

E.S.TR.A. S.p.A.

Sede legale in Via Ugo Panziera 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

**RELAZIONE SULLA GESTIONE AL
BILANCIO CONSOLIDATO AL 31 DICEMBRE 2019**

ORGANI SOCIALI

Consiglio di amministrazione

Presidente Francesco Macrì

Amministratore delegato Alessandro Piazzi

Direttore Generale Paolo Abati

Consigliere Roberta De Francesco

Consigliere Chiara Sciascia

Collegio Sindacale

Athos Vestrini (Presidente)

Saverio Carlesi

Patrizia Berchiatti

Società di revisione

EY S.p.A.

1.	SINTESI DELL'ESERCIZIO	3
2.	STRUTTURA DEL GRUPPO	4
3.	EVENTI DI RILIEVO DELL'ESERCIZIO 2019	5
4.	SCENARIO DI MERCATO.....	6
5.	INDICATORI ALTERNATIVI DI PERFORMANCE	17
6.	ANDAMENTO DELLA GESTIONE – DATI ECONOMICI.....	19
7.	ANDAMENTO DELLA GESTIONE – SITUAZIONE PATRIMONIALE-FINANZIARIA	24
8.	ANDAMENTO DELLA GESTIONE – ANALISI PER STRATEGIC BUSINESS UNIT (SBU)	26
9.	RICONCILIAZIONE TRA IL RISULTATO DEL PERIODO ED IL PATRIMONIO NETTI DI GRUPPO CON GLI ANALOGHI VALORI DELLA CAPOGRUPPO.....	31
10.	FATTI DI RILIEVO AVVENUTI DOPO LA CHIUSURA DELL'ESERCIZIO	31
11.	EVOLUZIONE PREVEDIBILE DELLA GESTIONE	33
12.	NORMATIVA DI SETTORE.....	33
13.	RAPPORTI CON PARTI CORRELATE.....	45
14.	RISCHI ED INCERTEZZE	45
15.	USO DI STRUMENTI FINANZIARI	51
16.	DICHIARAZIONE NON FINANZIARIA.....	52
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)	52
18.	ORGANIZZAZIONE SISTEMI INFORMATIVI	53
19.	PERSONALE E FORMAZIONE.....	53
20.	QUALITÀ, AMBIENTE E SICUREZZA.....	54
21.	RICERCA E SVILUPPO.....	55
22.	RAPPORTI CON IMPRESE CONTROLLATE, COLLEGATE, CONTROLLANTI E IMPRESE SOTTOPOSTE AL CONTROLLO DI QUESTE ULTIME	56
23.	ALTRE INFORMAZIONI	56

1. SINTESI DELL'ESERCIZIO

Nel corso dell'esercizio 2019 il Gruppo Estra ha conseguito risultati molto solidi ed in significativa crescita rispetto al 2018, beneficiando della performance positiva di tutti i settori di attività del Gruppo, di alcune componenti positive di reddito non ricorrenti e dell'ampliamento del perimetro di consolidamento.

Nel 2019 il Gruppo, in continuità con l'approccio strategico adottato negli ultimi esercizi, si è concentrato sul rafforzamento della propria posizione competitiva grazie a politiche di sviluppo commerciale e per mezzo di operazioni di investimento per linee esterne principalmente nel settore delle attività regolate e nel ciclo integrato dei rifiuti.

Sono risultate particolarmente rilevanti per l'attività di business le operazioni di acquisizione finalizzate a inizio 2019 dell'attività di distribuzione di gas naturale di 2i Rete Gas in Puglia negli ATEM di Foggia 1-Nord e di Bari 2-Sud e del 100% di Ecolat, che ha sancito ufficialmente l'ingresso nel settore dell'ambiente concretizzando una delle prospettive strategiche del Gruppo. Si rinvia in proposito all'apposito paragrafo relativo agli eventi di rilievo dell'esercizio.

Nel 2019 il Gruppo ha conseguito ricavi totali per 997 milioni di Euro (+18% rispetto agli 843 del 2018). La crescita dei ricavi è originata principalmente dalla vendita di gas naturale e di energia elettrica con maggiori volumi venduti.

Il margine operativo lordo (EBITDA) si è attestato a 97,2 milioni di Euro in aumento di 26 milioni (+ 37%) in confronto al 2018 (71,2 milioni di Euro).

La diversa modalità di contabilizzazione dei leasing operativi richiesta per i locatari dal nuovo principio contabile IFRS 16, applicato a partire dal 01 gennaio 2019, ha determinato un aumento del margine operativo lordo di 4,7 milioni di Euro per effetto della rilevazione di minori costi per godimento di beni di terzi.

Il margine operativo lordo ha, inoltre, beneficiato di poste non ricorrenti per un saldo netto positivo di 10,2 milioni di Euro, tra cui, in particolare, i ricavi iscritti a fronte dei rimborsi spettanti al Gruppo per effetto della Delibera 32/2019/R/gas del 29/01/2019 con cui ARERA ha disciplinato le modalità di regolazione delle partite economiche tra venditori e clienti finali per il periodo 2010-2012, in ottemperanza alla sentenza del Consiglio di Stato 4825/2016.

Oltre che per effetto di quanto sopra, si registra una significativa crescita del margine operativo lordo cui hanno contribuito tutte le attività di business del Gruppo, sia per ampliamento del perimetro che per miglioramento delle performance.

Il risultato operativo netto (EBIT) si è attestato a 37,8 milioni di Euro, in aumento di 9,8 milioni di Euro (+ 35%) rispetto al 2018 (28 milioni di Euro). La variazione è riconducibile a maggiori ammortamenti per 10,2 milioni di Euro per effetto degli investimenti e delle acquisizioni societarie realizzate, oltre che all'effetto della prima applicazione dell'IFRS 16 (+4,3 milioni di Euro), svalutazioni di attività per impairment per 2,5 milioni di Euro e maggiori accantonamenti a fondo svalutazione crediti per 3,4 milioni di Euro.

L'utile netto di esercizio si è attestato a 16,7 milioni di Euro in aumento di 9 milioni di Euro (+117%) in confronto al 2018 (7,7 milioni di Euro), dopo una migliore gestione finanziaria di 2,3 milioni di Euro, maggiori imposte sul reddito per Euro 5,2 milioni di Euro ed un risultato netto delle attività in dismissione negativo per 0,2 milioni di Euro rispetto ad un risultato negativo di 2,3 milioni di Euro nell'esercizio precedente.

Il patrimonio netto del Gruppo al 31 dicembre 2019 si è attestato a 321,8 milioni di Euro (325,3 milioni di Euro nel 2018). Le variazioni intervenute nell'esercizio sono riconducibili al risultato di periodo e alla distribuzione di dividendi. L'incidenza del patrimonio netto sul capitale raccolto è stata pari al 51,3% in diminuzione rispetto al 55,3% del 2018.

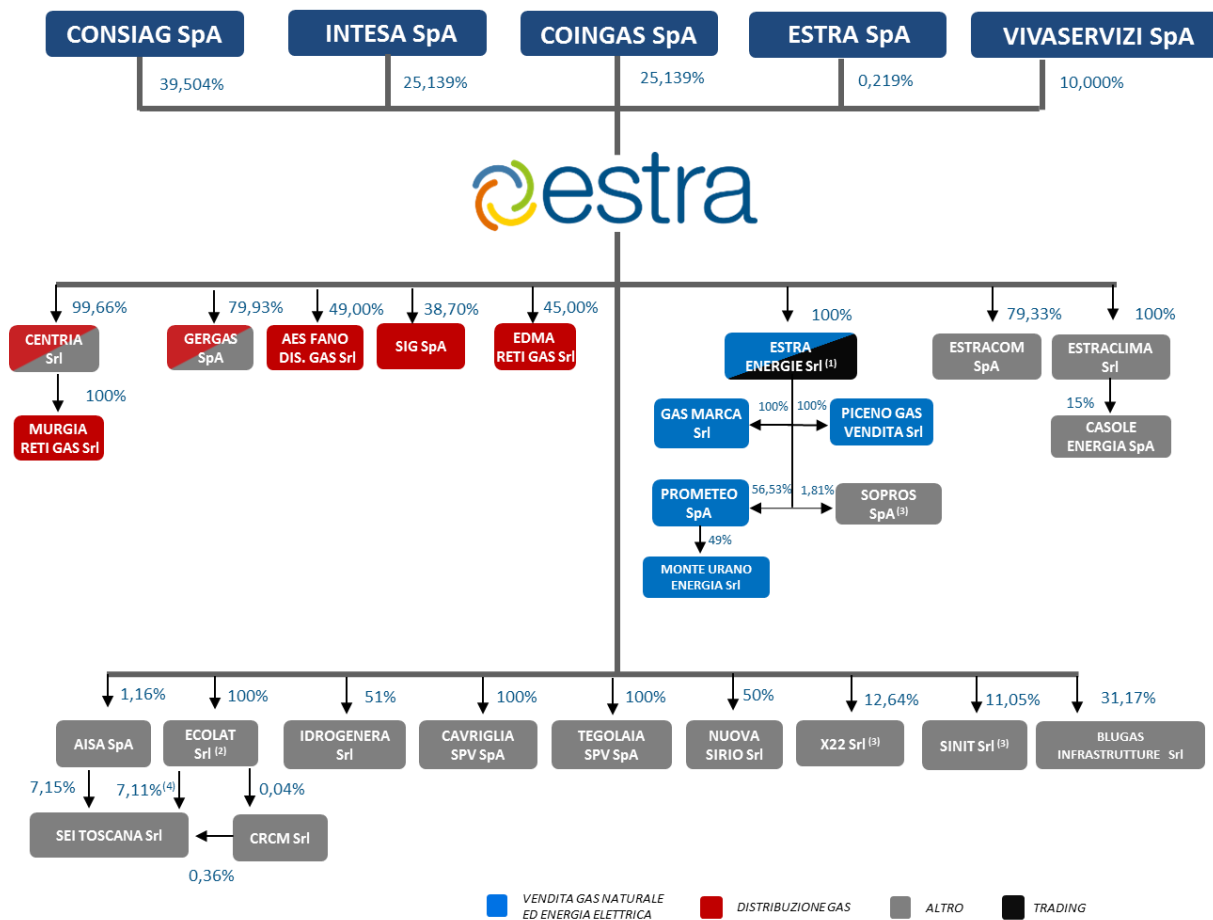
L'indebitamento finanziario netto è risultato di 305,6 milioni di Euro (263,1 nel 2018) con un'incidenza sul capitale raccolto che è passata dal 44,7% al 48,7% per effetto dell'assorbimento di cassa dell'attività di investimento. L'adozione dell'IFRS 16 ha determinato un peggioramento di 17,1 milioni di Euro sulla posizione finanziaria netta a fine esercizio 2019.

Con riferimento allo stato di emergenza in atto in Italia per la diffusione del virus COVID-19 ed alle conseguenti misure adottate dai competenti Organi Governativi, il Consiglio di Amministrazione di Estra tiene costantemente monitorata l'evoluzione della situazione. Si rinvia all'apposito paragrafo della relazione

per i principali presidi messi in atto per garantire la continuità operativa e lo svolgersi delle attività lavorative nel rispetto della tutela dei propri dipendenti e per considerazioni sui possibili effetti sulla situazione economico e finanziaria del Gruppo.

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.



Note:

- (1) Estra Energie detiene lo 0,072% della Banca Popolare delle Province Molisane Scarl
- (2) Ecolat detiene una partecipazione nel consorzio Cons.Eco
- (3) Società attualmente in stato di liquidazione
- (4) La quota dichiarata da Ecolat nel bilancio al 31.12.2018 è pari a 11,27%

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:

- (a) “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;
- (b) “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 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 2019

3.1 ACQUISIZIONE DI ECOLAT S.R.L.

In data 26 febbraio 2019 Estra ha completato l'acquisizione della società Ecolat S.r.l., già partecipata al 31 dicembre 2018 al 12% a seguito di sottoscrizione di un aumento di capitale per Euro 124 migliaia.

L'acquisizione del controllo integrale è avvenuta mediante cessione da parte di ETH S.r.l. della partecipazione rappresentativa del restante 88% del capitale sociale al prezzo di 6.380 migliaia.

L'acquisizione rappresenta per il Gruppo l'ingresso nel ciclo integrato dei rifiuti, essendo la società, oltre che titolare di una partecipazione in SEI Toscana S.r.l., gestore di un impianto di selezione meccanica degli imballaggi in materiali misti provenienti dalle raccolte differenziate degli Ambiti Ottimali Toscana Sud, Centro e Costa e gestore di una piattaforma di stoccaggio di rifiuti recuperabili urbani, assimilati e speciali e di selezione di rifiuti ingombranti, gestendo inoltre l'attività di intermediazione rifiuti. La società gestisce inoltre un centro di raccolta convenzionato con il comune di Grosseto per consentire ai i privati cittadini il conferimento diretto dei rifiuti recuperabili.

Gli effetti contabili dell'acquisizione sono descritti nelle note illustrative al bilancio.

3.2 ACQUISIZIONE DI MURGIA RETI GAS S.R.L.

In data 01 aprile 2019, il Gruppo ha acquisito il 100% delle quote sociali di Murgia S.r.l., società neocostituita da 2i Rete Gas cui è stato conferito il ramo d'azienda dell'ATEM Bari 2 relativo alle concessioni per il servizio di distribuzione nei Comuni di Conversano, Putignano, Rutigliano, Triggiano e Valenzano ed il ramo d'azienda dell'ATEM Foggia 1 relativo alle concessioni per il servizio di distribuzione nei Comuni di Chieuti, Lesina, San Severo, Serracapriola e Torremaggiore.

Attraverso l'operazione, il Gruppo Estra ha acquisito la gestione di circa 544 km di rete distributiva (302 km relativi a Bari 1 e 242 km a Foggia), per un numero complessivo di Punti di Riconsegna (PdR) di circa 66 mila.

L'acquisizione è avvenuta a seguito dell'aggiudicazione da parte del Gruppo, per il tramite di Centria S.r.l. della procedura dismissiva indetta da 2i Rete Gas in data 29 marzo 2018.

L'acquisizione è avvenuta ad un corrispettivo complessivo di Euro 42 milioni.

Gli effetti contabili dell'acquisizione sono descritti nelle note illustrative al bilancio.

3.3 CESSIONE DI USENEKO S.P.Z.OO

Nel corso dell'esercizio si è completato il processo di dismissione della partecipazione in Useneko, società polacca Useneko operante nell'attività di distribuzione gas in Polonia e controllata al 100% da Estra S.p.A.

La partecipata veniva rappresentata nel bilancio consolidato al 31 dicembre 2018 in accordo all'IFRS 5 tra le "attività/passività destinate alla dismissione"

Gli effetti contabili della cessione sono descritti nelle note illustrative al bilancio.

4. SCENARIO DI MERCATO

Quadro Macroeconomico 2019

Nel corso del 2019 la crescita globale è rimasta stabile: secondo i dati diffusi dall'OCSE, nel 2019 l'incremento del PIL mondiale è stato pari al 2,9%, in leggero calo rispetto al 2018 (-0,7%).

Per quanto riguarda l'andamento del commercio internazionale, nel terzo trimestre 2019 si è verificata un'inversione di tendenza rispetto alla contrazione iniziata nell'ultimo trimestre 2018 e proseguita per tutta la prima metà del 2019¹. Tale diminuzione è principalmente dovuta alle minori importazioni dei Paesi Avanzati, in particolare del Regno Unito, mentre i Paesi Emergenti hanno fatto segnare un lieve recupero nel livello totale di import².

Complessivamente, secondo le stime della Banca d'Italia, nel 2019 gli scambi commerciali internazionali sono aumentati dello 0,6%, mentre nel 2018 l'incremento era stato del 4,2%³

Nel 2019 si sono manifestati segnali di attenuazione delle dispute tariffarie fra Stati Uniti e Cina, e a dicembre i due Paesi hanno raggiunto un primo accordo commerciale, che ha escluso ulteriori aumenti sui dazi statunitensi ed ha diminuito quelli introdotti a settembre 2019; il governo cinese si è inoltre impegnato a incrementare le importazioni di beni agricoli ed energetici dagli Stati Uniti e ha offerto garanzie in merito alla difesa della proprietà intellettuale (diritti e brevetti) e alla politica del cambio.

Le prospettive di crescita globale risultano soggette a dinamiche internazionali, come ad esempio le tensioni geopolitiche, in particolare quelle tra Stati Uniti e Iran, a causa della minaccia nucleare dell'Iran e della politica poco conciliante di Trump. La mancanza di chiarezza sulle ripercussioni dell'uscita del Regno Unito dall'Unione Europea, divenuta effettiva il primo febbraio 2020, ha contribuito a rendere ancor più dubbio il quadro dell'economia mondiale nell'arco del 2019.

In tutti i maggiori Paesi avanzati la crescita economica ha subito una lieve espansione. Negli Stati Uniti e in Giappone l'espansione del PIL nei primi tre mesi dell'anno è stata determinata soprattutto dal calo delle importazioni e dall'accumulo delle scorte, in un contesto di debolezza della domanda finale interna; in termini tendenziali il PIL del Giappone è complessivamente cresciuto dell'1% nel 2019, mentre quello degli Stati Uniti del 2,3% (previsionale su dati OCSE)⁴.

L'espansione dell'attività economica nel Regno Unito ha subito un lieve rallentamento nei primi sei mesi dell'anno, risentendo delle misure precauzionali adottate a ridosso dell'originaria scadenza della Brexit, prevista per la fine dello scorso marzo⁵; è poi tornata a crescere nella seconda parte dell'anno (PIL +1,2% - previsionale su dati OCSE per il 2019).

Per quanto riguarda i Paesi emergenti, in India nel 2019 l'economia è cresciuta (+5,8% PIL previsionale 2019), ma nettamente diminuita in termini tendenziali (nel 2018 aveva registrato un +6,8%), mentre in Russia e in Brasile la crescita è rimasta molto modesta (rispettivamente +1,1% e +0,8%). In Cina l'attività

¹ Bollettino economico – Banca d'Italia 1/2020

² Bollettino economico – Banca d'Italia 4/2019

³ Bollettino economico – Banca d'Italia 1/2020

⁴ Bollettino economico – Banca d'Italia 1/2020

⁵ Bollettino economico – Banca d'Italia 4/2019

economica ha rallentato nei mesi estivi, ma il dato di crescita previsionale per il 2019 dimostra una tendenza positiva (+6,2%).

L'economia dell'Area Euro nel 2019 è cresciuta in maniera contenuta (+1,2% previsionale), durante tutto il corso dell'anno la crescita è rimasta moderata (+0,2% nel II e III trimestre) ma positiva, sostenuta dall'incremento dei consumi privati, conseguenza delle condizioni favorevoli del mercato del lavoro, con il tasso di disoccupazione che si mantiene ai livelli degli ultimi anni⁶. Se si analizza l'andamento dei principali Paesi dell'area, nel 2019 il PIL tedesco ha subito una contrazione di 0,2 punti percentuali, mentre Spagna e Francia, che hanno una quota maggiore di servizi e produzione di beni di consumo, hanno mostrato una sostanziale stabilità nell'anno (rispettivamente +0,4% e +0,3%).

Sempre a livello europeo, l'attività del settore industriale si è contratta nei mesi estivi, con un calo particolarmente marcato in Germania, causato in parte dal rallentamento dell'economia cinese e dalla debolezza nel settore automobilistico, che hanno pesato soprattutto sui produttori di beni strumentali e di beni intermedi⁷; a livello comunitario il settore dei servizi è invece cresciuto⁸. I consumi privati dell'area hanno rappresentato il principale supporto alla crescita, sostenuti dall'andamento favorevole del mercato del lavoro⁹. L'inflazione sui dodici mesi dell'anno si è mantenuta stabile, dato che il calo della componente energetica nel paniere dei prezzi è stato compensato dalla dinamica dei prezzi dei servizi¹⁰.

In tale contesto economico internazionale, il PIL italiano nel 2019 è risultato in aumento dello 0,2% rispetto all'anno precedente (stima preliminare Istat) nonostante nell'ultimo trimestre dell'anno, questo sia diminuito dello 0,3% rispetto al trimestre precedente¹¹. Questa contrazione ha interrotto la lieve tendenza positiva prevalsa nei mesi precedenti. Nella prima parte del 2019 il prodotto interno lordo è stato sostenuto dalla domanda interna e dalla spesa delle famiglie, oltre che dagli investimenti in beni strumentali, che hanno beneficiato anche del rinnovo degli incentivi fiscali (super ammortamento)¹². La diminuzione congiunturale del PIL alla fine del 2019 è invece da imputare prevalentemente alla debolezza del settore manifatturiero¹³.

