al controllo dei rischi legati alle attività in commodity esercitate dalle Società del Gruppo e, più in particolare, oggetto della policy è il rischio prezzo.

L'obiettivo è quello di stabilizzare i flussi di cassa generati dal portafoglio di asset e contratti del Gruppo, proteggendo il margine operativo lordo di Gruppo dalle oscillazioni dovute al rischio prezzo sulle commodity trattate e di qualificare la performance finanziaria del Gruppo in un'ottica di mitigazione del rischio, attraverso la definizione e il monitoraggio in continuo dei limiti di rischio.

La politica del Gruppo è orientata a minimizzare il ricorso ai mercati finanziari per coperture mediante la valorizzazione delle logiche di *netting* incluse nel Portafoglio di riferimento. A tal fine, il Gruppo pianifica prioritariamente il bilanciamento fisico dei volumi delle proprie vendite di commodity energetiche sui mercati per le varie scadenze temporali, attraverso il portafoglio di contratti in essere, sia di medio periodo (con riferimento all'anno termico dell'esercizio successivo) sia spot. In secondo luogo, il Gruppo persegue una strategia di omogeneizzazione fra le fonti e gli impieghi fisici, in modo che le formule e le indicizzazioni a cui sono legati i costi derivanti dagli acquisti di *commodity* energetiche riflettano per quanto possibile le formule e le indicizzazioni dei ricavi del Gruppo, ricorrendo a tal fine anche all'uso di strumenti derivati.

Ai fini della gestione e del controllo dei Rischi Prezzo, il Gruppo Estra fa uso dei parametri consolidati nella best practice internazionale. In particolare, è oggetto di monitoraggio il Margine di contribuzione del portafoglio industriale, comprensivo sia del Profit & Loss (*P&L realised*) maturato alla data sia del Mark to Market (MtM) futuro. Il P&L realised corrisponde alla porzione del P&L già maturata nell'esercizio contabile di riferimento, calcolata in base al valore a consuntivo di tutti i prezzi di mercato che hanno determinato costi e ricavi. Il Mark to Market (o *P&L unrealised*) corrisponde alla porzione del P&L futura non ancora maturata nell'esercizio contabile di riferimento, valutata a fair value sulla base delle curve forward per i prezzi quotati e su curve forecast previsionali per i prezzi non quotati.

L'esposizione al rischio prezzo del portafoglio di contratti è misurata, per ciascun indice, come variazione di Mark to Market, ossia di Margine di Contribuzione, determinata da una variazione unitaria del prezzo della commodity in esame ed è consentita entro limiti prefissati stabili dal Consiglio di Amministrazione della società.

Alla data del 31 dicembre 2023, il Gruppo ha i seguenti strumenti derivati sul rischio commodity inclusi nelle altre attività e passività finanziarie correnti:

Attività finanziarie correnti (valori in migliaia di euro)	Esercizio chiuso al 31 dicembre	
	2023	2022
Contratti a termine su commodity	1.976	13.716
Commodity Swap di Cash flow hedge	-	3.029
Commodity Swap con variazione di fair value a conto economico	-	1.351
Strumenti derivati	1.976	18.096

Passività finanziarie correnti (valori in migliaia di euro)	Esercizio chiuso al 31 dicembre	
	2023	2022
Contratti a termine su commodity	1.026	11.306
Commodity Swap di Cash flow hedge	-	1.316
Commodity Swap con variazione di fair value a conto economico	-	-
Strumenti derivati	1.026	12.632

Il saldo netto dei *fair value* degli strumenti derivati in essere al 31 dicembre 2023 è, quindi, positivo per Euro 950 migliaia.

Ipotizzando un istantaneo incremento del 5% dell'intera *curva forward* dei prezzi del gas naturale e dell'energia elettrica, il fair value cumulativo degli strumenti finanziari su commodity peggiorerebbe di Euro 1.627 migliaia, passando da un saldo positivo di Euro 950 migliaia ad un saldo negativo di Euro 677 migliaia.

L'effetto riferito alla variazione del prezzo di gas naturale sarebbe riferito interamente ai derivati con variazione di *fair value* a conto economico.

Viceversa, un'istantanea riduzione dell'intera *curva forward* dei prezzi delle commodity del 5%, gli effetti sarebbero dello stesso importo di segno inverso.

14. Erogazioni pubbliche ricevute

Con riferimento alle novità introdotte dalla Legge n. 124 del 4 agosto 2017 "Legge annuale per la concorrenza", all'art. 1 co. 125-129, escludendo gli incassi percepiti a titolo di corrispettivo per forniture e servizi resi, si segnala che il Gruppo nel corso del 2023 ha incassato i seguenti contributi da Enti pubblici (importi in Euro).