I consumi delle famiglie hanno mostrato una accelerazione nei mesi estivi (+0,4%), beneficiando dell'andamento favorevole del reddito disponibile, sostenuto moderatamente a partire dall'aprile 2019 anche dal reddito di cittadinanza¹⁴. Le motivazioni di questa crescita possono essere in parte ricercate nell'andamento del mercato del lavoro: secondo dati di fonte INPS l'occupazione nel settore privato ha continuato a crescere lungo tutto il 2019, rallentando l'espansione nella seconda metà dell'anno, ma rimanendo comunque in crescita. Tale incremento è ascrivibile soprattutto al lavoro dipendente, ed ha riguardato in particolar modo le posizioni a tempo indeterminato, grazie all'elevato numero di trasformazioni di contratti temporanei. Il tasso di disoccupazione si è ridotto durante tutto il 2019, e le retribuzioni contrattuali hanno subito un rallentamento nella prima parte dell'anno, per poi crescere, seppur debolmente, nella parte finale del periodo¹⁵.

Nel corso del 2019 la produzione industriale in Italia ha avuto un andamento lievemente in discesa: dopo un leggero aumento nel primo trimestre, dovuto soprattutto alla dinamica positiva nel settore dei beni di consumo, si è verificata una variazione di tendenza nella seconda parte dell'anno dovuta, in particolar modo, alla flessione nel comparto energetico¹⁶. L'attività manifatturiera si è dimostrata debole: l'indice PMI¹⁷ per questo settore si è mantenuto al di sotto della soglia di espansione per tutta la durata dell'anno. Per quanto riguarda le esportazioni di beni e servizi, dopo una prima metà dell'anno positiva trainata soprattutto dai settori farmaceutico, dei prodotti in metallo, dei prodotti petroliferi e dell'abbigliamento, l'export ha registrato un calo dello 0,1% nel III trimestre, a fronte della persistente debolezza del commercio internazionale. Secondo le stime, nel quarto trimestre le esportazioni avrebbero recuperato terreno, sia verso gli altri paesi della UE, sia extra UE. Relativamente alle importazioni di beni e servizi, dopo

⁶ Eurozone economic outlook 8/01/2020

⁷ Eurozone economic outlook 8/01/2020

⁸ Bollettino economico – Banca d'Italia 1/2020

⁹ Eurozone economic outlook 8/01/2020

¹⁰ Bollettino economico – Banca d'Italia 1/2020

¹¹ Stima preliminare del PIL – ISTAT - 31 Gennaio 2020

¹² L'agevolazione del "super ammortamento" consiste nella possibilità di maggiorare del 30%, ai fini delle imposte sui redditi, il costo di acquisizione dei beni materiali strumentali nuovi, con esclusivo riferimento alla determinazione delle quote di ammortamento e dei canoni di leasing (Fonte: Sito agenzia delle entrate).

¹³ Bollettino economico – Banca d'Italia 4/2019

¹⁴ Bollettino economico – Banca d'Italia 1/2019

¹⁵ Nostra elaborazione dal Bollettino economico – Banca d'Italia 3/4/2019 e 1/2020

¹⁶ Nostra elaborazione dal Bollettino economico – Banca d'Italia 2/3/4/2019 e 1/2020

¹⁷ Si tratta di un indice (acronimo di Purchasing Managers' Index) che rappresenta le indagini condotte su un campione di aziende in cui gli intervistati sono i responsabili del settore acquisti.

un calo a inizio anno ed un periodo di debolezza in primavera, nella seconda parte dell'anno queste sono aumentate, stimolate dalla componente dei servizi e dagli acquisti di beni dai paesi extra UE.

Le prospettive del mercato globale e italiano per il 2020 saranno fortemente condizionate dall'epidemia di Coronavirus che ha visto la sua diffusione nel primo trimestre dell'anno. Secondo il Fondo Monetario Internazionale (FMI) la pandemia avrà impatti negativi a livello di crescita economica mondiale, segnando una recessione per il 2020.¹⁸

Politica monetaria

Nel 2019 il rallentamento dell'economia americana e l'incertezza generata dalle politiche commerciali ha portato la Federal Reserve ad attuare una politica monetaria espansiva. La FED ha infatti ridotto per tre volte consecutive i tassi di interesse, che a fine anno si sono attestati in una forbice tra il 1,5% e il 1,75%.

Per quanto riguarda la politica monetaria nell'Eurozona, il 2019 ha visto confermarsi le misure espansive già introdotte nel 2018, al fine di contrastare i rischi al ribasso per l'inflazione, derivanti dall'indebolimento delle prospettive dell'attività economica¹⁹, e preservare condizioni favorevoli nel mercato del credito.

Nei 4 incontri del Consiglio Direttivo della Banca Centrale Europea (BCE) che si sono tenuti nel corso dell'anno, è stato confermato che i tassi ufficiali non avrebbero subito rialzi, finché le prospettive dell'inflazione non avessero stabilmente raggiunto un livello prossimo al 2%: a dicembre il tasso principale è stato mantenuto fermo allo 0%, quello sui prestiti marginali allo 0,25% e quello sui depositi a -0,50%²⁰. Il primo novembre sono stati riavviati gli acquisti mensili di titoli nell'ambito del quantitative easing²¹, a un ritmo mensile di 20 miliardi di euro; il Consiglio Direttivo si attende che proseguiranno finché necessario a rafforzare l'impatto di accomodamento dei suoi tassi di riferimento.²² Nel corso dell'anno, il Consiglio ha anche prolungato il reinvestimento del capitale rimborsato dei titoli in scadenza per un periodo indefinito, almeno finché sarà necessario per mantenere condizioni di liquidità favorevoli e un ampio grado di accomodamento monetario²³.

Nel primo trimestre 2020 la Banca Centrale Europea ha annunciato un nuovo programma di acquisto titoli da 750 miliardi di euro (Pandemic Emergency Purchase Programme – PEPP) per fronteggiare l'emergenza Coronavirus.²⁴

Andamento del mercato energetico

Nel 2019 il prezzo del petrolio (Dated Brent) ha mostrato una discreta volatilità, raggiungendo una media annua pari a 64,5 dollari/barile, in riduzione di circa 6,5 dollari/barile rispetto al valore medio del 2018 (71 dollari/barile). Nei primi mesi dell'anno, il prezzo del greggio è stato influenzato da un *sentiment* rialzista rispetto ai valori 2018 fino al massimo di 76 dollari/barile, per poi riscendere nella seconda parte dell'anno fino al minimo di 54 dollari di inizio agosto²⁵. Il trend al rialzo del primo periodo è stato principalmente legato a due fattori: in primo luogo l'imposizione di sanzioni economiche da parte degli Stati Uniti nei confronti di Iran e Venezuela, la quale ha comportato una riduzione dell'offerta di petrolio sul mercato, in secondo luogo i tagli previsti nell'accordo "Opec Plus"²⁶ dal 1° gennaio 2019. Il picco nelle quotazioni del petrolio è stato raggiunto a maggio (76 dollari/barile), sulla scia dell'inasprimento delle sanzioni statunitensi. Hanno inoltre contribuito il blocco dei flussi di Ural dalla Russia all'Europa centrale a causa della contaminazione da cloruri della pipeline Druzhba²⁷, gli attacchi ad alcune petroliere nel Golfo dell'Oman²⁸ e, infine, le minacce dell'Iran di chiudere lo stretto di Hormuz²⁹. Successivamente, l'acuirsi delle

¹⁸ <https://www.imf.org/en/News/Articles/2020/03/23/pr2098-imf-managing-director-statement-following-a-g20-ministerial-call-on-the-coronavirus-emergency>

¹⁹ Bollettino economico – Banca d'Italia 4/2019

²⁰ Comunicato stampa Banca Centrale Europea 12/12/2019

²¹ Strumento con cui la banca centrale immette liquidità nel sistema finanziario, tramite l'acquisto di titoli di Stato e di altre obbligazioni, sostenendo la crescita economica in tutta l'area dell'euro e contribuendo a un ritorno dell'inflazione su livelli inferiori ma prossimi al 2%. Fonte: Sito ufficiale BCE

²² Comunicato stampa Banca Centrale Europea 12/12/2019

²³ Bollettino economico della Banca d'Italia 1/2020

²⁴ https://www.ecb.europa.eu/press/pr/date/2020/html/ecb.pr200318_1~3949d6f266.en.html

²⁵ Pre-consuntivo petrolifero 2019 – Unione Petrolifera

²⁶ L'accordo "Opec Plus" siglato alla fine del 2016 da 24 Paesi con l'obiettivo di stabilizzare i prezzi del petrolio, coinvolge attualmente 21 paesi, 11 membri OPEC (Arabia Saudita, Nigeria, Iraq, Kuwait, Angola, Ecuador, Emirati Arabi Uniti, Algeria, Congo, Gabon e Guinea Equatoriale) e 10 non-OPEC (Azerbaijan, Bahrein, Brunei, Kazakistan, Malesia, Messico, Oman, Russia, Sudan e Sud Sudan).

²⁷ La pipeline Druzhba è il più lungo oleodotto del mondo con circa 5500 km di rete, comprese le diramazioni. Ad aprile 2019, a causa della contaminazione dell'oleodotto con cloruri organici, potenzialmente dannosi per gli impianti.

²⁸ Il 13 giugno 2019 due petroliere sono state attaccate nel Golfo dell'Oman, in prossimità dello Stretto di Hormuz, aumentando la tensione geopolitica nel Medio-Oriente.

tensioni commerciali tra USA e Cina hanno influenzato il trend al ribasso delle quotazioni del greggio tra maggio e agosto 2019³⁰.

L'ultima parte dell'anno è stata invece distinta da una forte volatilità delle quotazioni del petrolio, causata dalla perdita di oltre la metà della produzione petrolifera saudita, in seguito all'attacco con droni a due importanti infrastrutture petrolifere della Saudi Aramco avvenuto il 14 settembre, che hanno portato ad una riduzione di circa il 6% della produzione mondiale di greggio. Nonostante ciò, gli effetti sulle quotazioni del greggio sono stati contenuti, rimanendo al di sotto della soglia dei 70 dollari/barile.³¹

Nel 2019 i consumi complessivi di energia in Italia si stimano pari a 161 milioni di TEP, con una riduzione dell'1,2% rispetto al 2018, dovuta sia al clima più mite, che alla stagnazione economica che ha rallentato le industrie energivore.

Gas e petrolio si confermano le prime due fonti energetiche del Paese con un contributo rispettivamente del 38,5% e del 36,1% al soddisfacimento della domanda energetica nazionale; il gas ha contribuito alla domanda di energia con 61,9 milioni di TEP³², in crescita del 4% rispetto all'anno precedente, e il petrolio con 58,2 milioni di TEP. Completano il quadro delle fonti energetiche nazionali le rinnovabili (in linea con il risultato 2018 e pari al 17,3% sul totale), le importazioni nette di elettricità (-13,9% rispetto al 2018 e 4,1% sul totale) e i combustibili solidi, in forte calo (-30% rispetto al 2018 e 4,0% sul totale)³³.

Nel 2019 la flessione delle quotazioni delle diverse fonti di energia, nonché il calo dei consumi, hanno contribuito alla riduzione della stima della fattura energetica, ovvero del costo che sostiene il paese per approvvigionarsi all'estero, pari a 39,6 miliardi di euro (-7,4% rispetto al 2018), con un peso sul PIL pari a 2,2% rispetto al 2,4% dell'anno precedente.

Per quanto riguarda la borsa elettrica, nel 2019 il prezzo di acquisto dell'energia (PUN³⁴) è sceso a 52,32 €/MWh (-14,7% rispetto al 2018), in controtendenza rispetto all'andamento rialzista dell'anno precedente. La riduzione si è principalmente realizzata nel secondo semestre del 2019, raggiungendo il livello minimo a settembre (-25 €/MWh rispetto al 2018). A fronte di un livello di acquisti nazionali tra i più alti degli ultimi sei anni e di un import netto a ridosso dei valori più bassi di sempre, anche nel 2019, così come nell'anno precedente, il trend di riduzione del PUN è legato alle quotazioni al ribasso del gas al PSV³⁵.

Gli scambi di energia elettrica nel Mercato del Giorno Prima (MGP), pari a 295,8 TWh sono in lieve aumento rispetto al valore, comunque elevato, del 2018 (+0,1%), raggiungendo il livello massimo dal 2013. Crescono anche i volumi negoziati in borsa, pari a 213,3 TWh (+0,2% rispetto al 2018), sorretti dagli scambi degli operatori nazionali non istituzionali e dall'export. Per tali dinamiche, la liquidità del mercato risulta in linea con il livello massimo storico raggiunto nei due anni precedenti, pari al 72,1% (+0,1 p.p. rispetto al 2018).

Infine, la quotazione del gas naturale al Punto di Scambio Virtuale nazionale (PSV) risulta in controtendenza rispetto alla crescita che ha caratterizzato il biennio precedente, scendendo a 16,28 €/MWh (-8 €/MWh rispetto al 2018), di poco superiore al valore minimo storico del 2016 (15,85 €/MWh).

Tale andamento risulta in linea con le quotazioni dei principali hub europei, in cui il TTF³⁶ raggiunge il minimo assoluto a 13,58 €/MWh (-9,32 €/MWh rispetto al 2018) ampliando lo spread PSV-TTF a 2,70 €/MWh (1,65 €/MWh nel 2018).

²⁹ Lo stretto di Hormuz separa Iran da Oman e Emirati Arabi Uniti. Circa il 30% del petrolio a livello globale transita da questo passaggio (stima AIE).

³⁰ Pre-consuntivo petrolifero 2019 – Unione Petrolifera

³¹ Preconsuntivo Petrolifero 2019 – Unione Petrolifera

³² Il TEP (Tonnellata Equivalente di Petrolio) è un'unità di misura dell'energia (1 tep = 42 GJ)

³³ Preconsuntivo Petrolifero 2019 – Unione Petrolifera

³⁴ Prezzo Unico Nazionale

³⁵ Newsletter GME gennaio 2020

³⁶ Il TTF (Title Transfer Facility) è l'hub di scambio del gas naturale di riferimento a livello europeo

Panoramica sui mercati italiani di riferimento

Il mercato del gas naturale

Bilancio Gas Naturale³⁷			
GAS NATURALE (Milioni mc)	Esercizio 2019	Esercizio 2018	Variazione %
Importazioni	70.643	67.432	+4,8
Produzione Nazionale	4.512	5.123	-11,9
Erogazioni da stoccaggi	10.149	11.534	-12,0
Totale immesso	85.304	84.089	+1,4
Servizi e usi residenziali	31.649	32.294	-2,0
Usi industriali	13.957	14.221	-1,9
Usi termoelettrici	25.714	23.390	+9,9
Esportazioni, reti di terzi e consumi di sistema*	2.439	2.221	+9,8
Totale domanda	73.760	72.126	+2,3
Iniezioni negli stoccaggi	11.544	11.963	-3,5

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

Nel 2019 i consumi di gas naturale hanno ripreso il trend rialzista rilevato tra il 2015 e il 2017 attestandosi a 73.760 milioni di mc (780,6 TWh, +2,3% rispetto al 2018), dopo la riduzione registrata nell'anno precedente³⁸.

La crescita è stata principalmente supportata dai consumi del settore termoelettrico (+9,9% rispetto al 2018), in crescita grazie al calo delle quotazioni del gas e alle minori importazioni di energia elettrica, a fronte di un contributo delle fonti rinnovabili nella produzione di energia elettrica, in linea con l'anno precedente.

Prosegue nel 2019 l'andamento in riduzione dei consumi nel settore residenziale (-2,0%) e industriali (-1,9%), così come le iniezioni nei sistemi di stoccaggio, che scendono dagli 11.963 milioni di mc del 2018 agli 11.544 milioni di mc del 2019.

Per quanto riguarda l'offerta, crescono le importazioni di gas naturale, attestandosi a 70.643 milioni di mc (+4,8% rispetto al 2018) esclusivamente supportate dall'incremento tramite terminali di rigassificazione, che raggiungono il livello massimo storico di 14.000 milioni di mc. Al contrario, l'import tramite gasdotto si afferma sui livelli minimi degli ultimi quattro anni, pari a 56.693 milioni di mc (-4% rispetto al 2018): si registra una prolungata contrazione dei flussi di gas nei punti di entrata di Mazara (Trapani) dall'Algeria, mentre rimane consistente l'ingresso del Tarvisio (Udine).

Nei mercati a pronti del gas gestiti dal GME (Gestore Mercati Energetici), al terzo anno di operatività, gli scambi complessivi proseguono la crescita registrata lo scorso anno, raggiungendo nel 2019 i 79 TWh (+45% rispetto al 2018). Tale incremento è principalmente sostenuto dalle contrattazioni su MGP-Gas (Mercato del Giorno Prima) e MI-Gas (Mercato Infragiornaliero).

Il settore della distribuzione gas è ancora in fase di stallo per quanto concerne la preparazione alle gare d'ATEM. I bandi usciti sono ancora pochi rispetto a quelli inizialmente previsti dal calendario del Ministero dello Sviluppo Economico. A fine 2019 la situazione risultava:

- 11 ATEM con bando pubblicato a procedura ristretta ancora attivo: Monza Brianza 1, Bergamo 3, Varese 2, Verona 2, Lodi 1, Varese 3, Vicenza 3, Brescia 1, Vicenza 4, Bergamo 2, Milano 4;
- 1 ATEM con bando pubblicato a procedura aperta ancora attivo: Napoli 1;
- 12 ATEM con bando revocato, annullato, sospeso: Cremona 2 e 3, Alessandria 2, Torino 3, Udine 1, Perugia 2, Massa Carrara, Biella, Udine 3, Venezia 1, Lucca, Monza e Brianza 2, Como 1;

³⁷ Newsletter GME gennaio 2020 e Newsletter GME gennaio 2019

³⁸ Newsletter GME gennaio 2020

- 6 ATEM con bando pubblicato a procedura aperta scaduti: Belluno (offerte presentate da Italgas, Erogasmet, 2i Rete Gas, Ascopiave), Milano 1 (aggiudicazione A2A successivamente annullata dal Tar), Torino 2 (aggiudicazione Italgas), Aosta (aggiudicazione Italgas), Udine 2, Torino 1.

La delibera ARERA 639/2018/R/com ha aggiornato, a dicembre 2018, il tasso di remunerazione del capitale investito per i servizi infrastrutturali del settore gas (WACC) per il solo anno 2019, in attesa dell'avvio del nuovo periodo regolatorio: il tasso di remunerazione per il 2019 è aumentato per la distribuzione gas (6,3%, contro il 6,1% dell'anno precedente) così come per la misura del gas (6,8%, contro il 6,6% dell'anno precedente)³⁹.

A dicembre 2019, in occasione dell'avvio del V Periodo regolatorio, la Delibera ARERA 570/2019/R/GAS ha allineato il valore del β_{asset} per il servizio di distribuzione e di misura, pari a 0,439. Pertanto, il tasso di remunerazione del capitale (WACC) nel periodo 2020-2021 risulta pari a 6,3% sia per il servizio di distribuzione gas (6,3% nel 2019) che per il servizio di misura (6,8% nel 2019) mentre dal 2022 entrerà in vigore l'aggiornamento dei restanti parametri che compongono il tasso di remunerazione del capitale per i servizi infrastrutturali (e.g. gearing), contenuti nel TIWACC (Delibera 583/2015/R/GAS)⁴⁰.

Il mercato dell'energia elettrica e delle fonti rinnovabili

Nel 2019 la domanda di energia elettrica è stata pari a 319,6 TWh, in diminuzione dello 0,6% (321,91 TWh) rispetto al 2018 (dati preconsuntivi Terna).

Bilancio Energia Elettrica ⁴¹			
Energia elettrica (TWh)	Esercizio 2019	Esercizio 2018	Variazione %
Produzione netta:	283,85	280,23	1,3
- Termoelettrica	186,81	185,05	1,0
- Idroelettrica	46,96	49,28	-4,7
- Fotovoltaica	24,33	22,89	6,3
- Eolica	20,06	17,32	15,8
- Geotermica	5,69	5,71	-0,4
Saldo netto import/export	38,16	43,91	-13,1
Consumo pompaggi	2,41	2,23	8,1
Totale domanda	319,60	321,91	-0,7

Nel 2019 la produzione netta ha coperto circa l'89% della domanda di energia elettrica, valore superiore rispetto all'anno precedente (87% nel 2018). In termini assoluti, la produzione netta si è attestata a 283,85 TWh, in crescita del 1,3% rispetto al 2018 (280,23 TWh).

La componente idroelettrica ha raggiunto i 46,96 TWh nel 2019, in calo del 4,7% rispetto al 2018 (49,28 TWh), così come la produzione di energia elettrica da fonte geotermica in riduzione dello 0,4% rispetto al 2018; le altre componenti rinnovabili hanno mostrato un andamento al rialzo. In particolare, la produzione eolica ha superato, nel 2019, i 20 TWh prodotti (+15,8%), mentre il fotovoltaico ha raggiunto i 24,33 TWh (+6,3% rispetto al 2018).

Il saldo netto import/export è stato contraddistinto da una diminuzione pari a 5,75 TWh (-13,1%), tornando sui valori del 2017.

Per l'andamento del prezzo di acquisto dell'energia (PUN) si veda il paragrafo "Andamento del mercato energetico".

³⁹ ARERA 639/2018/R/com

⁴⁰ ARERA Del. 570/2019/R/GAS

⁴¹ Terna – Rapporto Mensile sul Sistema Elettrico (Dicembre 2019)

Il mercato dell'efficienza energetica

La ventunesima Conferenza delle Parti di Parigi (COP21) che si è tenuta nel 2015, è stato un evento che ha segnato un punto di svolta sul tema della lotta al cambiamento climatico. Fu allora che i 197 Paesi coinvolti condivisero la necessità di un piano d'azione globale e giuridicamente vincolante per limitare l'incremento della temperatura media globale al di sotto dei 2°C. L'impegno internazionale, confermato dalla Dichiarazione di Marrakech (COP22) del 2016 che indicava le linee guida per monitorare le azioni volte al contenimento delle emissioni dei gas serra (Nationally Determined Contributions), è proseguito anche nel 2017 con la Conferenza delle Parti di Bonn (COP23) e successivamente, a dicembre 2018, con la conferenza di Katowice (COP24); in quest'ultima occasione i 196 Paesi partecipanti alla conferenza hanno firmato un regolamento attuativo (Rulebook) che rende operativo l'accordo di Parigi e che racchiude lo schema di regole per il monitoraggio del piano di azione futuro⁴². La conferenza sul clima di Madrid (COP25), tenutasi ad inizio dicembre 2019, aveva l'obiettivo di allineare gli interessi dei Paesi in merito ad alcuni temi cruciali per l'effettiva applicazione dell'accordo della COP21, come la regolazione del mercato del carbonio. Tale intesa non è stata trovata ed ogni decisione in merito è stata rimandata alla COP26 in Scozia.

A livello europeo nel 2018 è stato aggiornato il Clean Energy Package presentato dalla Commissione Europea per stabilire un nuovo obiettivo in relazione alla quota di energia prodotta da fonti rinnovabili al 32% e la riduzione del 32,5% dei consumi energetici dell'Unione⁴³.

Rispetto a questo contesto, a novembre 2017 il Governo italiano aveva delineato la Strategia Energetica Nazionale (SEN) 2017, con l'obiettivo di rendere il proprio sistema più sostenibile sul piano ambientale e più forte sul piano economico⁴⁴. In coerenza con il quadro strategico nazionale, a dicembre 2018 l'Italia ha presentato la sua proposta di "Piano Nazionale Integrato per l'Energia e il Clima" attraverso cui intende attuare una profonda trasformazione dell'economia rendendola più rispettosa delle persone e dell'ambiente; in particolare il Piano si propone di sfruttare il grande potenziale di efficienza del settore edilizio sia tramite la ristrutturazione edilizia, sismica, impiantistica ed estetica di edifici e quartieri, che attraverso la loro riqualificazione energetica. Inoltre, sul tema dei trasporti, intende promuovere i carburanti alternativi e l'acquisto di veicoli elettrici, oltre ad implementare politiche che incrementino la mobilità collettiva. A dicembre 2019 è stato redatto il testo finale del "Piano Nazionale Integrato per l'Energia e il Clima" che verrà valutato dalla Commissione Europea nella prima metà del 2020.

Negli ultimi anni l'Italia si è attivata per raggiungere gli obiettivi di risparmio energetico fissati per il 2020 dalla direttiva europea 2012/27/UE. Al 2018 sono stati conseguiti il 67% di questi obiettivi.

Risparmi energetici annuali conseguiti per settore nel periodo 2011-2018 e attesi al 2020 (energia finale, Mtep/anno) ai sensi del PAEE2014 ⁴⁵									
Settore	Certificati Bianchi	Detrazioni fiscali	Conto Termico	Impresa 4.0	D.Lgs 192/05 e 26/6/15	Altro*	Risparmio energetico		Obiettivo raggiunto (%)
							Conseguito al 2018	Atteso al 2020	
Residenziale	0,67	2,7	-	-	1,34	0,33	5,04	3,67	137,3
Terziario	0,14	0,03	0,08	-	0,04	0,03	0,31	1,23	25,6
Industria	1,97	0,04	-	0,44	0,08	0,23	2,75	5,10	54,0
Trasporti	0,01	-	-	-	-	2,28	2,29	5,50	41,6
Totale energia finale	2,79	2,76	0,08	0,44	1,46	2,86	10,39	15,50	67,0

* comprende i risparmi energetici derivanti dalla Politica di Coesione, PIF, Marebonus, Regolamenti Comunitari e Alta Velocità

Tali risparmi energetici derivano per circa il 27% dal meccanismo d'obbligo dei certificati bianchi (TEE), ovvero dal regime obbligatorio di risparmio di energia primaria posto in capo ai distributori di energia elettrica e gas naturale con più di 50.000 clienti.

Il quadro normativo e regolatorio relativo al mercato dei titoli di efficienza energetica (TEE) anche per il 2019 ha subito significative evoluzioni. Per quanto riguarda il meccanismo di ammissione dei progetti di

⁴² Rapporto Annuale Certificati Bianchi GSE 2018 e 2019

⁴³ Rapporto Annuale Certificati Bianchi GSE 2018 e 2019

⁴⁴ Ministero dello sviluppo economico – Strategia Energetica Nazionale

⁴⁵ Rapporto Annuale Efficienza Energetica Enea 2019

efficienza energetica, il Decreto Direttoriale 30 aprile 2019 ha modificato la lista dei progetti di efficienza energetica ammissibili. Contestualmente, è stata anche redatta una Guida Operativa per la presentazione di progetti di efficienza energetica, comprensiva di Guide Settoriali per diversi mercati. Inoltre, nel Decreto Direttoriale 9 maggio 2019 sono state definite le linee guida per l'emissione di Certificati Bianchi non legati a progetti di efficienza energetica (cd. TEE virtuali⁴⁶). I soggetti obbligati dovranno disporre di almeno il 30% di TEE reali, rispetto all'obbligo minimo⁴⁷, per poter ottenere l'emissione di TEE virtuali⁴⁸.

Infine, il 28 novembre 2019, la sentenza n.2538/2019 del Tar Lombardia ha annullato il Decreto Ministeriale del 10 maggio 2018 relativamente alla parte in cui viene introdotto il price cap a 250 €/TEE, perché non di competenza del MiSE. Tale sentenza ha invalidato anche le delibere emesse dall'Autorità che facevano riferimento al sopracitato Decreto. Pertanto, l'ARERA ha indicato nella Delibera 529/2019/R/efr l'avvio del procedimento di regolamentazione del contributo tariffario, proseguito con il documento di consultazione 47/2020/R/efr. La definizione del nuovo meccanismo è prevista entro la fine del primo semestre 2020.

Nel corso del 2019, il GSE ha riconosciuto 2,9 milioni di TEE: l'andamento dei titoli riconosciuti complessivamente risulta in diminuzione di circa il 24% rispetto al 2018, anno in cui sono stati riconosciuti circa 3,8 milioni di titoli. Il prezzo medio registrato sul mercato organizzato nel 2019, pari a 260 €/tep, è risultato in controtendenza all'andamento rialzista dell'ultimo biennio, con una riduzione del 14% rispetto al massimo storico del 2018 (303,6 €/tep); i volumi scambiati sul MTEE confermano la tendenza al ribasso che aveva caratterizzato anche il 2018, raggiungendo il valore minimo degli ultimi sei anni, pari a 2,9 milioni di tep (-15,3%).

Titoli di efficienza energetica - dati cumulati ⁴⁹				
Anno	Prezzo (€/tep)			Volumi scambiati (tep)
	Medio ponderato	Minimo	Massimo	
2019	260,00	256,00	262,50	2.855.476

Per quanto riguarda il settore della mobilità elettrica il 2019 ha confermato la crescita degli anni precedenti nel numero di auto elettriche in circolazione: nei primi sette mesi del 2019 sono state immatricolate circa 5.900 macchine elettriche pure (+113% rispetto al medesimo periodo del 2018)⁵⁰.

Continua la crescita dell'infrastruttura di ricarica per veicoli elettrici che ha superato le 8 mila prese disponibili omologate nel 2019 (+93% rispetto al 2018), di cui il 15% è concentrata in Toscana. Tale crescita è stata supportata dalla realizzazione di numerosi progetti da parte di molte utilities anche tramite accordi con le pubbliche amministrazioni e partnership industriali con case automobilistiche e altre realtà legate al settore della mobilità⁵¹.

Gli sviluppi del settore nei prossimi anni saranno influenzati dall'evolversi del quadro normativo (ad esempio la nuova regolamentazione europea, come il Clean Mobility Package, che prevede di ridurre al 2030 le emissioni delle automobili del 30% rispetto al 2021), dalla comunicazione mass mediatica, dagli investimenti infrastrutturali e sicuramente anche dallo sviluppo tecnologico: quest'ultimo giocherà un ruolo fondamentale nell'incremento dell'autonomia delle batterie e nella sfida dell'interoperabilità, intesa come possibilità da parte di un veicolo di effettuare una ricarica su tutte le tipologie di colonnine esistenti.

Tra le opportunità che il settore della mobilità elettrica offre, il servizio della mobilità condivisa (car sharing) ha riscontrato un notevole successo negli ultimi anni, soprattutto nelle grandi città.

Il mercato delle telecomunicazioni

Nel 2019 il mercato ICT italiano è cresciuto del 2,3% rispetto al 2018, superando i 31 miliardi di euro di giro d'affari: i comparti software, hardware e servizi IT crescono (rispettivamente +5,7%, +6,2% e +1,4%), mentre il comparto TLC subisce una flessione (-2,7%). Restringendo il campo alla sola Information Technology, questa raddoppia la crescita rispetto al 2018: vale oltre 24,2 miliardi di euro, +3,8% rispetto allo scorso anno, ed il trend positivo è previsto consolidarsi, con una crescita complessiva degli investimenti

⁴⁶ Titoli di Efficienza Energetica acquistabili a 260 euro entro l'ultimo giorno dell'anno. Tali titoli non rappresentano un vero e proprio progetto di efficientamento energetico, pertanto vengono denominati «virtuali» ed offrono agli operatori l'opportunità di assolvere ai propri obblighi di risparmio di energia primaria

⁴⁷ L'obbligo minimo è pari al 60% dei Certificati Bianchi che costituiscono l'obbligo dell'anno "n".

⁴⁸ Rapporto Annuale Certificati Bianchi GSE 2019

⁴⁹ Rapporto Annuale Certificati Bianchi GSE 2019

⁵⁰ Smart Mobility Report Energy & Strategy Group

⁵¹ Report Città MEZ 2019 Legambiente Motus-E

IT per il periodo 2018-2022 pari al +2,6% (CAGR)⁵². Il principale driver di tale crescita risulta essere la Trasformazione Digitale e le tecnologie che stanno crescendo esponenzialmente negli investimenti delle imprese italiane sono l'Internet of Things (+24%), l'intelligenza artificiale (+39,1%), la realtà aumentata e virtuale (+160,5%), i dispositivi wearable (+116,2%), il Cloud (+26,1%) e le soluzioni Big Data e Analytics (+7,6%)⁵³.

Le tecnologie sopracitate continueranno la loro crescita grazie anche alla rete 5G, che ad oggi in Italia troviamo in regime di sperimentazione. Il progetto lanciato dal Governo sul 5G è iniziato nel 2017 e coinvolge 5 città: Milano, Prato, L'Aquila, Bari e Matera. Vodafone Italia opera a Milano, Wind Tre e Open Fiber a Prato e L'Aquila (con la partecipazione di Estra per Prato), Telecom Italia, Fastweb e Huawei Technologies Italia a Bari e Matera.⁵⁴ Durante il 2019 sono proseguite le attività di monitoraggio degli use case, con lo scopo di valutare il corso dello svolgimento delle attività relative al progetto nelle 5 città pilota. La sperimentazione appare uno strumento utile per il sistema Paese, per comprendere come evolvono i modelli di business e come l'interesse generale può trarre beneficio dall'adozione dei nuovi servizi, resi disponibili dal 5G nei differenti settori, come i trasporti, la salute, il turismo, l'energia, l'industria etc⁵⁵. La sperimentazione si dovrebbe chiudere il 30 giugno 2020 e rappresenterà una nuova tappa del percorso che porterà l'Italia a dotarsi di una tecnologia per reti mobili di quinta generazione. Il 5G rappresenta per le società di telecomunicazioni in possesso dell'ampiezza di banda necessaria una grande opportunità per fornire nuovi servizi ed incrementare l'efficienza nella gestione dei prodotti, oltre a realizzare nuovi modelli di business abilitati da questa tecnologia. Il 5G, infatti, permetterà di avere oggetti smart connessi tra loro (IOT - Internet of Things), che si scambiano una grande quantità di dati con velocità e bassa latenza e che dialogano con i sensori, abilitando la realizzazione delle smart city.

A questo proposito, a ottobre 2018 si è chiusa la gara per l'assegnazione dei diritti d'uso delle frequenze per il 5G indetta dal MISE: i soggetti che si sono aggiudicati i vari lotti di frequenze sono Telecom Italia, Vodafone Italia, Wind 3, Iliad Italia e Fastweb⁵⁶.

Per quanto riguarda lo sviluppo della fibra ottica, ed in particolare nelle aree a fallimento di mercato, le cosiddette aree bianche, Infratel negli ultimi tre anni ha aperto tre bandi pubblici per l'affidamento della concessione per la costruzione e la gestione di una infrastruttura a banda ultralarga in circa 7.500 comuni italiani in 19 regioni⁵⁷. I tre bandi sono stati assegnati a Open Fiber, che si è aggiudicata l'installazione della fibra ottica in circa 9,6 milioni di unità immobiliari sparse in tutta Italia⁵⁸. A fine 2019 la rete era operativa in 5 comuni, in altri 310 i lavori erano stati ultimati, in attesa di collaudo. Stando ai numeri Infratel, i lavori sono in corso in 1.614 comuni; per 220 si attende l'approvazione del progetto esecutivo, in 474 Open Fiber ha avviato la richiesta di autorizzazione.⁵⁹

A giugno 2019, Open Fiber aveva raggiunto una quota di mercato pari al 70%, per quanto riguarda il settore della banda ultralarga, ovvero quella pari o superiore ai 100 Mega, questo dato rappresenta una crescita di 15 punti percentuali rispetto al 55% fatto registrare a fine 2018. Secondo le stime dello stesso Open Fiber, il 2019 si sarebbe concluso con un totale di 7,9 milioni di case, uffici e aziende cablate dall'operatore⁶⁰.

Per quanto riguarda la rete fissa si registra una flessione annua negli accessi di 780.000 linee; continua il trend di riduzione degli accessi attraverso la rete in rame -23,1% su base annua.

All'interno degli accessi da rete fissa, secondo i dati pubblicati da Agcom per il terzo trimestre 2019, gli accessi broadband hanno sfiorato i 17,4 milioni di unità, con un aumento su base annua di 380 mila unità. Le linee ADSL sono diminuite di 1,75 milioni di unità rispetto allo stesso periodo del 2018, attestandosi su di un valore pari a 7,47 milioni di linee.

A settembre 2019, oltre il 25,8% delle linee a larga banda sono state commercializzate con velocità pari o superiore a 10 Mbit/s e le linee con velocità pari o superiore a 30 Mbit/s sono cresciute di circa 340 mila unità su base trimestrale, attestandosi sul 15,6% del totale delle linee broadband e ultrabroadband. Gli accessi con velocità compresa tra 10 e 30 Mbit/s si riducono a poco meno del 25,8% del totale (4,49 milioni di unità) e diminuiscono di quasi 0,84 milioni di unità anche gli accessi con velocità inferiore a 10 Mbit/s. Su base annua sono cresciuti sia gli accessi con velocità maggiore di 100 Mbit/s che quelli con velocità compresa tra 30 e 100 Mbit/s, aumentati rispettivamente di 1,77 e 2,12 milioni di unità.

⁵² Comunicato Assintel Report 2020

⁵³ Comunicato Assintel Report 2020

⁵⁴ MISE: Avviso del 2 agosto 2017 - Sperimentazione 5G: Graduatorie migliori proposte progettuali e differimento termini per procedura negoziata.

⁵⁵ Stato dell'arte delle sperimentazioni precommerciali 5G - Fondazione Ugo Bordoni

⁵⁶ MISE: Comunicato del 2 ottobre 2018 - Conclusa la GARA 5G: totale delle offerte 6.550.422.258,00 euro.

⁵⁷ Rapporto sulla filiera delle Telecomunicazioni in Italia 2018 - Osservatori Digital Innovation (Politecnico di Milano)

⁵⁸ www.corrierecomunicazioni.it/digital-economy/open-fiber-si-aggiudica-la-terza-gara-infratel/

⁵⁹ https://www.ilsole24ore.com/art/banda-ultralarga-terminata-solo-un-comune-mille-guarda-mappa-ACoHOBy?refresh_ce=1

⁶⁰ <https://www.hdblog.it/mobile/articoli/n511670/open-fiber-70-percento-mercato-banda-ultralarga/>

Sul fronte della telefonia mobile, l'operatore francese Iliad, che si è affacciato sul mercato italiano nel 2018, si conferma anche per il 2019 il quarto operatore infrastrutturato del Paese, dopo TIM, Vodafone e WindTre.

Le linee complessive hanno registrato un aumento di 0,5 milioni di unità su base annua, dovuto alla progressiva diffusione delle SIM "M2M"⁶¹.

Osservando l'andamento del traffico dati su base annua, il numero delle SIM con accesso a Internet ha subito una flessione, passando da 57,3 milioni di unità del 2018 a 54,6 del 2019; il traffico dati complessivo da inizio anno è risultato in aumento del 60,4% rispetto ai primi 9 mesi del 2018.

Il mercato dell'ambiente

Il settore dell'ambiente si presenta come un mercato altamente frammentato ed eterogeneo a vari livelli della filiera, dalla raccolta e trasporto all'impiantistica. Il settore dei rifiuti si compone di due segmenti principali: Rifiuti Urbani (RU) con provenienza domestica e Rifiuti Speciali (RS) principalmente da attività produttive. Per quanto riguarda il mercato dei rifiuti urbani, il territorio nazionale è organizzato in 57 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 rifiuti in Italia rivelano che nel 2018 la produzione dei rifiuti urbani è stata pari a 30,2 milioni di tonnellate, in crescita del 2% rispetto al 2017 (+590 mila tonnellate), che sono stati gestiti in 646 impianti: 339 dedicati al trattamento della frazione organica, 131 per il trattamento intermedio di tipo meccanico o meccanico biologico, 127 impianti di discarica, 38 impianti di incenerimento e 11 di coincenerimento. 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 2035⁶². Nel 2018 la gestione dei rifiuti urbani ha principalmente interessato per il 49% il riciclaggio delle diverse frazioni provenienti dalla raccolta differenziata (47% nel 2017), per il 22% lo smaltimento in discarica (23% nel 2017) e per il 18% l'incenerimento (18% nel 2017)⁶³.

Per quanto riguarda la percentuale di raccolta differenziata in Italia, nel 2018 si è attestata al 58,1% (17,5 milioni di tonnellate), in crescita di 2,6 p.p. rispetto al 2017: più alti i valori al Nord (67,7%), sotto la media nazionale il Centro Italia (54,1%), più bassi al Sud (46,1%). Nella classifica nazionale, il Veneto è la regione con la più alta percentuale di raccolta differenziata pari al 73,8%, seguita da Trentino Alto Adige con il 72,5% e Lombardia con il 70,7%.⁶⁴

Nel trattamento dei rifiuti il Nord rappresenta una realtà avanzata, nella quale viene massimizzato il recupero di materia e di energia, grazie alla diffusa dotazione di impianti per il trattamento della frazione organica di rifiuti e che consentono la produzione di biogas e biometano e di impianti di recupero energetico per la frazione indifferenziata residua. Nel 2018 circa il 98% del biometano prodotto è derivato da impianti ubicati nel Nord Italia.

Il sistema di gestione dei rifiuti nel Mezzogiorno risulta invece ancora molto dipendente dalle discariche, a cui viene destinato il 36% dei rifiuti urbani prodotti, mentre l'area del Centro registra una capacità impiantistica inferiore al proprio fabbisogno, per cui risulta necessario inviare i rifiuti in eccesso agli impianti del Nord o all'estero.

Se ci concentriamo sulla regione Toscana si osserva che questa è divisa in 3 ATO: Toscana Sud, nel quale l'affidamento del servizio è gestito da SEI Toscana srl, Toscana Centro, gestito da Alia servizi ambientali spa e Toscana Costa, che si differenzia dagli altri per una frammentazione della gestione del servizio di raccolta e trattamento rifiuti, dove è stato inoltre avviato un percorso di riorganizzazione societaria per l'affidamento diretto "in-house providing" a RetiAmbiente Spa⁶⁵. Secondo i dati dell'ultimo Rapporto Rifiuti Urbani dell'ISPRA, nel 2018 la Regione Toscana ha raggiunto il 56,1% di raccolta differenziata, valore più alto dal 2013.⁶⁶ Il fatturato delle principali aziende operanti nel settore ambiente in Toscana è superiore ai 700 milioni di euro (dati 2018).

Gli impianti di trattamento e smaltimento dei rifiuti urbani presenti in Toscana sono 44, e negli ultimi anni sono rimasti pressoché invariati, ad eccezione del numero delle discariche, che sono diminuite di 6 unità.

⁶¹ Machine to machine, si riferisce alle SIM dedicate esclusivamente al traffico dati.