Soggetto beneficiario	Ente concedente		Tipologia di operazione	Importo
	Denominazione	Codice fiscale		
CENTRIA S.R.L.	COMUNE BIBBIENA	00137130514	Contributo conto impianti (Allacci distribuzione gas)	10.120
CENTRIA S.R.L.	PUBLICACQUA S.P.A.	05040110487	Contributo conto impianti (Reti e allacci distribuzione gas)	95.122
CENTRIA S.R.L.	COMUNE DI MURLO	80003070523	Contributo conto impianti (reti distribuzione gas)	134.059
TOTALE				239.302

Per ulteriori informazioni si rimanda a quanto indicato del Registro degli Aiuti.

15. Rapporti con parti correlate

Estra e le società del Gruppo instaurano rapporti con parti correlate ispirati a principi di trasparenza e correttezza. Tali rapporti generalmente attengono a prestazioni fornite alla generalità della clientela (fornitura di gas, energia elettrica, calore ecc.) e sono regolati dai contratti e condizioni normalmente applicati in tali situazioni.

Ove non si tratti di prestazioni di tipo corrente, i rapporti sono comunque regolati in base alle normali condizioni praticate sul mercato.

Al riguardo, nella stessa seduta del 18 dicembre 2023, il Consiglio di Amministrazione di Estra ha approvato la nuova “Procedura per operazioni con parti correlate istituita in linea con il Regolamento CONSOB n. 17221 del 12/3/2010 e successivi modifiche e integrazioni” e il “Regolamento del Comitato per le operazioni con parti correlate” in coerenza a quelli vigenti in Alia.

Nei prospetti seguenti si riporta il dettaglio dei rapporti economici e patrimoniali intercorsi negli esercizi chiusi al 31 dicembre 2023 e 2022 con le parti correlate. Le parti correlate individuate sono soci, società controllate, società soggette a controllo congiunto e società collegate, direttamente o indirettamente da Estra S.p.A.:

- Rapporti economici

Esercizio 2023

Parte correlata / Voce di bilancio	Esercizio chiuso al 31 dicembre 2023						
	Ricavi da cessione di beni e servizi	Altri ricavi operativi	Costi per servizi	Costi per il personale	Altri costi operativi	Proventi finanziari	Oneri finanziari
Alia Servizi Ambientali S.p.A.	2.327	292	259	97	6		202
Intesa S.p.A.		23	31	(274)	16		
Coingas S.p.A.	20	15	6				10
Viva Energia S.p.A.	463		7	34			
Soci	2.810	330	303	(144)	22	-	212
Nuova Sirio S.r.l.	9	4					
Società sottoposte a controllo congiunto	9	4	-	-	-	-	-
Blugas Infrastrutture S.r.l.		15				209	
A.E.S. Fano Distribuzione Gas S.r.l.	138	179	(591)	(17)	2	25	
SIG S.r.l.	568	100		(17)		2	
Sei Toscana S.r.l.	2.842	23	539	(166)			
Società collegate	3.548	316	(52)	(200)	1	235	-
Publicacqua S.p.A.	162		186				
Ambiente Toscana OpCo S.p.A.							
Programma Ambiente Apuane S.p.A.							
Revet S.p.A.	2.382	55	64				
Aer S.p.A.	67						
Società sottoposte al controllo della controllante	2.610	55	250	0	0	0	0
Totale	8.977	705	501	-344	23	235	212
Incidenza percentuale sulla corrispondente voce di bilancio	0,74%	4,20%	0,26%	-0,70%	0,15%	2,29%	0,56%

Esercizio 2022

Parte correlata / Voce di bilancio	Esercizio chiuso al 31 dicembre 2022						
	Ricavi da cessione di beni e servizi	Altri ricavi operativi	Costi per servizi	Costi per il personale	Altri costi operativi	Proventi finanziari	Oneri finanziari
Consiag S.p.A. (ora Alia Servizi Ambientali S.p.A.)	523	14		(109)	5		178
Intesa S.p.A.		24		(280)	(9)		
Coingas S.p.A.	37	34	3				15
Viva Energia S.p.A.							
Soci	559	72	3	(389)	(4)		193
Nuova Sirio S.r.l.	7	4					
Società sottoposte a controllo congiunto	7	4					
Monte Urano S.r.l.	1.283	9				35	
Blugas Infrastrutture S.r.l.		14				209	
A.E.S. Fano Distribuzione Gas S.r.l.	97	102	(1.709)	(17)	1	25	
SIG S.r.l.	445	97	(3)	(15)		1	
Sei Toscana S.r.l.	1.526	7	607	(172)		23	
Società collegate	3.352	229	(1.105)	(205)	1	292	
Totale	3.918	305	(1.102)	(594)	(3)	292	193
<i>Incidenza percentuale sulla corrispondente voce di bilancio</i>	<i>0,22%</i>	<i>2,50%</i>	<i>(1,07%)</i>	<i>(1,27%)</i>	<i>(0,03%)</i>	<i>10,84%</i>	<i>1,35%</i>