⁶² Direttiva 2018/851/UE

⁶³ Rapporto Rifiuti Urbani 2019 ISPRA

⁶⁴ Rapporto Rifiuti Urbani 2019 ISPRA

⁶⁵ RetiAmbiente – <http://www.retiambiente.it/index.php/home/chi-siamo>

⁶⁶ Rapporto Rifiuti Urbani 2019 ISPRA

Nel 2019 sono stati apportati importanti aggiornamenti normativi nel settore ambiente. Il Decreto c.d. Sblocca Cantieri (D.L. 32 del 18 aprile 2019), convertito con Legge n. 55 del 14 giugno 2019, ha assegnato alle Regioni la competenza a far cessare la qualifica di rifiuto, facendo riferimento alle tipologie e le attività di riciclo previste e regolate dal DM 5 febbraio 1998 e successivi. Tali criteri per la concessione delle autorizzazioni per il riciclo, da cui deriva la cessazione della qualifica di rifiuto, ha compreso 5 settori, di cui 3 definiti a livello UE (rottami di ferro, acciaio e alluminio; rottami vetrosi; rottami di rame) e 2 a livello italiano (combustibile solido secondario e pannolini). Pertanto, tali disposizioni non hanno consentito di riciclare tipologie di rifiuti con provenienze o con caratteristiche non previste dal Decreto Ministeriale, nonché riciclare con attività di recupero non previste o ottenendo prodotti non contemplati dal DM 5 febbraio 2019. Il Decreto c.d. Crisi Aziendali 101/2019, convertito con Legge n. 128/2019 del 2 novembre 2019, ha cercato di colmare il vuoto normativo per i casi esclusi, prevedendo che, in assenza di criteri specifici, le autorizzazioni siano rilasciate o rinnovate nel rispetto delle condizioni stabilite dall'art. 6 della direttiva quadro sui rifiuti 98/2008/CE.

In seguito all'attribuzione dei compiti di regolazione nel settore dei rifiuti urbani all'Autorità, nel 2019 ARERA ha introdotto il primo metodo tariffario unico per il servizio integrato dei rifiuti urbani per il periodo 2018-2021 (delibera ARERA 443/2019/R/Rif). Tale delibera regola la procedura di approvazione della tariffa, la definizione delle componenti a conguaglio per gli anni 2018 e 2019, così come le componenti tariffarie per il 2020 e il 2021. Vengono inoltre introdotti dei limiti alla crescita tariffaria, in base alle variazioni della qualità del servizio e del perimetro gestionale.

Per quanto riguarda gli ultimi dati aggiornati del settore dei Rifiuti Speciali, nel 2017 la produzione nazionale è stata pari a 138,9 milioni di tonnellate (+2,9% rispetto al 2016), di cui 129,2 milioni non pericolosi e 9,7 milioni pericolosi. La classifica nazionale vede la Lombardia al primo posto con oltre il 20% del totale (30,8 milioni di tonnellate), seguita da Veneto (15,1 milioni di tonnellate) ed Emilia-Romagna (13,7 milioni di tonnellate). Tra le attività economiche che maggiormente contribuiscono alla produzione di rifiuti speciali, il settore delle costruzioni e demolizioni compone il 41,3% del totale, seguito dalle attività di trattamento dei rifiuti e risanamento (25,7%) e dalle attività manifatturiere (21,5%). Per quanto riguarda l'attività di gestione dei rifiuti speciali, nel 2017 il totale gestito è stato pari a 147,1 milioni di tonnellate (+4,1% rispetto al 2016), di cui 137,6 milioni non pericolosi e 9,5 milioni pericolosi⁶⁷. La gestione dei rifiuti speciali si suddivide tra attività di recupero di materia o energia, quali trattamento per riciclo e riuso e coincenerimento, ed attività di smaltimento, quali smaltimento in discarica e incenerimento. La gestione dei rifiuti speciali comprende inoltre le attività di stoccaggio, preliminari sia ad attività di recupero (cd. Messa in riserva) sia ad attività di smaltimento (cd. Deposito preliminare). Nel 2017 il recupero di materia o energia ha costituito il 68,8% del totale dei rifiuti speciali gestiti (+7,7% rispetto al 2016), seguito dalle attività di smaltimento con il 20,0% del totale (-13,2% rispetto al 2016) e dallo stoccaggio (+8,6% rispetto al 2016). Nel 2017 la dotazione impiantistica a livello nazionale risulta pari a 11.209 impianti, di cui 6.416 al Nord, 2.165 al Centro e 2.628 al Sud⁶⁸.

Pertanto, il Nord risulta la principale macroarea per quantitativi di rifiuti speciali gestiti, con il 66,5% dei rifiuti recuperati e il 54,8% dei rifiuti smaltiti rispetto al totale nazionale per ogni categoria.

Per quanto riguarda Toscana è la quinta regione per tonnellate prodotte a livello nazionale, con 10,3 milioni di tonnellate nel 2017, di cui il 95,3% (9,9 milioni di tonnellate) è costituito da rifiuti non pericolosi e il restante 4,7% (483 mila tonnellate) da rifiuti pericolosi. Le principali tipologie di rifiuti prodotte sono rappresentate dai rifiuti delle operazioni di costruzione e demolizione (39,6% della produzione regionale totale) e quelli derivanti dal trattamento dei rifiuti e delle acque reflue (34,5%). Il recupero di materia è la forma prevalente di gestione cui sono sottoposti i Rifiuti Speciali, oltre il 70% del totale. Inoltre, la Toscana si distingue per un'alta concentrazione di impianti rispetto alle altre regioni dell'Italia centrale, con 837 impianti nel 2017 (circa il 40% della dotazione impiantistica della macro-area)⁶⁹.

Infine, nel comparto bonifiche ambientali, a livello nazionale risultano attivi 41 Siti di Interesse Nazionale (SIN) e oltre 20 mila Siti di Interesse Regionale (SIR) al primo trimestre 2019⁷⁰. In Toscana, sono presenti 4.315 siti interessati da procedimento di bonifica, di cui 1.753 con procedimento chiuso, 411 certificati per avvenuta bonifica, mentre risultano attivi 2.151 siti interessati da procedimento di risanamento con una superficie complessiva di 11.350,6 ha⁷¹. La contaminazione dei siti interessati deriva principalmente da attività industriali, gestione e smaltimento dei rifiuti e distribuzione dei carburanti, che insieme costituiscono oltre l'85% della superficie da bonificare.

⁶⁷ Rapporto Rifiuti Speciali 2019 ISPRA

⁶⁸ Rapporto Rifiuti Speciali 2019 ISPRA

⁶⁹ Rapporto Rifiuti Speciali 2019 ISPRA

⁷⁰ Stato delle procedure per la bonifica Dicembre 2018 – Minambiente

⁷¹ Annuario dei dati ambientali ARPAT 2019

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

L'esercizio 2019 evidenzia risultati in crescita rispetto al corrispondente periodo dell'esercizio precedente.

Rinviando al successivo paragrafo per i commenti all'andamento gestionale per settore di attività, si evidenzia che il conto economico dell'esercizio è stato influenzato:

- dall'entrata in vigore dal 1 gennaio 2019 dell'IFRS 16, che prevede che alla *commencement date* del contratto di leasing (ossia alla data in cui il bene è reso disponibile per l'uso) il locatario rilevi, nello stato patrimoniale, un'attività, rappresentativa del diritto d'uso del bene (seguito anche "attività per diritto d'uso" o "right-of-use asset"), e una passività rappresentativa dell'obbligazione ad effettuare i pagamenti previsti dal contratto (di seguito anche "passività per leasing" o "*lease liability*"). L'adozione del nuovo principio produce effetti poco significativi sul risultato netto d'esercizio ma determina un incremento del margine operativo lordo di Euro 4.730 migliaia per effetto della rilevazione di minori costi per godimento di beni di terzi a fronte di maggiori ammortamenti per Euro 4.310 migliaia ed oneri finanziari per Euro 376 migliaia, oltre ai relativi fiscali;
- dai ricavi non ricorrenti derivanti dalla Delibera 32/2019/R/gas del 29/01/2019 - Ottemperanza alla sentenza del Consiglio di Stato 4825/2016 di annullamento della deliberazione dell'Autorità ARG/gas 89/10 - modalità di regolazione delle partite economiche tra venditori e clienti finali per il periodo 2010-2012. Con la citata Delibera ARERA ha definito le modalità di regolazione delle partite economiche di gas naturale tra venditori e clienti finali per il periodo 2010-2012, in ottemperanza alla sentenza del Consiglio di Stato 4825/2016. Tale sentenza aveva annullato il valore del coefficiente K allora vigente nella formula della QE della tariffa regolata gas e consentito all'ARERA di ridefinire un valore più congruo rispetto alle argomentazioni della sentenza stessa. La delibera in oggetto dispone il recupero delle necessarie somme, attraverso un meccanismo indiretto, basato sull'applicazione di una componente variabile addizionale della tariffa distribuzione a determinate categorie di clienti. Il gettito derivante da tale componente verrà incamerato dalla CSEA e versato in tre sessioni ai venditori aventi diritto, sulla base di un sistema di certificazione dei volumi di gas naturale prelevati dai rispettivi clienti finali in tutela nel periodo considerato. La procedura di recupero e versamento delle somme è stata avviata nel corso del 2019. Per effetto di tale Delibera, le società di vendita di gas naturale del Gruppo si sono viste riconoscere rimborsi per complessivi Euro 7.312 migliaia, iscritti nella voce "altri ricavi operativi" del presente bilancio consolidato.

Si segnala che Confartigianato ed altri soggetti hanno presentato ricorso avverso la Deliberazione 32/2019/R/gas per la parte in cui l'ARERA ha disposto la socializzazione dei crediti tariffari in oggetto (anziché ricondurli allo stretto ambito dei rapporti contrattuali in essere tra le parti interessate) nonché per la parte in cui, in ogni caso, è stato posto un limite soggettivo e discriminatorio alla socializzazione, riferendola agli utenti con consumi attuali inferiori a 200.000 Smc/anno, seppure non serviti in tutela

nel biennio 2010 – 2012, perché non ancora costituiti, o, comunque, rimasti estranei al servizio di tutela. Con l'intervenuta sentenza n. 38/2020 il TAR non ha censurato la Delibera 32/2019 per avere previsto in sé un criterio di socializzazione del corrispettivo, bensì per avere, facendo ciò, violato i principi di ragionevolezza. In buona sostanza, il rimborso dei venditori come il potere di socializzare la componente tariffaria in esame, da parte dell'ARERA, sono legittimi ad avviso del Giudice, ma l'Autorità dovrà tenere conto delle statuizioni contenute nella sentenza n. 38/2020 in merito al perimetro di socializzazione, adottando quindi un nuovo provvedimento regolatorio in materia. A tale fine l'ARERA ha diffuso il DCO 90/2020 in cui ha illustrato i propri orientamenti in relazione all'attuazione della sentenza 38/2020, per rideterminare appunto l'ambito soggettivo di applicazione della deliberazione 32/2019.

I principali dati reddituali per gli esercizi chiusi al 31 dicembre 2019 e 2018 sono riportati nella seguente tabella:

Conto Economico (valori in migliaia di euro)	Esercizio chiuso al 31 dicembre				Variazione 2019 - 2018	
	2019		2018		Assoluta	%
	Valore	Incidenza	Valore	Incidenza		
Totale Ricavi	996.922	100%	842.973	100%	153.949	18%
Consumi esterni	(864.594)	-87%	(731.275)	-87%	(133.320)	18%
Costi del personale	(39.348)	-4%	(36.604)	-4%	(2.744)	7%
Proventi/(oneri) da gestione rischio commodity	3.582	0%	(4.419)	-1%	8.001	-181%
Quota dei proventi/(oneri) da valutazione delle partecipazioni di natura non finanziaria con il metodo del PN	679	0%	558	0%	120	22%
Margine operativo lordo (Ebitda)	97.240	10%	71.234	8%	26.006	37%
Ammortamenti e svalutazioni	(47.693)	-5%	(34.912)	-4%	(12.781)	37%
Accantonamenti	(11.744)	-1%	(8.354)	-1%	(3.390)	41%
Risultato operativo	37.803	4%	27.969	3%	9.835	35%
Gestione finanziaria	(10.552)	-1%	(12.830)	-2%	2.277	-18%
Utile ante imposte	27.251	3%	15.139	2%	12.112	80%
Imposte sul reddito dell'esercizio	(10.343)	-1%	(5.109)	-1%	(5.234)	102%
Risultato netto derivante dalle attività in funzionamento	16.908	2%	10.030	1%	6.878	69%
Risultato netto attività cessate / in dismissione	(208)	0%	(2.320)	0%	2.112	-91%
Utile netto	16.700	2%	7.711	1%	8.989	117%
Risultato di pertinenza di terzi	72	0%	380	0%	(308)	-81%
Risultato del Gruppo	16.628	2%	7.330	1%	9.298	127%

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 2019 e 2018:

Conto Economico (valori in migliaia di euro)	ADJUSTED Esercizio chiuso al 31 dicembre				Variazione 2019 - 2018	
	2019		2018		Assoluta	%
	Valore	Incidenza	Valore	Incidenza		
Totale Ricavi	985.784	100%	839.699	100%	146.085	17%
Consumi esterni	(863.662)	-88%	(728.072)	-87%	(135.591)	19%
Costi del personale	(39.348)	-4%	(36.604)	-4%	(2.744)	7%
Proventi/(oneri) da gestione rischio commodity	3.582	0%	(4.419)	-1%	8.001	-181%
Quota dei proventi/(oneri) da valutazione delle partecipazioni di natura non finanziaria con il metodo del PN	679	0%	558	0%	120	-
Margine operativo lordo Adjusted (Ebitda Adjusted)	87.034	9%	71.163	8%	15.871	22%
Ammortamenti e svalutazioni	(45.145)	-5%	(34.912)	-4%	(10.233)	29%
Accantonamenti	(11.744)	-1%	(8.354)	-1%	(3.390)	41%
Risultato operativo Adjusted (Ebit Adjusted)	30.145	3%	27.898	3%	2.247	8%
Gestione finanziaria <i>adjusted</i>	(10.552)	-1%	(10.711)	-1%	158	-1%
Utile ante imposte Adjusted	19.593	2%	17.187	2%	2.406	14%
Imposte sul reddito dell'esercizio Adjusted	(8.485)	-1%	(6.368)	-1%	(2.117)	33%
Risultato netto derivante dalle attività in funzionamento	11.108	1%	10.819	1%	289	3%
Risultato netto attività cessate / in dismissione	0	0%	0	0%	(0)	0%
Utile netto Adjusted	11.108	1%	10.819	1%	289	3%
Risultato di pertinenza di terzi	72	0%	380	0%	(308)	-81%
Risultato del Gruppo Adjusted	11.036	1%	10.439	1%	597	6%

Il conto economico consolidato del Gruppo 2019 e 2018 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 2019 e 2018:

(valori in migliaia di euro)	Esercizio chiuso al	
	31-dic 2019	31-dic 2018
Accordi transattivi su cessione di Andali Energia S.r.l.	(1.547)	(3.274)
Coefficiente k - Delibera 32/2019/R/gas del 29/01/2019	(7.312)	
Cambio criterio iscrizione incentivi sicurezza distribuzione gas	(2.280)	
Totale ricavi non ricorrenti	(11.138)	(3.274)
Competenze esercizi precedenti da Settlement Gas		1.387
Costi straordinari IPO		1.816
Minusvalenza contatori elettronici	932	
Totale costi e ricavi non ricorrenti con impatto sull'EBITDA	(10.206)	(71)
Svalutazione impianto idroelettrico	346	
Svalutazione misuratori elettronici distribuzione gas	2.202	
Totale costi e ricavi non ricorrenti con impatto sul Risultato Operativo (EBIT)	(7.658)	(71)
Oneri finanziari straordinari per rimborso prestito obbligazionario		2.119
Totale costi e ricavi non ricorrenti con impatto sul Risultato ante imposte	(7.658)	2.048
Adeguamento al valore di presumibile realizzo delle attività nette della controllata Useneko	208	2.320
Totale costi e ricavi non ricorrenti connesse ad attività cessate / in dismissione	208	2.320
Totale costi e ricavi non ricorrenti	(7.450)	4.368

Nell'esercizio 2019 si evidenziano i seguenti elementi non ricorrenti (con impatto positivo complessivo sul risultato ante imposte del Gruppo per Euro 7.450 migliaia):

- Ricavi per Euro 1.547 migliaia per effetto della sottoscrizione di accordi inerenti la società Andali Energia S.r.l., ceduta nel 2017, come descritto nel paragrafo di nota integrativa "Accordi inerenti la cessione di Andali Energia S.r.l.";
- Ricavi per Euro 7.312 derivanti dalla Delibera 32/2019/R/gas del 29/01/2019 come sopra descritto;
- Maggiori ricavi per incentivi sicurezza sull'attività di distribuzione gas iscritti nell'esercizio 2019, a seguito del cambio di criterio di contabilizzazione descritto nella nota integrativa a commento della voce "altri ricavi operativi" (Euro 2.280 migliaia);
- Minusvalenze patrimoniali sull'eliminazione straordinaria di contatori elettronici malfunzionanti per Euro 932 migliaia;
- Svalutazioni di attività materiali per *impairment* della centralina mini-idro realizzata nel Comune di Castel San Niccolò (AR) e di misuratori elettronici per la distribuzione gas, pari rispettivamente ad Euro 346 ed Euro 2.202 migliaia, come descritto nel paragrafo "Impairment test ai sensi dello IAS 36 sul valore delle attività materiali" ed "Attività immateriali";
- Risultato realizzato dalla controllata destinata alla vendita Useneko nella frazione d'esercizio antecedente la cessione di Euro 208 migliaia.

Gli aggiustamenti hanno un effetto fiscale di Euro 1.858 migliaia (maggiori imposte sul reddito).

Gli aggiustamenti hanno incidenza solo sull'utile di Gruppo.

Nell'esercizio 2018 si evidenziano i seguenti elementi non ricorrenti (con impatto negativo complessivo sul risultato ante imposte del Gruppo per Euro 4.368 migliaia):

- Ricavi per Euro 3.274 migliaia per effetto della sottoscrizione di accordi inerenti la società Andali Energia S.r.l., ceduta nel precedente esercizio, come descritto nel paragrafo di nota integrativa "Accordi inerenti la cessione di Andali Energia S.r.l.";
- Costi operativi per 1.387 mila euro ad esito della determinazione delle partite di aggiustamento scaturite ad esito delle sessioni di aggiustamento per gli anni 2013-2017 disciplinate dall'Autorità con la delibera 5 ottobre 2017, 670/2017/R/gas (cosiddetto "*settlement*") per la società neo acquisita Gas Marca S.r.l.;
- Costi straordinari per 1.816 mila euro relativi al processo di ammissione alla quotazione delle azioni di Estra sul Mercato Telematico Azionario gestito da Borsa Italiana S.p.A. approvata

dall'Assemblea dei Soci in data 5 marzo 2018 e rinviata successivamente riscontrate le sfavorevoli condizioni dei mercati finanziari;

- Oneri finanziari straordinari a seguito dell'operazione di riacquisto parziale di titoli relativi al prestito obbligazionario denominato "E.S.TR.A. S.p.A. Euro 80.000.000, 2,45 per cent. Guaranteed Notes due 2023" per un valore nominale pari a 30 milioni di euro, effettuata in data 3 marzo 2018 per complessivi 2.119 mila euro;
- Revisione del probabile valore di realizzo della società destinata alla vendita Useneko di Euro 2.320 migliaia.

Gli aggiustamenti hanno un effetto fiscale di Euro 488 migliaia (minori imposte sul reddito). Si segnala inoltre che le imposte sul reddito 2018 erano eccezionalmente influenzate dall'iscrizione di imposte anticipate su perdite fiscali pregresse per Euro 771 migliaia.

Gli aggiustamenti hanno incidenza solo 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 gas e energia elettrica, Distribuzione gas naturale e la SBU "Altre" che comprende i comparti delle telecomunicazioni, dei servizi energetici, delle rinnovabili, della selezione e stoccaggio di rifiuto e dei servizi corporate svolti dalla capogruppo.

Il settore della vendita gas ed energia elettrica 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 ed esposti al netto delle poste non ricorrenti di ciascuna Strategic Business Unit (SBU) del Gruppo Estra per gli esercizi conclusi al 31 dicembre 2019 e 2018, 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			
	2019	% su Totale Ricavi Adjusted	2018	% su Totale Ricavi Adjusted	2019 vs 2018	%
Vendita di gas naturale ed energia elettrica	892.973	91%	750.633	89%	142.340	19%
Distribuzione di gas naturale	103.842	11%	110.179	13%	-6.338	-6%
Corporate ed altre aree di <i>business</i>	64.087	7%	52.728	6%	11.359	22%
Rettifiche ed elisioni	-75.118	-8%	-73.841	-9%	-1.277	2%
Totale Ricavi Adjusted	985.784	100%	839.699	100%	146.085	17%

Andamento della Gestione 2019 comparato al 2018

Al 31 dicembre 2019 il Gruppo ha conseguito ricavi adjusted complessivi per 985,8 milioni di euro con una crescita del 17% rispetto al 2018. La crescita dei ricavi è riferita, principalmente, alla Sbu Vendita gas e luce con un aumento di 142 milioni di euro di cui 105 milioni sul comparto gas e 37 milioni sul comparto elettrico, prevalentemente per maggiori volumi venduti per maggiori clienti e diverso mix di clientela. La diminuzione dei ricavi della Sbu Distribuzione di gas naturale (-6,3 milioni di euro) è dovuta ai minori ricavi per negoziazione titoli efficienza energetica che hanno più che compensato la crescita dei ricavi per ampliamento del perimetro di gestione per acquisizione Murgia Srl (+6,8 milioni di euro). In crescita i ricavi della Sbu Corporate ed altre aree di business sia per il consolidamento di Ecolat Srl (+4,6 milioni di euro) sia per l'aumento del fatturato delle telecomunicazioni e servizi energetici.

I costi esterni aumentano di 135,6 milioni di euro (+19%) con un'incidenza sui ricavi che passa dall'86,7% del 2018 all'87,6% del 2019. L'incremento dei costi esterni della Sbu vendita gas e luce pari a 147 milioni di euro è comprensivo dell'aumento di 40 milioni di euro dei costi passanti per oneri di distribuzione gas, trasporto e dispacciamento energia elettrica. I costi esterni della distribuzione gas diminuiscono di 13

milioni di euro per effetto della riduzione dei costi per negoziazione titoli efficienza energetica rispetto al 2018 (-16 milioni) compensati dai maggiori costi esterni per la gestione reti di Murgia.

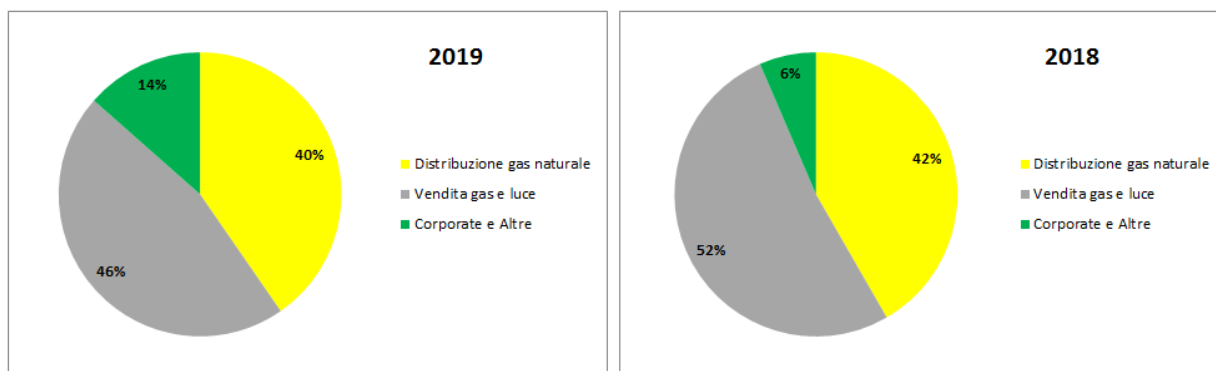
L'incremento del costo del lavoro adjusted che passa da 36,6 a 39,3 milioni di Euro è dovuto, per 2,3 milioni di euro, alle variazioni del perimetro di consolidamento, e per 1 milioni di euro (+2,7%) variazioni retributive personale dipendente.

Gli oneri da gestione rischio commodity registrano, nell'esercizio 2019 un valore positivo di 3,6 milioni di euro rispetto a 4,4 milioni di euro di oneri registrati nel 2018 principalmente a causa della variazione del fair value dei commodity swap utilizzati nell'attività di commercializzazione gas.

I proventi da valutazione partecipazioni di natura non finanziaria, 679 mila euro nel 2019 (558 mila Euro nel 2018) sono relativi al risultato di esercizio della società Edma Reti Srl.

L'ebitda adjusted è pari a 87,0 milioni di Euro, con una crescita di 15,9 milioni (+22%) rispetto ai 71,2 milioni del 2018. L'incidenza sui ricavi passa dal 8,5% al 8,8%. Le operazioni M&A contribuiscono per circa 4 milioni di euro all'ebitda consolidato.

Si fornisce di seguito il dettaglio della composizione dell'EBITDA tra le varie SBU per l'esercizio chiuso al 31 dicembre 2019 comparato con il precedente esercizio che evidenzia la maggiore incidenza percentuale dell'ebitda della della Sbu Corporate e altre sull'ebitda consolidato per la crescita dei comparti Telecomunicazioni, Servizi Energetici e Ambiente. In crescita anche l'EBITDA della Vendita gas e luce (+ 3,3 milioni) e Distribuzione gas (5,5 milioni)



Gli ammortamenti e svalutazioni adjusted ammontano a 45,1 milioni di euro in aumento rispetto ai valori dell'esercizio precedente (34,9 milioni) per le operazioni di acquisizione societarie e per nuovi investimenti per sviluppo della rete commerciale del gruppo. In aumento gli accantonamenti che passano da 8,4 a 11,7 milioni di euro principalmente per effetto dei maggiori accantonamenti a fondo svalutazione crediti nel settore della vendita di gas naturale ed energia elettrica, in correlazione alla crescita del fatturato.

Per effetto di quanto sopra, l'Ebit Adjusted passa da 27,9 milioni di euro del 2018 a 30,1 milioni del 2019 con una variazione positiva di 2,2 milioni di euro.

La gestione finanziaria adjusted presenta un saldo negativo di 10,6 milioni di euro in linea con i valori dell'esercizio precedente (10,7 milioni di euro).

L'utile ante imposte adjusted si attesta a 19,6 milioni di euro (17,2 milioni nel 2018).

Le imposte sul reddito adjusted ammontano a 8,5 milioni di euro.

L'utile netto d'esercizio adjusted è pari a 11,1 milioni di euro in aumento rispetto ai 10,8 del 2018. In diminuzione le quote di terzi del risultato netto d'esercizio che diminuiscono da 380 mila del 2018 a 72 mila euro del 2019, con il risultato del gruppo che passa da 10,4 a 11 milioni di euro con un incremento del 6%.

7. ANDAMENTO DELLA GESTIONE – SITUAZIONE PATRIMONIALE-FINANZIARIA

Di seguito sono forniti i principali dati patrimoniali e finanziari al 31 dicembre 2019 e 2018.

7.1 INDICATORI PATRIMONIALI 2019 COMPARATI CON IL 2018

Stato Patrimoniale Riclassificato (valori in migliaia di euro)	Esercizio chiuso al 31 dicembre 2019		Esercizio chiuso al 31 dicembre 2018	
	Valore	Incidenza	Valore	Incidenza
Immateriali	477.239	76,2%	425.885	72,4%
Materiali	109.570	17,5%	84.778	14,4%
Partecipazioni e attività finanziarie non correnti	38.789	6,2%	34.986	5,9%
Capitale Immobilizzato	625.598	99,9%	545.649	92,7%
Altre attività e passività non correnti	(52.174)	-8,3%	(43.389)	-7,4%
Capitale Circolante Netto Commerciale	90.903	14,5%	109.332	18,6%
Altre attività e passività correnti	(39.363)	-6,1%	(23.905)	-4,1%
Attività e Passività destinate alla vendita	0	0,0%	650	0,1%
Capitale Investito Netto	625.964	100,0%	588.337	100,0%
Patrimonio Netto	321.792	51,4%	325.253	55,3%
Indebitamento finanziario corrente netto	(73.690)	-11,8%	(109.993)	-18,7%
Indebitamento finanziario non corrente	377.863	60,4%	373.077	63,4%
Indebitamento Finanziario Netto	304.173	48,6%	263.084	44,7%
Totale fonti di finanziamento	625.965	100,0%	588.337	100,0%

Con riferimento all'esercizio chiuso al 31 dicembre 2019, il capitale immobilizzato passa da Euro 545,6 milioni di Euro a 625,6 milioni. Oltre che per effetto dell'iscrizione di diritti d'uso su fabbricati, impianti e altri beni per circa 16 milioni di euro, al 1 gennaio 2019, in seguito all'applicazione dell'IFRS 16, il capitale immobilizzato registra un incremento per effetto degli investimenti sulle varie aree di business e delle aggregazioni aziendali intervenute nell'esercizio 2019, tra le quali si segnalano le acquisizioni di Murgia Srl nel comparto della Distribuzione gas e di Ecolat Srl nel comparto Corporate e altro (ramo ambiente).

Il capitale circolante commerciale registra un'importante riduzione di 18,4 milioni di euro per l'effetto combinato dovuto all'aumento delle rimanenze, (+16 milioni) per maggiori volumi di gas in stoccaggio alla chiusura dell'esercizio, e alla riduzione dei crediti commerciali (-70 milioni di euro) parzialmente compensata dalla riduzione dei debiti commerciali (-38 milioni di euro).

L'incremento delle passività correnti (+16 milioni rispetto al 2018) è dovuto, prevalentemente, ai debiti per dividendi da erogare e all'aumento dei debiti tributari per imposte consumo e addizionali gas e energia e elettrica.

Il capitale investito netto ammonta a Euro 626 milioni di euro con un incremento del 6,4% rispetto al 2018.

Il patrimonio netto al 31 dicembre 2019 ammonta a Euro 321,8 milioni di euro (Euro 325,3 nel 2018). Le variazioni intervenute nell'esercizio sono riconducibili al risultato di periodo e alla distribuzione di dividendi. L'incidenza del patrimonio netto sul capitale raccolto è pari al 51,4% in diminuzione rispetto al 55,3% del 2018.

L'indebitamento finanziario netto è pari a 304,2 milioni di euro (263,1 nel 2018) con un'incidenza sul capitale raccolto che passa dal 44,7% al 48,6% per effetto dell'assorbimento di cassa dell'attività di investimento.

7.2 STRUTTURA FINANZIARIA 2019 COMPARATO CON 2018

Si riporta di seguito il dettaglio della composizione dell'indebitamento finanziario netto al 31 dicembre 2019 e 2018 derivato dai bilanci consolidati per gli esercizi chiusi alle medesime date, in conformità alla raccomandazione "ESMA update of the CESR recommendations. The consistent implementation of Commission Regulation (EC) No 809/2004 implementing the Prospectus Directive" del 20 marzo 2013 (già Raccomandazione del CESR 05-054b del 10 febbraio 2005).

(valori in migliaia di euro)	Esercizio chiuso al 31 dicembre 2019	Esercizio chiuso al 31 dicembre 2018
A. Cassa	17	15
B. Altre disponibilità liquide	195.731	228.678
C. Titoli detenuti per la negoziazione	-	-
D. Liquidità (A) + (B) + (C)	195.748	228.693
E. Crediti finanziari correnti	34.797	17.422
- <i>strumenti finanziari derivati correnti</i>	34.130	16.974
- <i>Crediti verso banche per interessi attivi</i>	667	448
F. Debiti bancari correnti	31.601	10.528
G. Parte corrente dell'indebitamento non corrente	88.271	104.780
- <i>debiti bancari</i>	82.182	67.322
- <i>obbligazioni emesse</i>	-	35.691
- <i>debiti v/altri finanziatori per leasing finanziari</i>	341	331
- <i>debiti v/altri finanziatori per leasing operativi</i>	4.313	-
- <i>debiti v/soci per finanziamenti</i>	1.435	1.435
H. Altri debiti finanziari correnti	36.983	20.814
- <i>strumenti finanziari derivati correnti</i>	36.983	20.814
I. Indebitamento finanziario corrente (F) + (G) + (H)	156.855	136.122
J. Indebitamento finanziario corrente netto (I) - (E) - (D)	(73.690)	(109.992)
K. Debiti bancari non correnti	206.810	210.724
L. Obbligazioni emesse	145.292	147.584
M. Altri debiti non correnti	25.761	14.769
- <i>debiti v/altri finanziatori per leasing finanziari</i>	4.753	5.094
- <i>debiti v/altri finanziatori per leasing operativi</i>	12.768	-
- <i>debiti v/soci per finanziamenti</i>	8.240	9.675
N. Indebitamento finanziario non corrente (K) + (L) + (M)	377.863	373.077
O. Indebitamento finanziario netto (J) + (N)	304.173	263.084

Al 31 dicembre 2019 l'indebitamento finanziario netto è pari Euro 304,2 milioni in aumento rispetto a 263,1 milioni di euro dell'esercizio 2018. Le principali variazioni nella composizione dell'indebitamento finanziario netto sono relative, alla diminuzione delle disponibilità liquide (da 228,7 milioni di euro del 2018 a 195,7 del 2019), all'aumento dell'indebitamento finanziario corrente che passa da 136,1 a 156,9 milioni di euro per l'incremento dei debiti bancari correnti (da 10,5 milioni di euro del 2018 a 31,6 del 2019) per un maggior utilizzo di linee di credito sui conti correnti bancari.

L'indebitamento finanziario non corrente passa da 373,1 a 377,9 milioni di euro per l'effetto combinato derivante dall'aumento dall'iscrizione dei per leasing operativi per 12,8 milioni di euro e dalla diminuzione dei debiti bancari non correnti che passano da 210,7 a 206,7 milioni di euro. I debiti per obbligazioni emesse rappresentano il 38,4% dell'indebitamento finanziario non corrente in linea con il valore del 2018 pari al 39,6%.

7.3 PRINCIPALI INDICATORI FINANZIARI 2019 E 2018

Nel seguito sono esposti i principali indici finanziari e patrimoniali sulla base del bilancio consolidato al 31 Dicembre 2019 e 2018:

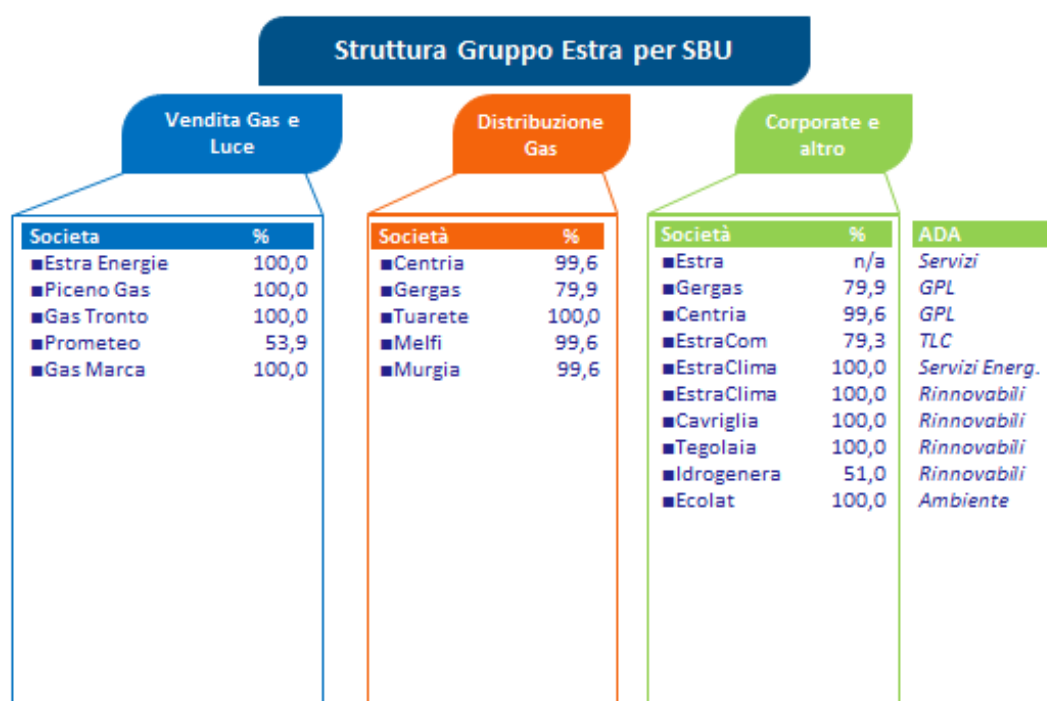
Indicatori patrimoniali e finanziari consolidati	Esercizio chiuso al 31 dicembre	
	2019	2018
Rapporto di solidità (totale attività non correnti / totale attivo)	53,2%	47,2%
Rapporto di elasticità (totale attività correnti / totale attivo)	46,8%	52,7%
Rapporto di disponibilità (totale attività non correnti / totale attività correnti)	113,6%	89,5%
Rapporto Indebitamento Finanziario Netto /Equity - (Leverage)	0,9	0,8
Rapporto Indebitamento Finanziario Netto /EBITDA Adjusted	3,5	3,7
Rapporto Indebitamento finanziario a breve termine	0,5	0,5
Rapporto Indebitamento finanziario a lungo termine	1,2	1,4

Nel seguito sono esposti i principali indici economici sulla base dei risultati adjusted del bilancio consolidato al 31 dicembre 2019 e 2018:

Indicatori economici	Esercizio chiuso al 31 dicembre	
	2019	2018
EBITDA margin	8,8%	8,5%
ROE	3,5%	3,3%
ROI	4,8%	4,7%

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

Il grafico seguente rappresenta il Gruppo Estra, con dettaglio delle società che operano all'interno delle Strategic Business Unit (SBU), ovvero settori operativi, con indicata la relativa percentuale di possesso da parte della Capogruppo Estra S.p.A.:



Nei prospetti seguenti sono esposti i conti economici per gli esercizi chiusi al 31 dicembre 2019 e 2018 divisi tra le varie strategic business units.

I conti economici sono comprensivi delle transazioni economiche tra le aree di affari, valorizzate a prezzi di mercato.

Settori operativi 2019 (valori in migliaia di euro)	Distribuzione gas naturale	Vendita gas e luce	Corporate e Altre	Rettifiche e Elisioni	Totale
Totale Ricavi	103.842	892.973	64.087	-75.118	985.784
Costi esterni	-54.536	-845.592	-38.653	75.118	-863.662
Costi del personale	-14.194	-10.808	-14.346		-39.348
Proventi/(oneri) da gestione rischio commodity	0	3.582	0	0	3.582
Quota del risultato di società collegate e joint venture di natura non finanziaria	0	0	679	0	679
EBITDA	35.112	40.155	11.767	0	87.034
Ammortamenti	-17.290	-15.334	-12.521	-	-45.145
Accantonamenti	-166	-11.331	-247	-	-11.744
Risultato operativo (EBIT)	17.656	13.490	-1.001	0	30.145

Settori operativi 2018 (valori in migliaia di euro)	Distribuzione gas naturale	Vendita gas e luce	Corporate e Altre	Rettifiche e Elisioni	Totale
Totale Ricavi Adjusted	110.179	750.633	52.728	-73.841	839.699
Costi esterni Adjusted	-67.738	-698.450	-35.725	73.841	-728.073
Costi del personale Adjusted	-12.790	-10.870	-12.945	0	-36.604
Proventi/(oneri) da gestione rischio commodity	0	-4.419	0	0	-4.419
Quota del risultato di società collegate e joint venture di natura non finanziaria	0	0	558	0	558
EBITDA Adjusted	29.651	36.895	4.616	0	71.162
Ammortamenti Adjusted	-13.066	-12.492	-9.354	0	-34.912
Accantonamenti Adjusted	-62	-8.225	-65	0	-8.353
EBIT Adjusted	16.523	16.177	-4.803	0	27.898

8.1 DISTRIBUZIONE GAS NATURALE

La seguente tabella presenta i principali dati economici relativi all'attività di distribuzione di gas naturale del Gruppo Estra per gli esercizi conclusi al 31 dicembre 2019 e 2018.

Distribuzione Gas Naturale	Esercizio chiuso al 31 dicembre					Variazione del periodo	
	2019	% su Totale Ricavi Adjusted	2018	% su Totale Ricavi Adjusted	% su Totale Ricavi Adjusted	2019 vs 2018	%
Conto economico del settore operativo							
(valori in migliaia di Euro)							
Totale Ricavi Adjusted	103.842	100%	110.179	100%	100%	-6.338	-6%
Costi esterni <i>adjusted</i>	-54.536	-53%	-67.738	-61%	-61%	13.202	-19%
Costi del personale	-14.194	-14%	-12.790	-12%	-12%	-1.404	11%
EBITDA Adjusted	35.112	34%	29.651	27%	27%	5.461	18%
Ammortamenti e svalutazioni	-17.290	-17%	-13.066	-12%	-12%	-4.224	32%
Accantonamenti	-166	0%	-62	0%	0%	-104	167%
EBIT Adjusted	17.656	17%	16.523	17%	17%	1.133	7%

La seguente tabella mostra i principali dati gestionali del Gruppo Estra relativi alla distribuzione di gas naturale per gli esercizi conclusi al 31 dicembre 2019 e 2018.