- Rapporti patrimoniali**Esercizio 2023**

Parte correlata / Voce di bilancio	Esercizio chiuso al 31 dicembre 2023					
	Crediti commerciali	Altre attività finanziarie non correnti	Altre attività non correnti	Debiti commerciali	Indebitamento finanziario corrente e non corrente	Altre passività correnti
Alia Servizi Ambientali S.p.A.	1.969		262	317	8.631	
Intesa S.p.A.	233		180	28	2.711	
Coingas S.p.A.	31		80	10	1.598	
Viva Energia S.p.A.			1			
Soci	2.232	-	523	355	12.940	-
Nuova Sirio S.r.l.	17	230				
Società sottoposte a controllo congiunto	17	230	-	-	-	-
Blugas Infrastrutture S.r.l.	2.047	4.153				
A.E.S. Fano Distribuzione Gas S.r.l.	461	490		146		
SIG S.r.l.	269					
Sei Toscana S.r.l.	1.766			505		
Società collegate	4.544	4.643	-	651	-	-
Publiacqua S.p.A.	143		6	46		
Ambiente Toscana OpCo S.p.A.						
Programma Ambiente Apuane S.p.A.						
Revet S.p.A.	1.797			15		
Aer S.p.A.	18					
Società sottoposte al controllo della controllante	1.958	-	6	60	-	-
Totale	8.751	4.873	529	1.067	12.940	-
<i>Incidenza percentuale sulla corrispondente voce di bilancio</i>	<i>2,20%</i>	<i>47,36%</i>	<i>21,48%</i>	<i>0,38%</i>	<i>5,98%</i>	<i>-</i>

Esercizio 2022

Parte correlata / Voce di bilancio	Esercizio chiuso al 31 dicembre 2022					
	Crediti commerciali	Altre attività finanziarie non correnti	Altre attività non correnti	Debiti commerciali	Indebitamento finanziario corrente e non corrente	Altre passività correnti
Consiag S.p.A. (ora Alia Servizi Ambientali S.p.A.)	973		262	26	10.972	6.334
Intesa S.p.A.	255		180		3.508	4.030
Coingas S.p.A.	175		80	10	2.120	4.030
Viva Energia S.p.A.						1.605
Soci	1.403		522	36	16.600	16.000
Nuova Sirio S.r.l.	10	230				
Società sottoposte a controllo congiunto	10	230				
Monte Urano S.r.l.	524					
Blugas Infrastrutture S.r.l.	1.890	4.153				
A.E.S. Fano Distribuzione Gas S.r.l.	2.353	490				
SIG S.r.l.	344					
Sei Toscana S.r.l.	1.631	(2.688)		557		
Società collegate	6.741	1.954		557		
Totale	8.155	2.184	522	593	16.600	16.000
<i>Incidenza percentuale sulla corrispondente voce di bilancio</i>	<i>1,84%</i>	<i>17,78%</i>	<i>16,64%</i>	<i>0,11%</i>	<i>2,49%</i>	<i>14,15%</i>

Descrizione delle principali operazioni con parti correlate

Le principali transazioni poste in essere con parti correlate sono effettuate secondo i medesimi criteri e sono relative ad operazioni con i Soci, con società a controllo congiunto e società collegate e vengono di seguito riepilogate:

Principali operazioni con i Soci

- Contratti di servizio in essere con i soci Alia Servizi Ambientali S.p.A. e Coingas S.p.A. (i “**Contratti di servizio**”);
- Contratti di affitto passivo per locazione delle sedi aziendali di Prato, Arezzo e Siena del gruppo ESTRA, rispettivamente dai Soci Alia Servizi Ambientali S.p.A., Coingas S.p.A. ed Intesa S.p.A. (i “**Contratti di affitto**”);
- Contratti di finanziamento in essere con il Socio Alia Servizi Ambientali S.p.A. e Coingas S.p.A. (i “**Contratti di finanziamento**”);

Principali operazioni con società sottoposte a controllo congiunto

- Contratti di finanziamento a medio lungo termine volti a supportare le attività operative e gli investimenti delle società Nuova Sirio S.r.l.