Indicatori gestionali	Esercizio chiuso al 31 dicembre		Variazione del periodo	
	2019	2018	2019 vs 2018	%
Gas immesso in rete (Mln'mc)	663	654	8	1,3%
PDR attivi ('000)	516	447	69	15,3%
Km di rete	6.984	6.378	606	9,5%

Andamento 2019 comparato al 2018

Al 31 dicembre 2019 la SBU Distribuzione gas naturale presenta ricavi da tariffa di vettoriamento pari a 65 milioni di euro in crescita rispetto ai 58 milioni di euro dell'esercizio precedente. La differenza è dovuta alla gestione di circa 66 mila pdr nell'Atem Bari 2 e Foggia 1 rilevato da 2i Rete Gas in seguito alla procedura dismissiva degli impianti, con inizio gestione al 1 aprile 2019. Inoltre Melfi Reti Gas Srl, società che gestisce circa 16 mila pdr in Molise, consolidata a partire dal secondo trimestre 2018 ha prodotto effetti economici per l'intero esercizio 2019. In aumento i ricavi per incrementi immobilizzazioni per lavori interni che passano da 19,7 milioni a 21,1 milioni. In sensibile diminuzione i ricavi per negoziazione dei titoli efficienza energetica che passano da 25 milioni a 9,7 milioni di euro con corrispondente riduzione dei costi di acquisto. Tale riduzione è dovuta all'acquisto, dal GME, di titoli "virtuali", che non hanno originato rilevazione di costo e ricavo (come per gli altri), ma solo la valorizzazione (tra i costi) dell'importo che il GME ha trattenuto per il loro 'acquisto. L'ebitda è pari a 35,1 milioni con una crescita di 5,5 milioni di euro rispetto al 2018 (+18%). Il contributo delle operazioni M&A è pari a 3,2 milioni di euro.

In crescita (+4,2 milioni di euro) gli ammortamenti per le acquisizioni aziendali e per gli investimenti realizzati, prevalentemente, nel comparto misura.

L'ebit è pari a 17,7 milioni di euro (16,5 nel 2018) con una variazione positiva del 7%.

In crescita i principali dati gestionali relativi ai PDR attivi e km di rete, grazie all'ampliamento del perimetro gestito e ai nuovi investimenti realizzati.

8.2 VENDITA GAS E LUCE

La seguente tabella presenta i principali dati economici relativi all'attività di vendita gas e luce del Gruppo Estra per gli esercizi conclusi al 31 dicembre 2019 e 2018.

Vendita gas e luce	Esercizio chiuso al 31 dicembre				Variazione del periodo	
	2019	% su Totale Ricavi Adjusted	2018	% su Totale Ricavi Adjusted	2019 vs 2018	%
Conto economico del settore operativo (valori in migliaia di Euro)						
Totale Ricavi Adjusted	892.973	100%	750.633	100%	142.340	19%
Costi esterni	-845.592	-95%	-698.450	-93%	-147.142	21%
Costi del personale	-10.808	-1%	-10.870	-1%	61	-1%
Proventi/(oneri) da gestione rischio commodity	3.582	0	-4.419	-0	8.001	-2
Proventi/(oneri) da partecipaz. di natura non fin.	-	-	-	-	-	-
EBITDA Adjusted	40.155	4%	36.895	5%	3.261	9%
Ammortamenti e svalutazioni	-15.334	-2%	-12.492	-2%	-2.842	23%
Accantonamenti	-11.331	-1%	-8.225	-1%	-3.106	38%
EBIT Adjusted	13.490	2%	16.177	2%	-2.687	-17%

Le seguenti tabelle mostrano i principali dati gestionali del Gruppo Estra relativi alla vendita di gas naturale e energia elettrica per gli esercizi conclusi al 31 dicembre 2019 e 2018.

Esercizio al 31 dicembre					Variazione del periodo	
Numero PDR gas	2019	% su TOT	2018	% su TOT	2019 vs 2018	%
Mercato finale Libero	363.261	57,2%	328.074	51,0%	35.187	10,7%
Mercato finale Tutelato	272.313	42,8%	315.387	49,0%	-43.074	-13,7%
TOTALE	635.574	100,0%	643.461	100,0%	-7.887	-1,2%

Esercizio chiuso al 31 dicembre					Variazione del periodo	
Volumi gas (Mln'mc)	2019	% su TOT	2018	% su TOT	2019 vs 2018	%
Mercato finale Libero	1.251	84,1%	1.055	71,1%	196	18,6%
Mercato finale Tutelato	236	15,9%	282	19,0%	-46	-16,4%
Mercato PSV	444	29,9%	146	9,8%	299	>100%
TOTALE	1.931	100,0%	1.483	90,2%	448	30,2%

Esercizio al 31 dicembre					Variazione del periodo	
Numero POD ee	2019	% su TOT	2018	% su TOT	2019 vs 2018	%
Mercato finale Libero	145.662	88,4%	110.598	84,6%	35.064	31,7%
Mercato finale Tutelato	19.197	11,6%	20.146	15,4%	-949	-4,7%
TOTALE	164.859	100,0%	130.744	100,0%	34.115	26,1%

Esercizio chiuso al 31 dicembre					Variazione del periodo	
Volumi ee (Gwh)	2019	% su TOT	2018	% su TOT	2019 vs 2018	%
Mercato finale Libero	734	94,3%	604	93,0%	130	21,6%
Mercato finale Tutelato	44	5,7%	45	7,0%	-1	-2,4%
TOTALE	778	100,0%	649	100,0%	129	19,9%

Esercizio al 31 dicembre					Variazione del periodo	
Numero clienti gas e luce	2019	% su TOT	2018	% su TOT	2019 vs 2018	%
Mercato finale Libero	508.923	63,6%	438.672	56,7%	70.251	16,0%
Mercato finale Tutelato	291.510	36,4%	335.533	43,3%	-44.023	-13,1%
TOTALE	800.433	100,0%	774.205	100,0%	26.228	3,4%

Esercizio chiuso al 31 dicembre				Variazione del periodo	
Trading (Mln'mc)	2019	2018		2019 vs 2018	%
Volumi scambiati		1.020	1.013	7	0,7%

Andamento 2019 comparato al 2018

I ricavi del comparto vendita gas e luce registrano un incremento di 142,3 milioni di euro rispetto all'esercizio precedente principalmente per effetto di:

- incremento delle vendite nel comparto gas per 48 milioni di euro soprattutto nei confronti dei clienti business e grossisti;
- incremento delle vendite al PSV e per operazioni di bilanciamento con ricavi che passano da 45 milioni di euro del 2018 a 89 milioni di euro del 2019;
- incremento delle vendite ai clienti del comparto elettrico per 14 milioni di euro;
- aumento delle componenti passanti della distribuzione gas (+15 milioni di euro) e del trasporto e bilanciamento energia elettrica (+23 milioni di euro).

I ricavi gas sono pari a circa l'84% dei ricavi complessivi della Sbu in linea con i valori dell'esercizio precedente.

L'Ebitda della SBU Vendita Gas e Luce è pari a 40,2 milioni di euro in crescita del 9% rispetto all'esercizio precedente e rappresenta il 46% dell'Ebitda consolidato (52% nel 2018).

Gli ammortamenti e le svalutazioni, che ammontano a 15,3 milioni di euro sono in aumento rispetto ai valori dell'esercizio precedente (12,5 milioni di euro al 31 dicembre 2018) per effetto degli investimenti per acquisizioni clienti. In aumento anche gli accantonamenti che passano da 8,2 a 11,3 milioni di euro in relazione al consistente aumento del fatturato. L'ebit adjusted è pari a 13,5 milioni di euro (16,2 nel 2018).

8.3 CORPORATE E ALTRE ATTIVITÀ

Nel settore "Corporate e Altre Attività" sono compresi i servizi del settore telecomunicazioni, energetici (calore e cogenerazione), rinnovabili, ambiente, nonché le attività svolte dalla *holding* in termini coordinamento e gestione accentrata di funzioni aziendali corporate verso le altre società del Gruppo.

La seguente tabella presenta i principali dati economici relativi alle altre SBU del Gruppo Estra per gli esercizi conclusi al 31 dicembre 2019 e 2018.

Corporate e Altre	Esercizio chiuso al 31 dicembre				Variazione del periodo	
	2019	% su Totale Ricavi Adjusted	2018	% su Totale Ricavi Adjusted	2019 vs 2018	%
Conto economico del settore operativo						
(valori in migliaia di Euro)						
Totale Ricavi	64.087	100%	52.728	100%	11.359	22%
Costi esterni	-38.653	-60%	-35.725	-68%	-2.928	8%
Costi del personale	-14.346	-22%	-12.945	-25%	-1.401	11%
Proventi/(oneri) da gestione rischio commodity	-	0%	-	0%	-	-
Quota del risultato di società collegate e joint venture di natura non finanziaria	679	1%	558	1%	120	22%
Margine operativo lordo (EBITDA)	11.767	18%	4.616	9%	7.151	155%
Ammortamenti e Svalutazioni adjusted	-12.521	-20%	-9.354	-18%	-3.167	34%
Accantonamenti adjusted	-247	0%	-65	0%	-182	279%
EBIT Adjusted	-1.001	-2%	-4.803	-9%	3.802	-79%

Andamento 2019 comparato al 2018

L'incremento dei ricavi della Sbu Corporate e altre attività è dovuto principalmente all'acquisizione di Ecolat che ha contribuito all'aumento dei ricavi della sbu per 4,7 milioni di euro. Si registrano inoltre incrementi significativi nel comparto dei Servizi Energetici e Telecomunicazioni.

Al 31 dicembre 2019 l'ebitda adjusted della SBU Corporate e Altre è pari a 11,8 milioni di euro rispetto a 4,6 milioni di euro dell'esercizio precedente con una crescita di oltre 7 milioni di euro.

L'incremento è da imputare: i) al ramo ambiente che contribuisce per 0,9 milioni di euro all'ebitda della Sbu, ii) al miglioramento della marginalità dei comparti Telecomunicazioni (+0,5) Servizi Energetici e Rinnovabili (+1,1); iii) alla riduzione costi esterni della holding con marginalità che aumenta di 2,4 milioni di euro e iv) agli effetti della prima applicazione del principio contabile IFRS 16 che ha avuto impatto sull'ebitda della capogruppo per 2,1 mln di euro.

L'ebitda della Sbu corporate e altre attività rappresenta il 13,5% dell'Ebitda del gruppo (6,5% nel 2019).

In crescita ammortamenti e svalutazioni che passano da 9,4 a 12,5 milioni di euro per gli investimenti realizzati nei vari comparti e per l'applicazione del principio contabile IFRS 16 (+1,6 milioni di euro). L'ebit è negativo per 1 milione di euro rispetto al risultato negativo di 4,8 del 2019.

9. RICONCILIAZIONE TRA IL RISULTATO DEL PERIODO ED IL PATRIMONIO NETTI 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 2019	
	Risultato dell'esercizio di Gruppo	Patrimonio netto Totale
Patrimonio netto e risultato d'esercizio come riportati nel bilancio d'esercizio della società controllante	9.707	413.840
Risultati ed eliminazione del valore di carico delle partecipate consolidate integralmente	22.950	17.439
Storno svalutazioni partecipazioni	-	382
Eliminazione effetti su plusvalenze infragruppo	4.190	-122.182
Scritture di Consolidamento Metodo del Patrimonio Netto	590	1.740
Altre	-	-145
Ammortamento delle differenze di consolidamento	-5.889	-19.166
Eliminazione effetti da fusioni infragruppo	2.301	5.169
Eliminazione dei dividendi infragruppo	-17.220	-1.021
Risultato d'esercizio e Patrimonio netto del Gruppo come riportati nel bilancio consolidato	16.629	296.057
Quote di terzi di risultato e patrimonio netto	72	25.737
Risultato d'esercizio e Patrimonio netto come riportati nel bilancio consolidato	16.701	321.793

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

Si segnalano i seguenti fatti di rilievo avvenuti successivamente alla chiusura dell'esercizio:

Accordo di investimento per l'acquisizione di Bisenzio Ambiente S.r.l.

Ad inizio aprile 2020, Estra S.p.A., Consiag S.p.A. (socio al 45% di Estra S.p.A.) e Cipeco S.r.l. hanno sottoscritto accordi di investimento finalizzati a procedere ad operazioni societarie volte alla progressiva acquisizione da parte di Estra S.p.A. di una partecipazione di controllo fino all'85% nel capitale sociale di Bisenzio Ambiente S.r.l., attualmente interamente posseduta da Cipeco S.r.l.

La società Bisenzio Ambiente S.r.l. ha per oggetto in particolare la gestione di impianti di stoccaggio e trattamento chimico, fisico e biologico di rifiuti speciali pericolosi e non pericolosi liquidi ed è titolare, a seguito di conferimento effettuato da Cipeco S.r.l. di una Autorizzazione Integrata Ambientale (A.I.A.) e di un impianto per l'esercizio dell'attività di trattamento rifiuti speciali liquidi pericolosi e non pericolosi, in fase di avvio.

Gli accordi di investimento prevedono per il 2020 un ingresso di Estra nel capitale sociale di Bisenzio Ambiente al 5% mediante sottoscrizione di un aumento di capitale sociale deliberato dal socio Cipeco a favore di terzi di Euro 39 migliaia e contestuale erogazione di un finanziamento di Euro 461 migliaia. Estra

S.p.A. è altresì tenuta al rilascio alla Regione Toscana della garanzia finanziaria dell'importo massimo di Euro 4 milioni ed in accordo con le disposizioni di cui alla DGRT n. 743 del 6 agosto 2012 e smi.

L'iniziativa rientra nella strategia del Gruppo di investire nel settore ambientale anche in ottica di diversificazione del business.

Emergenza epidemiologica da COVID-19

Alla data di predisposizione della presente relazione, un nuovo coronavirus conosciuto come Covid-19, inizialmente rilevato a Wuhan, in Cina, sta contagiando migliaia di persone in numerosi paesi del mondo e l'Italia è uno dei paesi che stanno, al momento, sperimentando un livello particolarmente elevato di diffusione.

Il Consiglio di Amministrazione di Estra ha, sin da subito, monitorato con estrema attenzione l'evolversi degli eventi al fine di ottemperare alle normative emanate circa l'attuazione delle misure di contenimento del contagio ed individuato tempestivamente le misure ritenute più appropriate a sostegno dei lavoratori, della sicurezza e dei servizi, garantendo un'informazione continuativa a tutti i dipendenti.

In particolare, attraverso un Comitato per la gestione dell'emergenza appositamente costituito, sono state subito messe in atto varie misure precauzionali atte a contenere la diffusione del nuovo coronavirus e salvaguardare la salute e sicurezza nei luoghi di lavoro. Le misure hanno riguardato, in particolare:

- La pulizia e sanificazione dei luoghi di lavoro;
- Il ridimensionamento delle compresenze sui luoghi di lavoro, soprattutto attraverso: i) l'attivazione per quanto possibile di smart working o altre forme di lavoro che non richiedano la presenza in azienda, ii) l'utilizzo di ferie arretrate non fruita, permessi contrattuali, recupero delle ore di straordinario, ecc., iii) in ogni caso, il rispetto delle distanze minime di sicurezza;
- La regolamentazione degli accessi ai luoghi di lavoro e, in particolare, la regolamentazione degli accessi del personale dipendente in azienda e nelle parti comuni per evitare gli assembramenti e il mancato rispetto delle distanze di sicurezza e la riduzione all'indispensabile dell'accesso alle sedi aziendali da parte di consulenti, clienti o fornitori vari;
- La prevenzione e gestione di eventuali persone con sintomatologia;
- La stipula di un'assicurazione a sostegno dei lavoratori in caso di contagio da COVID-19. La polizza prevede una copertura assicurativa la cui validità si estende a tutti i dipendenti, fino al 31 dicembre 2020 compreso;
- La riduzione di ogni spostamento delle persone fisiche ai soli spostamenti per comprovate esigenze lavorative o situazioni di necessità.

Stante il loro carattere di servizio "essenziale", il Gruppo non ha registrato al momento interruzioni di attività, ma solo alcune limitazioni.

Con riferimento alle attività di business prevalenti, si evidenzia:

- per la distribuzione di gas naturale: un forte ridimensionamento/sospensione di tutte le attività procrastinabili poiché non direttamente legate alla sicurezza e alla continuità del servizio;
- per la vendita di gas naturale ed energia elettrica: i) la decisione di chiudere tutti gli uffici al pubblico offrendo canali alternativi di contatto, tramite i quali poter effettuare, a distanza, le stesse pratiche che si sarebbero svolte presso gli uffici, ii) la decisione di non applicare gli interessi di mora normalmente previsti sulle bollette scadute o in scadenza tra il 9 marzo e il 20 aprile.

Il Consiglio di Amministrazione ritiene che la situazione emergenziale possa avere impatti soprattutto sul settore della vendita di gas naturale e di energia elettrica, che genera circa il 45% de margine operativo lordo consolidato in particolare per effetto di: i) una prevedibile riduzione dei consumi della clientela retail e business (a seguito della chiusura delle attività "non essenziali" disposta dalle prescrizioni ministeriali entrate in vigore il 10 marzo 2020) e ii) un possibile incremento dei crediti scaduti ed in sofferenza nei confronti della clientela domestico, retail, business e pubblica amministrazione.

Ciononostante, considerata la rapida evoluzione della situazione e del contagio e le forti incertezze relative alla durata della situazione emergenziale ed all'estensione degli effetti economico-sociali del Coronavirus Covid-19, non è al momento possibile valutare in maniera attendibile quelli che possono essere i reali impatti sulla performance e sulla situazione finanziaria e patrimoniale del Gruppo.

11. EVOLUZIONE PREVEDIBILE DELLA GESTIONE

Il Gruppo proseguirà nel suo impegno costante di generare valore e crescita, focalizzando la propria attenzione verso obiettivi di miglioramento delle proprie performance operative e di consolidamento della propria presenza nei settori di attività in cui opera, anche attraverso operazioni industriali.

Oltre che dall'implementazione delle proprie strategie, i risultati del Gruppo 2020 potranno essere condizionati dalla emergenza Covid-19 come illustrato nel paragrafo precedente, oltre che da altri cambiamenti nelle condizioni di business quali, in particolare, eventuali nuovi provvedimenti tariffari da parte dell'Autorità di Regolazione, variazioni del contesto di mercato, l'evoluzione dei consumi, l'andamento dell'offerta, dei prezzi e delle politiche di approvvigionamento di commodities.

12. NORMATIVA DI SETTORE

Si evidenziano di seguito i tratti salienti delle principali tematiche oggetto dell'evoluzione normativa relativa all'anno 2018 per le diverse aree di business del Gruppo Estra.

Vendita gas naturale

DELIBERA 27 DICEMBRE 2018 – 709/2018/R/gas; DELIBERA 26 MARZO 2019 – 108/2018/R/gas; DELIBERA 25 GIUGNO 2019 – 264/2019/R/gas; DELIBERA 24 SETTEMBRE 2019 – 384/2019/R/gas. Aggiornamento trimestrale delle condizioni economiche di fornitura del gas naturale per il servizio di tutela. I presenti provvedimenti aggiornano, per ciascun trimestre dell'anno 2019, le condizioni economiche del servizio di fornitura del gas naturale per il cliente tutelato.

DELIBERA 25 GIUGNO 2019 – 271/2019/R/gas. Disposizioni relative al processo di messa a disposizione al Sistema informativo integrato (SII) dei dati tecnici dei punti di riconsegna e dei dati di misura e modifica degli standard di comunicazione con riferimento al settore gas. Il presente provvedimento contiene le disposizioni relative al processo di messa a disposizione dei dati tecnici e anagrafici dei punti di riconsegna al SII e dei dati di misura e modifica degli standard di comunicazione con riferimento al settore gas.

DELIBERA 03 SETTEMBRE 2019 – 366/2019/R/gas. Condizioni economiche di fornitura del gas naturale per il servizio di tutela – modifiche al TIVG a partire dall'1 gennaio 2020. La deliberazione modifica il TIVG in ragione dell'assetto della tariffa per il servizio di trasporto del gas naturale previsto a partire da gennaio 2020.

DELIBERA 26 NOVEMBRE 2019 – 493/2019/R/gas. Aggiornamento delle modalità e tempistiche di entrata in operatività delle disposizioni relative al processo di messa a disposizione al Sistema Informativo Integrato dei dati tecnici dei punti di riconsegna e dei dati di misura con riferimento al settore gas. Il presente provvedimento accoglie le richieste di proroga pervenute con riferimento all'entrata in operatività della razionalizzazione dei flussi informativi contenenti dati di misura e dati tecnici dei punti di riconsegna, disposta con deliberazione 271/2019/R/gas.

DELIBERA 27 DICEMBRE 2019 – 577/2019/R/gas. Aggiornamento, per il mese di gennaio 2020, delle condizioni economiche di fornitura dei gas diversi dal gas naturale, a seguito della variazione dell'elemento a copertura dei costi di approvvigionamento relativi alla materia prima, conferma della componente QVD per i gas diversi dal gas naturale e modifiche al TIVG. Il presente provvedimento aggiorna, per il mese di gennaio 2020, le condizioni economiche di fornitura dei gas diversi da gas naturale, a seguito della variazione dell'elemento a copertura dei costi di approvvigionamento relativi alla materia prima, conferma i valori della componente QVD per il periodo 1 gennaio 2020 - 31 dicembre 2021 e modifica il TIVG.

Vendita energia elettrica

DELIBERA 27 DICEMBRE 2018 – 708/2018/R/eel; DELIBERA 26 MARZO 2019 109/2019/R/eel; DELIBERA 25 GIUGNO 2019 – 263/2019/R/eel; DELIBERA 24 SETTEMBRE 2019 – 383/2019/R/eel. Aggiornamento trimestrale delle condizioni economiche di vendita dell'energia elettrica in maggior tutela. I presenti provvedimenti aggiornano, per ciascun trimestre dell'anno 2019, le condizioni economiche del servizio di vendita dell'energia elettrica in maggior tutela.

DELIBERA 05 FEBBRAIO 2019 – 39/2019/R/eel. Disposizioni in tema di adeguamento delle garanzie per il servizio di trasporto dell'energia elettrica. Conferma, con integrazioni operative, della deliberazione dell'Autorità 655/2018/R/eel. Il presente provvedimento conferma gli interventi approvati dalla deliberazione 655/2018/R/eel, al codice di rete tipo per il servizio di trasporto dell'energia elettrica nei casi di mancato adeguamento o mancata integrazione delle garanzie prestate dall'utente del trasporto, introducendo altresì disposizioni operative relative alle comunicazioni nella gestione delle garanzie.

CONSULTAZIONE 12 FEBBRAIO 2019 – 49/2019/R/eel. Prelievi fraudolenti dei clienti finali di energia elettrica. Orientamenti per la revisione del meccanismo di cui all'articolo 16bis del TIV. Il presente documento per la consultazione reca gli orientamenti dell'Autorità in merito alla revisione del meccanismo di compensazione dei prelievi fraudolenti di cui all'articolo 16bis del TIV.

CONSULTAZIONE 19 MARZO 2019 – 100/2019/R/eel. Sistemi di smart metering di seconda generazione per la misura di energia elettrica in bassa tensione. Aggiornamento per il triennio 2020-2022 delle disposizioni in materia di messa in servizio e riconoscimento dei costi dei sistemi di smart metering 2G. Il presente documento per la consultazione illustra gli orientamenti dell'Autorità riguardo l'aggiornamento delle modalità di riconoscimento di costi relativi a sistemi di smart metering di seconda generazione (2G) per la misura di energia elettrica in bassa tensione per il periodo 2020-2022.

DELIBERA 19 MARZO 2019 – 103/2019/R/eel. Ulteriori disposizioni in merito alla suddivisione della rete rilevante in zone, in esito al processo di revisione svolto ai sensi del Regolamento (UE) 2015/1222 (CACM). Con questo provvedimento l'Autorità completa il processo di revisione delle zone di mercato avviato con la deliberazione 22/2018/R/eel, definendo la nuova configurazione zonale che troverà applicazione a partire dal 2021.

DELIBERA 02 APRILE 2019 – 119/2019/R/eel. Misure per l'efficientamento della gestione dei prelievi fraudolenti dei clienti finali in maggior tutela e revisione del meccanismo di cui all'articolo 16bis del TIV. Il presente provvedimento introduce misure per l'efficientamento della gestione dei prelievi fraudolenti dei clienti finali in maggior tutela e rivede il meccanismo di cui all'articolo 16bis del TIV relativo alla compensazione degli importi non incassati relativi a tali prelievi.

DELIBERA 28 MAGGIO 2019 – 202/2019/R/eel. Disposizioni alle imprese distributrici e ai venditori per le imprese a forte consumo di energia elettrica in ordine a fatturazione e rateizzazione dei conguagli relativi all'anno 2017 e misure per la riduzione degli oneri finanziari dei venditori. Con il presente provvedimento l'Autorità dà disposizioni alle imprese distributrici e ai venditori in ordine a fatturazione e rateizzazione dei conguagli di competenza dell'anno 2017 relativi alla applicazione della componente A_E e di quanto previsto al comma 2.1, lettera b), della deliberazione 518/2014/R/eel per le imprese a forte consumo di energia elettrica. Sono altresì introdotte modifiche e integrazioni alla deliberazione 629/2017/R/eel.

DELIBERA 25 GIUGNO 2019 – 272/2019/R/eel. Disposizioni funzionali all'estensione della verifica ex ante del valore di potenza media annua con riferimento alle richieste di switching presentate da ciascun utente del dispacciamento. Il presente provvedimento contiene le disposizioni funzionali all'estensione della verifica *ex ante* del valore di Potenza Media Annuo con riferimento alle richieste di *switching* presentate da ciascun utente del dispacciamento.

DELIBERA 26 SETTEMBRE 2019 – 396/2019/R/eel. Avvio di procedimento per l'attuazione degli interventi previsti dalla legge 4 agosto 2017, n. 124 (legge annuale per il mercato e la concorrenza) in merito all'istituzione del servizio di salvaguardia per i clienti domestici e le piccole imprese del settore dell'energia elettrica. Il presente provvedimento avvia un procedimento finalizzato all'acquisizione di primi elementi informativi utili alla predisposizione della regolazione del 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 che si troveranno senza fornitore, all'indomani della cessazione del servizio di maggior tutela, in attuazione dell'articolo 1, comma 60 della legge 124/17.

CONSULTAZIONE 26 SETTEMBRE 2019 – 397/2019/R/eel. Servizio di salvaguardia per i clienti finali domestici e piccole imprese del settore dell'energia elettrica di cui all'art. 1, comma 60 della legge n. 124/17. Il presente documento per la consultazione è finalizzato all'acquisizione di primi elementi informativi utili alla predisposizione della regolazione del 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 che si troveranno senza fornitore, all'indomani della cessazione del servizio di maggior tutela, in attuazione dell'articolo 1, comma 60 della legge 124/17.

DELIBERA 15 OTTOBRE 2019 – 409/2019/R/eel. Conclusione del procedimento in tema di versione "2.1" degli smart meter di energia elettrica in bassa tensione. La deliberazione conclude il procedimento avviato con la deliberazione 289/2017/R/eel per la definizione di eventuali requisiti aggiuntivi relativi alla "versione 2.1" dello smart meter di seconda generazione (2G) per la misura di energia elettrica in bassa tensione.

DELIBERA 19 NOVEMBRE 2019 – 479/2019/R/eel. Semplificazione e centralizzazione nell'ambito del Sistema Informativo Integrato dei contenuti e delle modalità operative dei flussi informativi tra distributori e venditori di energia elettrica inerenti ai dati tecnici e di misura dei punti di prelievo e ai dati funzionali alla gestione del cambio fornitore. Il presente provvedimento approva la razionalizzazione dei flussi informativi inerenti ai dati tecnici e di misura dei punti di prelievo e ai dati funzionali alla gestione del cambio fornitore, nonché l'introduzione di un servizio informativo dati tecnici per le controparti commerciali nell'ambito del SII.

Vendita gas naturale ed energia elettrica

Di seguito si illustrano i principali interventi normativi che hanno interessato contemporaneamente i settori della vendita gas naturale e vendita energia elettrica.

CONSULTAZIONE 29 GENNAIO 2019 – 33/2019/R/com. Disciplina del recesso dai contratti di fornitura di energia elettrica e gas per i punti di prelievo non connessi in bassa tensione e per i punti di riconsegna in cui si registrano consumi annui superiori ai 200.000 smc. Il presente documento per la consultazione contiene gli orientamenti in merito alle modalità di esercizio del diritto di recesso dai contratti di fornitura per i clienti finali che hanno consumi rilevanti di energia elettrica e gas naturale.

DELIBERA 19 FEBBRAIO 2019 – 59/2019/R/com. Linee guida volontarie per la promozione delle offerte di energia elettrica e di gas naturale a favore di gruppi di acquisto rivolti ai clienti finali domestici e alle piccole imprese. Il presente provvedimento definisce il contenuto delle linee guida per promuovere le offerte commerciali di energia elettrica e di gas naturale a favore dei gruppi di acquisto, con particolare riferimento alla confrontabilità, alla trasparenza e alla pubblicità delle offerte, nonché alla realizzazione di piattaforme informatiche tese a facilitare l'aggregazione dei piccoli consumatori" in ottemperanza alle disposizioni di cui all'articolo 1, comma 65 della legge 4 agosto 2017, n. 124.

DELIBERA 19 FEBBRAIO 2019 – 61/2019/R/com. Modifiche all'articolo 5, comma 5.3 bis, del Testo Integrato delle modalità applicative dei regimi di compensazione della spesa sostenuta dai clienti domestici disagiati per le forniture di energia elettrica e gas naturale. Il presente provvedimento approva modifiche al Testo integrato delle modalità applicative dei regimi di compensazione della spesa sostenuta dai clienti domestici disagiati per le forniture di energia elettrica e gas naturale, sulla base del Decreto-legge 28 gennaio 2019, n. 4.

DELIBERA 05 MARZO 2019 – 85/2019/R/com. Affinamenti del regolamento di funzionamento del portale offerte di cui alla legge 4 agosto 2017, n. 124 e modifiche alla deliberazione dell'Autorità 51/2018/R/com. Il presente provvedimento modifica la deliberazione dell'Autorità 1 febbraio 2018, 51/2018/R/com apportando alcune modifiche puntuali al Regolamento di funzionamento del Portale Offerte di cui alla legge n. 124/17.

DELIBERA 21 MAGGIO 2019 - 196/2019/R/com. Integrazione delle disposizioni in materia di modalità di esercizio del diritto di recesso dai contratti di fornitura di energia elettrica e gas da parte dei clienti finali di grandi dimensioni. Il presente provvedimento integra le disposizioni in merito alle modalità di esercizio del diritto di recesso dai contratti di fornitura di energia elettrica e gas naturale per i clienti finali di grandi dimensioni.

DELIBERA 21 MAGGIO 2019 - 197/2019/R/com. Avvio di un procedimento per la definizione di strumenti regolatori per l'informazione e l'empowerment dei clienti finali nei mercati retail dell'energia elettrica e del gas naturale da parte dei venditori. Integrazioni alla deliberazione dell'Autorità 746/2017/R/com. Il presente schema di provvedimento avvia il procedimento relativo alla definizione di strumenti regolatori per l'informazione e l'empowerment dei clienti finali nei mercati retail dell'energia elettrica e del gas naturale e introduce integrazioni alla deliberazione 746/2017/R/com nell'ambito degli obblighi di informazione, in capo ai venditori, in relazione al superamento delle tutele di prezzo, nei medesimi mercati.

DELIBERA 18 GIUGNO 2019 - 246/2019/R/com. Integrazione e modifiche alla deliberazione dell'Autorità 712/2018/R/com, in materia di fatturazione elettronica, a seguito delle disposizioni della legge 205/2017. Il presente provvedimento integra e modifica le disposizioni della deliberazione dell'Autorità 712/2018/R/com in tema di bolletta sintetica per i clienti finali e di documenti contabilizzanti il servizio di distribuzione del gas naturale e di trasporto dell'energia elettrica, per un'attuazione più agevole per i diversi soggetti coinvolti, del coordinamento della regolazione dell'Autorità con le disposizioni legislative in tema di fatturazione elettronica.

DELIBERA 25 GIUGNO 2019 - 270/2019/R/com. Istituzione del Portale dei consumi di energia elettrica e di gas naturale in attuazione della legge 205/2017. Il presente provvedimento definisce la disciplina per la realizzazione e la gestione del Portale Consumi per la messa a disposizione dei clienti finali dei consumi di energia elettrica e gas naturale, previsto dalla legge 205/17.

DELIBERA 17 SETTEMBRE 2019 - 376/2019/R/com. Adeguamento delle disposizioni relative al fondo a copertura dell'eventuale debito derivante da inadempimenti degli operatori sul mercato del gas naturale e sul mercato elettrico per gli importi eccedenti le garanzie escusse. Con il presente provvedimento, si prevede di ampliare l'operatività del Fondo MGAS per costituire un presidio unico a garanzia degli operatori creditori dei mercati dell'energia elettrica e del gas.

DELIBERA 26 SETTEMBRE 2019 - 386/2019/E/com. Verifiche e controlli sulle imprese esercenti l'attività di vendita al dettaglio di energia elettrica e di gas. Il provvedimento approva l'avvio di una ricognizione di tipo documentale nei confronti di venditori al dettaglio di energia elettrica e di gas, che prevede anche la collaborazione della Guardia di Finanza nella raccolta di informazioni.

CONSULTAZIONE 19 DICEMBRE 2019 - 564/2019/R/com. Rafforzamento degli obblighi informativi del codice di condotta commerciale a vantaggio dei clienti finali del mercato retail. Il presente documento per la consultazione presenta gli orientamenti dell'Autorità volti a rafforzare la trasparenza degli obblighi informativi dei venditori a vantaggio dei clienti finali nelle fasi precontrattuale e contrattuale mediante la revisione del Codice di condotta commerciale per la vendita di energia elettrica e di gas naturale ai clienti finali.

Distribuzione gas naturale

DELIBERA 05 MARZO 2019 - 75/2019/R/gas. Determinazione dei premi e delle penalità relativi ai recuperi di sicurezza del servizio di distribuzione del gas naturale per l'anno 2015 e modifica della RQDG. Il presente provvedimento determina, per l'anno 2015, i premi e le penalità relativi ai recuperi di sicurezza del servizio di distribuzione del gas naturale e modifica la RQDG in relazione alla gestione della rettifica di dati.

DELIBERA 19 MARZO 2019 - 99/2019/R/gas. Rideterminazione di tariffe di riferimento per i servizi di distribuzione e misura del gas, per gli anni 2011-2017. Con il presente provvedimento si procede alla rideterminazione delle tariffe di riferimento per i servizi di distribuzione e misura del gas per gli anni 2011-2017, sulla base di richieste di rettifica di dati pervenute entro la data del 15 febbraio 2019.

DELIBERA 09 APRILE 2019 – 128/2019/R/gas. Determinazione delle tariffe di riferimento provvisorie per i servizi di distribuzione e misura del gas, per l'anno 2019. Con il presente provvedimento si procede all'approvazione delle tariffe di riferimento provvisorie per i servizi di distribuzione e misura del gas per l'anno 2019, sulla base di quanto disposto dall'articolo 3, comma 2, della RTDG, considerando le richieste di rettifica di dati presentate entro la data del 15 febbraio 2019.

DELIBERA 09 APRILE 2019 – 130/2019/R/gas. Rideterminazione di importi di perequazione bimestrale d'acconto relativi al servizio di distribuzione del gas naturale, per l'anno 2019. Con il presente provvedimento si procede alla rideterminazione del valore dell'importo di perequazione bimestrale d'acconto relativo al servizio di distribuzione di gas naturale, di cui all'articolo 45 della RTDG, per l'anno 2019, precedentemente approvato con la deliberazione 667/2018/R/gas.

CONSULTAZIONE 07 MAGGIO 2019 – 170/2019/R/gas. Linee di intervento per la regolazione di tariffe e qualità dei servizi di distribuzione e misura del gas nel quinto periodo di regolazione. Il presente documento per la consultazione illustra le principali linee di intervento per la definizione dei criteri di regolazione tariffaria e della qualità dei servizi di distribuzione e misura del gas nel quinto periodo regolatorio.

DELIBERA 09 LUGLIO – 301/2019/R/gas. Procedure ad evidenza pubblica per l'individuazione dei fornitori di ultima istanza e dei fornitori del servizio di default distribuzione, a partire dal 1 ottobre 2019. Il presente provvedimento disciplina le procedure concorsuali per l'individuazione dei fornitori di ultima istanza e dei fornitori del servizio di *default* del gas naturale a partire dall'1 ottobre 2019 e aggiorna la disciplina di erogazione dei medesimi servizi.

CONSULTAZIONE 30 LUGLIO 2019 – 338/2019/R/gas. Orientamenti per la durata del periodo di regolazione e per la regolazione della qualità dei servizi di distribuzione e misura del gas nel quinto periodo di regolazione. Il presente documento per la consultazione illustra gli orientamenti dell'Autorità in relazione alla durata del periodo regolatorio e ai criteri di regolazione della qualità che troveranno applicazione a partire dell'anno 2020.

DELIBERA 08 OTTOBRE 2019 – 406/2019/R/gas. Osservazioni riguardanti il valore di rimborso da riconoscere ai titolari degli affidamenti e delle concessioni per il servizio di distribuzione del gas naturale per i comuni dell'Atem Prato. Con la deliberazione in oggetto l'Autorità esprime le proprie osservazioni inerenti ai valori di VIR dei comuni dell'Atem Prato con scostamento tra VIR e RAB maggiori del 10%, in relazione alle previsioni di cui all'articolo 15, comma 5 del decreto legislativo 164/00, come modificato in ultimo dall'articolo 1, comma 16, del decreto-legge 145/13.

CONSULTAZIONE 15 OTTOBRE 2019 – 410/2019/R/gas. Criteri per la regolazione tariffaria dei servizi di distribuzione e misura del gas nel quinto periodo di regolazione. Nel documento di consultazione sono illustrati gli orientamenti dell'Autorità in relazione ai criteri di regolazione tariffaria per i servizi di distribuzione e misura del gas che troveranno applicazione a partire dall'anno 2020.

DELIBERA 26 NOVEMBRE 2019 – 486/2019/R/gas. Rideterminazione di tariffe di riferimento per i servizi di distribuzione e misura del gas, per gli anni 2014-2018. Con il presente provvedimento si procede alla rideterminazione delle tariffe di riferimento per i servizi di distribuzione e misura del gas per gli anni 2014-2018, sulla base di richieste di rettifica di dati pervenute entro la data del 15 settembre 2019.

DELIBERA 27 DICEMBRE 2019 – 569/2019/R/gas. Approvazione della regolazione della qualità dei servizi di distribuzione e misura del gas per il periodo di regolazione 2020-2025 - Parte I del Testo unico della regolazione della qualità e delle tariffe dei servizi di distribuzione e misura del gas per il periodo di regolazione 2020-2025. La delibera approva la regolazione della qualità dei servizi di distribuzione e misura del gas per il periodo di regolazione 2020-2025.

DELIBERA 27 DICEMBRE 2019 – 570/2019/R/gas. Regolazione tariffaria dei servizi di distribuzione e misura del gas per il periodo 2020-2025. Con il presente provvedimento è approvata la regolazione delle tariffe dei servizi di distribuzione e misura del gas per il periodo di regolazione 2020-2025.

DELIBERA 27 DICEMBRE 2019 – 571/2019/R/gas. Aggiornamento delle tariffe per i servizi di distribuzione e misura del gas, per l'anno 2020. Con il presente provvedimento vengono approvate le tariffe obbligatorie per i servizi di distribuzione, misura e commercializzazione del gas naturale, di cui all'articolo 42 della RTDG, le opzioni tariffarie gas diversi, di cui all'articolo 70 della RTDG, e gli importi di

perequazione bimestrale d'acconto relativi al servizio di distribuzione del gas naturale, di cui all'articolo 47 della RTDG, per l'anno 2020.

Approvvigionamento, trasporto e stoccaggio gas naturale

Settlement gas

DELIBERA 05 MARZO 2019 – 81/2019/R/gas. Modifica del parametro p1 dell'incentivazione di cui all'Articolo 9 del TIB (Testo Integrato del Bilanciamento). La deliberazione approva una modifica del metodo di calcolo del parametro di incentivazione p1 di cui al comma 9.2, lettera a), del TIB e una modifica della Tabella 1 di cui alla deliberazione 480/2018/R/gas.

DELIBERA 09 APRILE 2019 – 132/2019/R/gas. Disposizioni transitorie in materia di calcolo e messa a disposizione del parametro relativo al prelievo annuo funzionale all'applicazione della disciplina del settlement gas, per l'anno termico 2019 – 2020. La delibera definisce disposizioni transitorie funzionali alla trasmissione al Sistema Informativo Integrato da parte delle imprese di distribuzione delle informazioni funzionali al calcolo, secondo modalità semplificate, del parametro relativo al prelievo annuo per l'anno termico 2019/2020.

DELIBERA 16 APRILE 2019 – 148/2019/R/gas. Nuove disposizioni in materia di predisposizione dei bilanci provvisori e pubblicazione del nuovo Testo integrato delle disposizioni per la regolazione delle partite fisiche ed economiche del servizio di bilanciamento del gas naturale (TISG). Il presente provvedimento approva il nuovo "Testo integrato delle disposizioni per la regolazione delle partite fisiche ed economiche del servizio di bilanciamento del gas naturale (TISG)", che sostituisce quello approvato con la deliberazione 72/2018/R/gas, in recepimento delle nuove discipline in tema di bilancio provvisorio e di gestione della filiera dei rapporti commerciali nell'ambito del Sistema Informativo Integrato.

DELIBERA 16 APRILE 2019 – 155/2019/R/gas. Definizione del processo di aggiornamento della relazione di corrispondenza tra utente del bilanciamento e punto di riconsegna della rete di distribuzione. Il presente provvedimento contiene le disposizioni funzionali a consentire il processo di aggiornamento della relazione di corrispondenza tra utente del bilanciamento e punto di riconsegna della rete di distribuzione nell'ambito del Sistema Informativo Integrato.