Principali operazioni con società collegate

- Contratti di finanziamento a medio lungo termine volti a supportare le attività operative e gli investimenti delle società collegate. Per maggiori dettagli si rinvia alla nota di commento alla voce attività finanziarie non correnti.

In particolare, i “**Contratti di servizio**” disciplinano la prestazione in via continuativa da parte di ESTRA di alcuni servizi complessivamente qualificabili come servizi amministrativi e tecnici per i Soci e per alcune partecipate dei soci stessi. Nello specifico alcuni dei servizi prestati sono relativi a Amministrazione e Bilancio, Finanza, Affari legali e societari, sistemi informativi e attività di segreteria, protocollo e archivio.

I contratti hanno durata annuale e sono soggetti a tacito rinnovo di pari durata; i corrispettivi sono determinati sulla base di valori di mercato in ottemperanza a quanto previsto dalla normativa di Contabilità Regolatoria disciplinata da AEEGSI.

Nell'erogazione dei servizi, ESTRA si obbliga a eseguire le prestazioni scaturenti dal contratto in conformità agli standard e alle norme dettate dalle procedure aziendali e dalla prassi, ai metodi e alle procedure di legge ed al livello di competenza, diligenza, prudenza e precauzione richiesto a un soggetto esperto e competente impegnato a eseguire prestazioni simili in circostanze e condizioni analoghe. I contratti prevedono un obbligo per le parti alla reciproca collaborazione, nel rispetto dei criteri di correttezza e buona fede, ed a coordinarsi al fine di garantire la

qualità, l'efficienza e l'economicità dei servizi. I corrispettivi complessivi riconosciuti dai soci per l'esercizio 2023 ammontano ad euro 605 migliaia.

I **“Contratti di affitto”** disciplinano le locazioni passive delle sedi aziendali di Prato, Arezzo e Siena del gruppo ESTRA, rispettivamente dai Soci Alia Servizi Ambientali S.p.A., Coingas S.p.A. ed Intesa S.p.A.. I contratti con i Soci Intesa e Alia Servizi Ambientali S.p.A. hanno durata di tre anni a partire dal 01 gennaio 2019, rinnovabili tacitamente per ulteriori tre. Il contratto con il Socio Alia Servizi Ambientali S.p.A. ha durata di 6 anni a partire dal 01 gennaio 2020. I corrispettivi complessivi riconosciuti ai soci per l'esercizio 2023 ammontano ad Euro 2.114 migliaia. I corrispettivi sono soggetti a revisione annuale in ragione del 75% della variazione dell'indice ISTAT del costo della vita verificatosi nell'anno precedente

I **“Contratti di finanziamento”** fanno riferimento a due finanziamenti in essere tra Estra S.p.A. e i Soci Alia Servizi Ambientali S.p.A. e Coingas S.p.A. e ad un finanziamento in essere tra Bisenzio Ambiente S.r.l. e Alia Servizi Ambientali S.p.A. aventi le seguenti caratteristiche:

- Contratto di finanziamento in essere tra Estra e il Socio Alia Servizi Ambientali S.p.A. di originari Euro 15.000 migliaia rimborsabile in 24 rate semestrali a partire dal 30 giugno 2015, con quote capitale costanti al tasso annuale del 3%
- Contratto di finanziamento in essere tra Estra e il Socio Coingas S.p.A. di originari Euro 1.850 migliaia, rimborsabile in 20 rate semestrali a partire dal 30 giugno 2015, con quote capitale costanti al tasso annuale del 3%
- Contratto di finanziamento in essere tra Bisenzio Ambiente S.r.l. e il Socio Alia Servizi Ambientali S.p.A. di originari Euro 1.000 migliaia rimborsabile in 14 rate semestrali a partire dal 30 giugno 2023, con quote capitale costanti al tasso Euribor (6 mesi) maggiorato di uno spread di 310 bps.

Estra è libera in ogni tempo di estinguere, totalmente o parzialmente, il proprio debito attraverso versamenti ulteriori rispetto alle rate semestrali, senza che siano addebitate penali di alcun tipo.

Costituisce ritardato pagamento quello effettuato tra il quarto e il centottantesimo giorno dalla scadenza della rata. Dopo il centottantesimo giorno subentra il “mancato pagamento” e così anche una sola rata che superi tale ritardo costituisce facoltà per il creditore di richiedere il rimborso immediato dell'intero debito.

In caso di ritardo nel pagamento della rata, verranno applicati gli interessi di mora pari al 4% oltre al tasso pattuito del 3% per il rimborso, o se inferiore il tasso di mora commerciale.

16. Compensi agli amministratori, ai sindaci e alla società di revisione

Nella tabella seguente sono riportati i compensi agli Amministratori, ai Sindaci e alla Società di Revisione per l'esercizio 2023 e 2022.

Beneficiari	Esercizio chiuso al 31 dicembre 2023			Esercizio chiuso al 31 dicembre 2022		
	Presso la capogruppo	Presso le altre società del gruppo	Totale	Presso la capogruppo	Presso le altre società del gruppo	Totale
Amministratori	264	425	689	247	375	622
Collegio Sindacale	93	342	435	94	296	390
Società di revisione	107	276	383	193	273	466

Di seguito è riportato il prospetto dei corrispettivi di competenza dell'esercizio 2023 riconosciuti alla Società di revisione legale e alle entità appartenenti alla sua rete, inclusi gli “altri servizi” forniti ad Estra Spa e alle società controllate dalla Società di revisione legale, EY S.p.A. e dai soggetti appartenenti alla sua rete. Alla EY S.p.A. non sono stati attribuiti incarichi non consentiti ai sensi delle normative applicabili.

Tipologia del servizio	Soggetto che ha erogato il servizio	Destinatario	Compensi 2023 (€ migliaia)
Revisione legale dei conti	Revisore della capogruppo	Società capogruppo	71
		Società controllate	173
Servizi di attestazione	Revisore della capogruppo	Società capogruppo	36
		Società controllate	49
Altri servizi	Revisore della capogruppo	Società capogruppo	-
	Rete del revisore della capogruppo	Società capogruppo	-
Totale			329

¹ I servizi di attestazione fanno riferimento alla revisione sui prospetti redatti per le finalità della Delibera n. 137 del 24 marzo 2016 dell’Autorità di Regolazione per Energia Reti e Ambiente (ex AEEGSI) resi alla Capogruppo ed alle società controllate, alla revisione limitata della Dichiarazione non Finanziaria resa alla Capogruppo, alla revisione contabile del prospetto dei saldi a credito e a debito della Capogruppo con enti locali, alla revisione contabile dei prospetti ex Delibera Arera 32.2022.

17. Fatti di rilievo avvenuti dopo la chiusura dell’esercizio

Non si evidenziano fatti di rilievo avvenuti dopo la chiusura dell’esercizio.

Prato, 27 marzo 2024

p. il Consiglio di Amministrazione
Il Presidente
Francesco Macri



E.S.T.R.A. S.p.A.

Bilancio consolidato al 31 dicembre 2023

Relazione della società di revisione indipendente
ai sensi dell'art. 14 del D. Lgs. 27 gennaio 2010, n. 39 e
dell'art. 10 del Regolamento (UE) n. 537/2014

Relazione della società di revisione indipendente ai sensi dell'art. 14 del D. Lgs. 27 gennaio 2010, n. 39 e dell'art. 10 del Regolamento (UE) n. 537/2014

Agli azionisti della
E.S.T.R.A. S.p.A.

Relazione sulla revisione contabile del bilancio consolidato

Giudizio

Abbiamo svolto la revisione contabile del bilancio consolidato del Gruppo E.S.T.R.A. (il Gruppo), costituito dalla situazione patrimoniale-finanziaria al 31 dicembre 2023, dal conto economico, dal prospetto delle altre componenti di conto economico complessivo, dal prospetto delle variazioni del patrimonio netto, dal rendiconto finanziario per l'esercizio chiuso a tale data e dalle note al bilancio consolidato che includono le informazioni rilevanti sui principi contabili applicati.

A nostro giudizio, il bilancio consolidato fornisce una rappresentazione veritiera e corretta della situazione patrimoniale e finanziaria del Gruppo al 31 dicembre 2023, del risultato economico e dei flussi di cassa per l'esercizio chiuso a tale data, in conformità agli International Financial Reporting Standards adottati dall'Unione Europea, nonché ai provvedimenti emanati in attuazione dell'art. 9 del D. Lgs. 28 febbraio 2005, n. 38.

Elementi alla base del giudizio

Abbiamo svolto la revisione contabile in conformità ai principi di revisione internazionali (ISA Italia). Le nostre responsabilità ai sensi di tali principi sono ulteriormente descritte nella sezione *Responsabilità della società di revisione per la revisione contabile del bilancio consolidato* della presente relazione. Siamo indipendenti rispetto alla E.S.T.R.A. S.p.A. in conformità alle norme e ai principi in materia di etica e di indipendenza applicabili nell'ordinamento italiano alla revisione contabile del bilancio. Riteniamo di aver acquisito elementi probativi sufficienti ed appropriati su cui basare il nostro giudizio.

Altri Aspetti

Il Gruppo, come richiesto dalla legge, ha inserito nelle note illustrative i dati essenziali dell'ultimo bilancio della società che esercita su di essa l'attività di direzione e coordinamento. Il giudizio sul bilancio del Gruppo E.S.T.R.A. non si estende a tali dati.

Aspetti chiave della revisione contabile

Gli aspetti chiave della revisione contabile sono quegli aspetti che, secondo il nostro giudizio professionale, sono stati maggiormente significativi nell'ambito della revisione contabile del bilancio consolidato dell'esercizio in esame. Tali aspetti sono stati da noi affrontati nell'ambito della revisione contabile e nella formazione del nostro giudizio sul bilancio consolidato nel suo complesso; pertanto su tali aspetti non esprimiamo un giudizio separato.

Abbiamo identificato i seguenti aspetti chiave della revisione contabile:

Aspetti chiave	Risposte di revisione
<p>Riconoscimento dei ricavi maturati per vendita di gas ed energia elettrica e dei crediti per fatture da emettere</p> <p>I ricavi delle vendite comprendono la stima dei ricavi maturati relativi al gas e all'energia elettrica consumati dai clienti e non ancora fatturati al 31 dicembre 2023, oltre ai ricavi maturati e già fatturati ai clienti, in base a prefissati calendari di lettura del consumo, effettivo o stimato, nel corso dell'anno. La stima dei ricavi maturati e non ancora fatturati è contabilizzata nei crediti verso clienti, come stanziamento per fatture da emettere, che includono anche il residuo di stanziamenti riferiti ad esercizi precedenti.</p> <p>Il riconoscimento dei ricavi maturati ma non ancora fatturati implica processi e modalità di valutazione e determinazione delle stime basati su assunzioni a volte complesse. Infatti, i metodi utilizzati dal Gruppo per stimare i consumi tra la data dell'ultima lettura di ciascun cliente e il 31 dicembre, e quindi per valorizzare i ricavi maturati, si basano su assunzioni ed algoritmi di calcolo articolati, che interessano una combinazione di dati estratti dai sistemi informatici gestionali e di dati extracontabili. In particolare, la stima dei ricavi maturati ma non ancora fatturati è determinata quale differenza tra i consumi già fatturati ai clienti entro la fine dell'esercizio e le quantità di gas ed energia elettrica immesse nella rete di distribuzione, misurate sulla base dei dati resi disponibili a fine esercizio dai trasportatori, soggetti a potenziali revisioni in esercizi successivi come previsto dalla normativa di riferimento, nonché sulla base di previsioni interne di consumo dei clienti. Tale differenza è valorizzata, a seconda della tipologia di clientela, sulla base dell'incidenza dei rispettivi volumi già fatturati e della relativa tariffa media in vigore nel corso dell'esercizio. In considerazione della complessità della stima dei ricavi maturati ma non ancora fatturati, abbiamo ritenuto che tale tematica rappresenti un aspetto chiave della revisione.</p>	<p>Le nostre procedure di revisione in risposta all'aspetto chiave hanno riguardato, fra l'altro:</p> <ul style="list-style-type: none"> • l'analisi della procedura e dei controlli chiave, compresi quelli relativi ai presidi informatici, posti in essere dalle principali società del Gruppo in merito alla rilevazione dei ricavi per vendita di gas ed energia elettrica ed esecuzione di sondaggi di conformità sui controlli chiave, tra i quali le verifiche sui consumi effettivi e stimati fatturati ai clienti; • le procedure di validità su un campione dei dati utilizzati dalla Direzione per determinare i ricavi maturati, ma non ancora fatturati, incluso il riscontro delle informazioni rese disponibili dai trasportatori sui volumi immessi nella rete di distribuzione, dei dati estratti dai sistemi informatici e la verifica dei calcoli; • l'analisi critica delle assunzioni utilizzate dalla Direzione anche rispetto all'esercizio precedente; • il confronto della stima degli esercizi precedenti con i dati successivamente consuntivati e l'analisi degli scostamenti al fine di supportare l'attendibilità del processo di stima attuale. <p>Infine, abbiamo esaminato l'informativa fornita nelle note illustrative del bilancio.</p>

La nota 3.2 "Stime contabili significative" del

bilancio consolidato al 31 dicembre 2023
riporta l'informativa sui principi di rilevazione
dei ricavi per vendita di gas ed energia elettrica
adottati dal Gruppo.

Responsabilità degli amministratori e del collegio sindacale per il bilancio consolidato

Gli amministratori sono responsabili per la redazione del bilancio consolidato che fornisca una rappresentazione veritiera e corretta in conformità agli International Financial Reporting Standards adottati dall'Unione Europea, nonché ai provvedimenti emanati in attuazione dell'art. 9 del D. Lgs. 28 febbraio 2005, n. 38 e, nei termini previsti dalla legge, per quella parte del controllo interno dagli stessi ritenuta necessaria per consentire la redazione di un bilancio che non contenga errori significativi dovuti a frodi o a comportamenti o eventi non intenzionali.

Gli amministratori sono responsabili per la valutazione della capacità del Gruppo di continuare ad operare come un'entità in funzionamento e, nella redazione del bilancio consolidato, per l'appropriatezza dell'utilizzo del presupposto della continuità aziendale, nonché per una adeguata informativa in materia. Gli amministratori utilizzano il presupposto della continuità aziendale nella redazione del bilancio consolidato a meno che abbiano valutato che sussistono le condizioni per la liquidazione della capogruppo E.S.T.R.A. S.p.A. o per l'interruzione dell'attività o non abbiano alternative realistiche a tali scelte.

Il collegio sindacale ha la responsabilità della vigilanza, nei termini previsti dalla legge, sul processo di predisposizione dell'informativa finanziaria del Gruppo.

Responsabilità della società di revisione per la revisione contabile del bilancio consolidato

I nostri obiettivi sono l'acquisizione di una ragionevole sicurezza che il bilancio consolidato nel suo complesso non contenga errori significativi, dovuti a frodi o a comportamenti o eventi non intenzionali, e l'emissione di una relazione di revisione che includa il nostro giudizio. Per ragionevole sicurezza si intende un livello elevato di sicurezza che, tuttavia, non fornisce la garanzia che una revisione contabile svolta in conformità ai principi di revisione internazionali (ISA Italia) individui sempre un errore significativo, qualora esistente. Gli errori possono derivare da frodi o da comportamenti o eventi non intenzionali e sono considerati significativi qualora ci si possa ragionevolmente attendere che essi, singolarmente o nel loro insieme, siano in grado di influenzare le decisioni economiche degli utilizzatori prese sulla base del bilancio consolidato.

Nell'ambito della revisione contabile svolta in conformità ai principi di revisione internazionali (ISA Italia), abbiamo esercitato il giudizio professionale e abbiamo mantenuto lo scetticismo professionale per tutta la durata della revisione contabile. Inoltre:

- abbiamo identificato e valutato i rischi di errori significativi nel bilancio consolidato, dovuti a frodi o a comportamenti o eventi non intenzionali; abbiamo definito e svolto procedure di revisione in risposta a tali rischi; abbiamo acquisito elementi probativi sufficienti ed appropriati su cui basare il nostro giudizio. Il rischio di non individuare un errore significativo dovuto a frodi è più elevato rispetto al rischio di non individuare un errore significativo derivante da comportamenti od eventi non intenzionali, poiché la frode può implicare l'esistenza di collusioni, falsificazioni, omissioni intenzionali, rappresentazioni fuorvianti o

- forzature del controllo interno;
- abbiamo acquisito una comprensione del controllo interno rilevante ai fini della revisione contabile allo scopo di definire procedure di revisione appropriate nelle circostanze, e non per esprimere un giudizio sull'efficacia del controllo interno del Gruppo;
 - abbiamo valutato l'appropriatezza dei principi contabili utilizzati nonché la ragionevolezza delle stime contabili effettuate dagli amministratori e della relativa informativa;
 - siamo giunti ad una conclusione sull'appropriatezza dell'utilizzo da parte degli amministratori del presupposto della continuità aziendale e, in base agli elementi probativi acquisiti, sull'eventuale esistenza di una incertezza significativa riguardo a eventi o circostanze che possono far sorgere dubbi significativi sulla capacità del Gruppo di continuare ad operare come un'entità in funzionamento. In presenza di un'incertezza significativa, siamo tenuti a richiamare l'attenzione nella relazione di revisione sulla relativa informativa di bilancio ovvero, qualora tale informativa sia inadeguata, a riflettere tale circostanza nella formulazione del nostro giudizio. Le nostre conclusioni sono basate sugli elementi probativi acquisiti fino alla data della presente relazione. Tuttavia, eventi o circostanze successivi possono comportare che il Gruppo cessi di operare come un'entità in funzionamento;
 - abbiamo valutato la presentazione, la struttura e il contenuto del bilancio consolidato nel suo complesso, inclusa l'informativa, e se il bilancio consolidato rappresenti le operazioni e gli eventi sottostanti in modo da fornire una corretta rappresentazione;
 - abbiamo acquisito elementi probativi sufficienti e appropriati sulle informazioni finanziarie delle imprese o delle differenti attività economiche svolte all'interno del Gruppo per esprimere un giudizio sul bilancio consolidato. Siamo responsabili della direzione, della supervisione e dello svolgimento dell'incarico di revisione contabile del Gruppo. Siamo gli unici responsabili del giudizio di revisione sul bilancio consolidato.

Abbiamo comunicato ai responsabili delle attività di governance, identificati ad un livello appropriato come richiesto dai principi di revisione internazionali (ISA Italia), tra gli altri aspetti, la portata e la tempistica pianificate per la revisione contabile e i risultati significativi emersi, incluse le eventuali carenze significative nel controllo interno identificate nel corso della revisione contabile.

Abbiamo fornito ai responsabili delle attività di governance anche una dichiarazione sul fatto che abbiamo rispettato le norme e i principi in materia di etica e di indipendenza applicabili nell'ordinamento italiano e abbiamo comunicato loro ogni situazione che possa ragionevolmente avere un effetto sulla nostra indipendenza e, ove applicabile, le azioni intraprese per eliminare i relativi rischi o le misure di salvaguardia applicate.

Tra gli aspetti comunicati ai responsabili delle attività di governance, abbiamo identificato quelli che sono stati più rilevanti nell'ambito della revisione contabile del bilancio dell'esercizio in esame, che hanno costituito quindi gli aspetti chiave della revisione. Abbiamo descritto tali aspetti nella relazione di revisione.

Altre informazioni comunicate ai sensi dell'art. 10 del Regolamento (UE) n. 537/2014

L'assemblea degli azionisti della E.S.T.R.A. S.p.A. ci ha conferito in data 12 gennaio 2017 l'incarico di revisione legale del bilancio d'esercizio e consolidato della Società per gli esercizi con chiusura dal 31 dicembre 2016 al 31 dicembre 2024.

Dichiariamo che non sono stati prestati servizi diversi dalla revisione contabile vietati ai sensi dell'art. 5, par. 1, del Regolamento (UE) n. 537/2014 e che siamo rimasti indipendenti rispetto alla Società

nell'esecuzione della revisione legale.

Confermiamo che il giudizio sul bilancio consolidato espresso nella presente relazione è in linea con quanto indicato nella relazione aggiuntiva destinata al collegio sindacale, nella sua funzione di comitato per il controllo interno e la revisione contabile, predisposta ai sensi dell'art. 11 del citato Regolamento.

Relazione su altre disposizioni di legge e regolamentari

Giudizio ai sensi dell'art. 14, comma 2, lettera e), del D. Lgs. 27 gennaio 2010, n. 39 e dell'art. 123-bis, comma 4, del D. Lgs. 24 febbraio 1998, n. 58

Gli amministratori della E.S.TR.A. S.p.A. sono responsabili per la predisposizione della relazione sulla gestione e della specifica sezione sul governo societario del Gruppo E.S.TR.A. al 31 dicembre 2023, incluse la loro coerenza con il relativo bilancio consolidato e la loro conformità alle norme di legge.

Abbiamo svolto le procedure indicate nel principio di revisione (SA Italia) n. 720B al fine di esprimere un giudizio sulla coerenza della relazione sulla gestione e della specifica sezione sul governo societario indicate nell'art. 123-bis, comma 4, del D. Lgs. 24 febbraio 1998, n. 58, con il bilancio consolidato del Gruppo E.S.TR.A. al 31 dicembre 2023 e sulla conformità delle stesse alle norme di legge, nonché di rilasciare una dichiarazione su eventuali errori significativi.

A nostro giudizio, la relazione sulla gestione e la specifica sezione sul governo societario sopra richiamate sono coerenti con il bilancio consolidato del Gruppo E.S.TR.A. al 31 dicembre 2023 e sono redatte in conformità alle norme di legge.

Con riferimento alla dichiarazione di cui all'art. 14, comma 2, lettera e), del D. Lgs. 27 gennaio 2010, n. 39, rilasciata sulla base delle conoscenze e della comprensione dell'impresa e del relativo contesto acquisite nel corso dell'attività di revisione, non abbiamo nulla da riportare.

Dichiarazione ai sensi dell'art. 4 del Regolamento Consob di attuazione del D. Lgs. 30 dicembre 2016, n. 254

Gli amministratori della E.S.TR.A. S.p.A. sono responsabili per la predisposizione della dichiarazione non finanziaria ai sensi del D. Lgs. 30 dicembre 2016, n. 254. Abbiamo verificato l'avvenuta approvazione da parte degli amministratori della dichiarazione consolidata non finanziaria.

Ai sensi dell'art. 3, comma 10, del D. Lgs. 30 dicembre 2016, n. 254, tale dichiarazione è oggetto di separata attestazione di conformità da parte nostra.

Firenze, 12 aprile 2024

EY S.p.A.



Andrea Eronidi
(Revisore Legale)