DELIBERA 28 MAGGIO 2019 – 208/2019/R/gas. Disposizioni funzionali all'approvvigionamento delle risorse necessarie al funzionamento del sistema gas. La presente deliberazione approva disposizioni in materia di approvvigionamento da parte del responsabile del bilanciamento dei quantitativi a copertura: dei consumi, delle perdite di rete, della variazione del *linepack* e del gas non contabilizzato. In tal senso, prevede modifiche al Testo Integrato del Bilanciamento, anche in relazione ai meccanismi di neutralità dell'RdB, nonché all'introduzione di un nuovo indicatore di *performance*.

CONSULTAZIONE 17 SETTEMBRE 2019 – 378/2019/R/gas. Modalità di approvvigionamento delle risorse necessarie al funzionamento del sistema da parte del responsabile del bilanciamento. Il presente documento per la consultazione fa seguito all'emanazione della deliberazione 208/2019/R/gas con cui l'Autorità ha approvato disposizioni in materia di approvvigionamento da parte del responsabile del bilanciamento delle risorse necessarie al funzionamento del sistema e, sulla base della proposta presentata dall'RdB, pone in consultazione gli aspetti organizzativi e gestionali concernenti l'approvvigionamento dei suddetti quantitativi presso la Piattaforma MGAS, nel rispetto dei principi declinati dalla sopraccitata deliberazione.

DELIBERA 05 NOVEMBRE 2019 – 448/2019/E/gas. Approvazione di un programma di verifiche ispettive in materia di regolazione delle partite fisiche ed economiche del servizio di bilanciamento del gas naturale (settlement). Il provvedimento approva un programma di verifiche finalizzato verificare la correttezza dei dati e delle procedure utilizzate da alcune imprese di distribuzione ai fini del servizio di bilanciamento del gas naturale.

DELIBERA 05 NOVEMBRE 2019 – 451/2019/R/gas. Ulteriori disposizioni in tema di approvvigionamento delle risorse necessarie al funzionamento del sistema gas da parte del responsabile del bilanciamento. La presente deliberazione approva ulteriori disposizioni in materia di approvvigionamento da parte del responsabile del bilanciamento dei quantitativi di gas necessari al

funzionamento del sistema, a partire dalla proposta presentata dal responsabile del bilanciamento ai sensi del comma 2.7 del TIB come modificato ed integrato dalla deliberazione 208/2019/R/gas.

CONSULTAZIONE 17 DICEMBRE 2019 – 544/2019/R/gas. Sistema di incentivazione del responsabile del bilanciamento - Relazione sull'attività e definizione dei parametri per il quarto periodo (4PI). Il presente documento per la consultazione presenta gli orientamenti circa il sistema di incentivi all'impresa maggiore di trasporto per una gestione efficiente del bilanciamento, validi a partire dal 15 febbraio 2020.

Trasporto gas naturale

DELIBERA 28 MARZO 2019 – 114/2019/R/gas. Criteri di regolazione tariffaria per il servizio di trasporto e misura del gas naturale per il quinto periodo di regolazione (2020-2023). Il presente provvedimento adotta i criteri di regolazione tariffaria per il servizio di trasporto del gas naturale per il quinto periodo di regolazione (5PRT), in esito al procedimento avviato con deliberazione 23 febbraio 2017, 82/2017/R/gas.

DELIBERA 16 APRILE 2019 – 147/2019/R/gas. Riforma dei processi di conferimento della capacità ai punti di uscita e di riconsegna della rete di trasporto. La delibera riforma il processo di conferimento ai punti di uscita della rete di trasporto che alimentano reti di distribuzione (city-gate).

CONSULTAZIONE 28 MAGGIO 2019 – 203/2019/R/gas. Criteri di regolazione della qualità del servizio di trasporto del gas naturale per il quinto periodo di regolazione. Il presente documento, che fa seguito al documento per la consultazione 2 agosto 2018, 420/2018/R/GAS in materia di qualità e innovazione del servizio di trasporto, si inserisce nell'ambito del procedimento avviato con deliberazione dell'Autorità di regolazione per energia reti e ambiente 23 febbraio 2017, 82/2017/R/gas per la formazione di provvedimenti in materia di tariffe e qualità per il servizio di trasporto del gas naturale per il quinto periodo di regolazione (5PRT) ed espone gli orientamenti finali dell'Autorità in materia di qualità del servizio di trasporto del gas naturale.

DELIBERA 04 GIUGNO 2019 – 223/2019/R/gas. Approvazione dei costi sostenuti dall'impresa maggiore di trasporto in relazione all'attività di monitoraggio del mercato del gas all'ingrosso svolta nel 2018 e del preventivo dei costi per l'anno 2019. Modifiche e integrazioni alla deliberazione dell'Autorità 137/2016/R/com – TIUC. Con il presente provvedimento sono approvati, ai sensi dell'articolo 7.3 del TIMMIG, i costi a consuntivo sostenuti dall'impresa maggiore di trasporto nel corso del 2018 per l'attività svolta di monitoraggio del mercato all'ingrosso del gas naturale ed i costi a preventivo per l'attività di monitoraggio del mercato all'ingrosso del gas naturale relativa al 2019. Con il presente provvedimento, inoltre, si aggiorna la regolazione in materia di separazione contabile contenuta nel TIUC per inserire anche un comparto relativo al monitoraggio del mercato all'ingrosso del gas naturale.

DELIBERA 26 SETTEMBRE 2019 – 395/2019/R/gas. Disposizioni inerenti alla disciplina del servizio di default trasporto, a partire dall'1 ottobre 2019, in ordine alle reti regionali di trasporto. Il presente provvedimento definisce disposizioni inerenti alla disciplina del servizio di *default* trasporto sulle reti regionali di trasporto a partire dall'1 ottobre 2019 a seguito del mancato svolgimento delle procedure per l'individuazione degli FT_r.

DELIBERA 10 DICEMBRE 2019 – 522/2019/R/gas. Processo di riassetto dell'attività di misura del gas nei punti di entrata e uscita della rete di trasporto. La deliberazione, nell'ambito del procedimento avviato con deliberazione 82/2017/R/gas, definisce principi e obiettivi in relazione al processo di riassetto dell'attività di misura del gas nei punti di entrata e uscita della rete di trasporto, dando mandato a Snam Rete Gas S.p.a. di sottoporre a consultazione pubblica un documento con le linee operative di intervento.

DELIBERA 19 DICEMBRE 2019 – 554/2019/R/gas. Criteri di regolazione della qualità del servizio di trasporto del gas naturale per il quinto periodo di regolazione (2020-2023). Il presente provvedimento adotta i criteri di regolazione della qualità del servizio di trasporto del gas naturale per il quinto periodo di regolazione 2020-2023 (5PRT), in esito al procedimento avviato con deliberazione 23 febbraio 2017, 82/2017/R/gas.

Stoccaggio Gas naturale

DELIBERA 26 FEBBRAIO 2019 - 67/2019/R/gas. Regolazione dell'accesso ai servizi di stoccaggio e della loro erogazione. Disposizioni per il conferimento delle capacità di stoccaggio per l'anno termico 2019/2020. Il provvedimento approva la regolazione per l'accesso ai servizi di stoccaggio e per la loro erogazione (RAST). Il provvedimento contiene, inoltre, le disposizioni per il conferimento di capacità di stoccaggio per l'anno 2019/2020 ai sensi del decreto del Ministro dello Sviluppo Economico 15 febbraio 2019.

DELIBERA 07 MAGGIO 2019 - 168/2019/R/gas. Criteri di regolazione delle condizioni, anche economiche, di accesso e di erogazione dei servizi offerti mediante depositi di stoccaggio di GNL e disposizioni in materia di separazione contabile per i servizi small scale LNG. Modifiche e integrazioni alla deliberazione dell'Autorità 137/2016/R/com - TIUC. Il presente provvedimento definisce i criteri di regolazione delle condizioni, anche economiche, di accesso e di erogazione dei servizi offerti mediante depositi di stoccaggio di Gnl e disposizioni in materia di separazione contabile per i servizi *small scale LNG*, in applicazione delle previsioni normative di cui agli articoli 9 e 10 del decreto legislativo 16 dicembre 2016, n. 257.

CONSULTAZIONE 02 LUGLIO 2019 - 288/2019/R/gas. Criteri di regolazione tariffaria e della qualità del servizio di stoccaggio del gas naturale per il quinto periodo di regolazione (5PRS). Il presente documento si inserisce nell'ambito del procedimento avviato con deliberazione dell'Autorità di regolazione per energia reti e ambiente 8 febbraio 2018, 68/2018/R/gas, ed espone gli orientamenti per la formazione di provvedimenti in materia di tariffe e qualità del servizio di stoccaggio del gas naturale per il quinto periodo di regolazione (decorrente dal 2020).

DELIBERA 23 OTTOBRE 2019 - 419/2019/R/gas. Criteri di regolazione tariffaria e della qualità del servizio di stoccaggio del gas naturale per il quinto periodo di regolazione (2020-2025). La deliberazione, adottata in esito al procedimento avviato con deliberazione dell'Autorità di regolazione per energia reti e ambiente 8 febbraio 2018, 68/2018/R/gas, definisce i criteri di regolazione tariffaria e della qualità del servizio di stoccaggio del gas naturale per il quinto periodo di regolazione (2020-2025).

Impianti ad energie rinnovabili

DECRETO MINISTERIALE 4 LUGLIO 2019 FER 1, pubblicato in Gazzetta Ufficiale n.186 del 9 agosto 2019: il decreto introduce nuovi meccanismi d'incentivazione per gli impianti fotovoltaici di nuova costruzione, eolici on-shore, idroelettrici e a gas di depurazione. Le modalità di assegnazione degli incentivi è prevista: mediante l'iscrizione ai registri per impianti di potenza superiore a 1 kW e inferiore a 1 MW; mediante partecipazione a procedure d'asta al ribasso sulla tariffa incentivante per impianti di potenza superiore a 1 MW.

DELIBERA 22 GENNAIO 2019 - 16/2019/R/efr. Determinazione del valore medio del prezzo di cessione dell'energia elettrica dell'anno 2018, ai fini della quantificazione, per l'anno 2019, del valore degli incentivi sostitutivi dei certificati verdi. Il presente provvedimento determina, ai fini della quantificazione per l'anno 2019 del valore degli incentivi che sostituiscono i certificati verdi, il valore medio annuo registrato nell'anno 2018 del prezzo di cessione dell'energia elettrica, pari a 61,91 €/MWh.

DELIBERA 30 LUGLIO 2019 - 340/2019/R/efr. Avvio di procedimento per l'adozione di provvedimenti dell'Autorità di Regolazione per Energia Reti e Ambiente ai fini dell'attuazione del decreto interministeriale 4 luglio 2019. La presente deliberazione avvia il procedimento per l'adozione di provvedimenti dell'Autorità ai fini dell'attuazione del decreto del Ministro dello Sviluppo Economico, di concerto con il Ministro dell'Ambiente e della Tutela del Territorio e del Mare, 4 luglio 2019.

Servizi Energetici ed Efficienza Energetica

DELIBERA 28 MAGGIO 2019 - 209/2019/R/efr. Approvazione delle modalità proposte dal Gestore dei servizi energetici, in attuazione delle disposizioni dell'articolo 14-bis, commi 6 e 8, del decreto interministeriale 10 maggio 2018 in materia di titoli di efficienza energetica. Modifiche alla deliberazione dell'Autorità 487/2018/R/efr. Con il provvedimento vengono approvate le modalità di attuazione, predisposte dal Gestore dei Servizi Energetici, di cui all'articolo 14-bis, commi 6 e 8, del decreto

interministeriale 11 gennaio 2017 in materia di TEE non corrispondenti a progetti. Con il provvedimento viene inoltre approvata una modifica alle regole di determinazione del contributo tariffario da corrispondere ai distributori adempienti agli obblighi di risparmio energetico.

DELIBERA 25 GIUGNO 2019 – 273/2019/R/efr. Approvazione dell'aggiornamento del Regolamento delle transazioni bilaterali dei titoli di efficienza energetica. Con il presente documento si approva l'aggiornamento del Regolamento delle transazioni bilaterali dei TEE predisposte dal GME con le modalità previste dal previgente Regolamento, ai sensi della deliberazione 209/2019/R/efr. Il Regolamento entra in vigore successivamente alla presente deliberazione alla pubblicazione da parte del GME sul proprio sito.

DELIBERA 25 GIUGNO 2019 – 278/2019/R/tlr. Completamento delle disposizioni in materia di esercizio del diritto di recesso nel servizio di teleriscaldamento e teleraffrescamento. La deliberazione modifica le modalità di esercizio del diritto di recesso previste dal *TUAR*, introducendo una disciplina differenziata sulla base delle caratteristiche dell'utente.

DELIBERA 16 LUGLIO 2019 – 313/2019/R/tlr. Disposizioni in materia di trasparenza nel servizio di teleriscaldamento e teleraffrescamento. La deliberazione definisce le disposizioni in materia di trasparenza del servizio di telecalore per il periodo di regolazione 1° gennaio 2020 - 31 dicembre 2023. Nell'ambito di intervento sono ricompresi i contenuti minimi dei contratti di fornitura e dei documenti di fatturazione, le modalità di pubblicazione dei prezzi applicati dagli esercenti e di altre informazioni inerenti la qualità del servizio e le prestazioni ambientali. È previsto inoltre l'avvio di un sistema di monitoraggio dei prezzi da parte dell'Autorità.

DELIBERA 15 OTTOBRE 2019 – 408/2019/E/tlr. Avvio di un procedimento per l'estensione al settore del teleriscaldamento e teleraffrescamento del sistema di tutele per la trattazione dei reclami e la risoluzione extragiudiziale delle controversie dei clienti e utenti finali dei settori regolati. Il presente provvedimento avvia un procedimento per la graduale estensione al settore del teleriscaldamento e teleraffrescamento del sistema di tutele per la gestione dei reclami e delle controversie dei clienti e utenti finali dei settori regolati.

DELIBERA 03 DICEMBRE 2019 – 502/2019/R/efr. Approvazione dei corrispettivi, relativi all'anno 2020, per il funzionamento dei mercati organizzati e delle piattaforme di registrazione degli scambi bilaterali delle garanzie di origine e dei titoli di efficienza energetica gestiti dal Gestore dei Mercati Energetici S.p.A. Con il presente provvedimento vengono approvati i corrispettivi, relativi all'anno 2020, per il funzionamento dei Mercati organizzati e delle Piattaforme di registrazione degli scambi bilaterali delle garanzie di origine e dei titoli di efficienza energetica.

DELIBERA 10 DICEMBRE 2019 – 529/2019/R/efr. Avvio del procedimento di riforma del contributo tariffario da riconoscere ai distributori in esecuzione della sentenza del TAR Lombardia 2538/2019 e interventi urgenti nell'ambito del meccanismo dei titoli di efficienza energetica. Con il provvedimento viene avviato un procedimento di riforma del contributo tariffario da riconoscere ai distributori adempienti agli obblighi di risparmio energetico nell'ambito del meccanismo dei TEE, in esecuzione della sentenza del TAR Lombardia n. 2538/2019. Con il provvedimento vengono inoltre confermati alcuni aspetti della regolazione previgente, a seguito della medesima sentenza.

DELIBERA 17 DICEMBRE 2019 – 548/2019/R/tlr. Regolazione della qualità tecnica del servizio di teleriscaldamento e teleraffrescamento per il periodo di regolazione 1° luglio 2020 – 31 dicembre 2023. La deliberazione definisce la disciplina della qualità tecnica del servizio di telecalore, con particolare riferimento alla sicurezza e alla continuità del servizio, per il periodo di regolazione 1° luglio 2020 - 31 dicembre 2023.

Telecomunicazioni

DELIBERA AGCOM DEL 22/05/2019 - 82/19/CIR. Regolamentazione delle procedure di passaggio dei clienti di operatori di rete fissa che utilizzano reti FTTH di operatori wholesale diversi da TIM. Delibera che disciplina il caso di passaggio dei clienti di operatori di rete fissa che utilizzano reti FTTH di operatori wholesale diversi da TIM assicurando che la migrazione dell'accesso fisico e delle numerazioni associate avvenga in modo sincronizzato, tecnicamente efficiente e nel minor tempo possibile.

DELIBERA AGCOM DEL 16/07/2019 - 101/19/CIR. Approvazione con modifiche, per l'anno 2018, dell'offerta di riferimento di Telecom Italia relativa ai servizi di raccolta e terminazione delle chiamate nella rete telefonica pubblica fissa e delle condizioni tecniche e procedurali dell'offerta di riferimento di Telecom Italia relativa ai servizi trasmissivi a capacità dedicata. Le principali modifiche riguardano le condizioni economiche dei servizi soggetti ad orientamento al costo e le condizioni tecniche e procedurali.

DELIBERA AGCOM DEL 16/07/2019 - 103/19/CIR. Servizio universale in materia di servizi di comunicazione elettronica per gli anni 2004, 2005, 2006 e 2007. Con il presente provvedimento si approvano gli esiti della consultazione pubblica relativa alla rinnovazione del procedimento inerente all'applicabilità del meccanismo di ripartizione del costo netto del servizio universale sostenuto da Telecom Italia S.p.A. per gli anni 2004, 2005, 2006 e 2007.

DELIBERA AGCOM DEL 18/07/2019 - 327/19/CONS. Avvio del procedimento d'identificazione e analisi dei mercati dei servizi d'interconnessione nella rete telefonica pubblica fissa (mercati n. 1/2014 e n. 2/2007). Con la delibera si avvia il IV ciclo di analisi dei mercati dei servizi d'interconnessione su rete fissa, attualmente sottoposti a regolamentazione ai sensi della delibera n. 425/16/CONS.

DELIBERA AGCOM DEL 16/12/2019 - 193/19/CIR. Avvio del procedimento e della consultazione pubblica concernente l'approvazione delle offerte di riferimento di Telecom Italia relative ai servizi di accesso all'ingrosso alla rete fissa (ULL/SLU, Colocazione, WLR, Infrastrutture NGAN, End to End, Backhaul) per gli anni 2019 e 2020. Nell'ambito del documento di consultazione, sono fornite le preliminari verifiche e gli approfondimenti svolti dall'Autorità, con particolare riguardo alle condizioni economiche di quei servizi che sono soggetti ad orientamento al costo.

DELIBERA AGCOM DEL 16/12/2019 - 194/19/CIR. Avvio del procedimento e della consultazione pubblica concernente l'approvazione delle offerte di riferimento di Telecom Italia relative ai servizi VULA per gli anni 2019 e 2020. Nell'ambito del documento di consultazione, sono fornite le preliminari verifiche e gli approfondimenti svolti dall'Autorità, con particolare riguardo alle condizioni economiche di quei servizi che sono soggetti ad orientamento al costo.

DELIBERA AGCOM DEL 16/12/2019 - 195/19/CIR. Avvio del procedimento e della consultazione pubblica concernente l'approvazione delle offerte di riferimento di Telecom Italia relative ai servizi di accesso all'ingrosso alla rete fissa (Bitstream rame e NGA) per gli anni 2019 e 2020. Nell'ambito del documento di consultazione, sono fornite le preliminari verifiche e gli approfondimenti svolti dall'Autorità, con particolare riguardo alle condizioni economiche di quei servizi che sono soggetti ad orientamento al costo.

DELIBERA AGCOM DEL 16/12/2019 - 481/19/CONS. Avvio del procedimento e della consultazione pubblica concernente il livello minimo di take up dei servizi di accesso a banda larga ultraveloce forniti su reti ad altissima capacità atteso nel 2020 e le modalità di verifica dei prezzi dei servizi VULA di TIM offerti nei Comuni contendibili nonché la definizione delle offerte flagship. Con la delibera in oggetto si avvia il procedimento istruttorio ai sensi dell'articolo 17, comma 7, della delibera n. 348/19/CONS e la relativa consultazione pubblica.

Ambiente

TESTO UNICO AMBIENTE (D.lgs. 152/2006), e successive modifiche e integrazioni. Provvedimento nazionale di riferimento in materia di valutazione di impatto ambientale, autorizzazione integrata ambientale, difesa del suolo, tutela delle acque, gestione dei rifiuti, imballaggi, bonifica dei siti contaminati, riduzione dell'inquinamento atmosferico, risarcimento dei danni ambientali.

D.LGS 3 DICEMBRE 2010, N. 205 - Disposizioni di attuazione della direttiva 2008/98/CE del Parlamento europeo e del Consiglio del 19 novembre 2008 relativa ai rifiuti e che abroga alcune direttive. Recepisce a livello nazionale la direttiva quadro sui rifiuti andando a modificare la parte Quarta del D.lgs. 152/2006 – Testo Unico Ambiente – integrandola con i principi stabiliti dalla direttiva.

DECRETO DEL MATTM DEL 7 OTTOBRE 2013 - Viene adottato il Programma Nazionale di Prevenzione dei Rifiuti (PNPR) Italiano. Con il successivo decreto n°185 del 08.07.2014, ai fini dell'attuazione e dell'implementazione del Piano, il MATTM ha istituito un Comitato tecnico scientifico che

ha la funzione di supportare il Ministero dell'Ambiente nella definizione delle misure attuative del Programma nei settori prioritari di intervento.

PIANO D'AZIONE DELL'UNIONE EUROPEA PER L'ECONOMIA CIRCOLARE - COM (2015) 614/2. Il piano d'azione definisce 54 misure per "chiudere il cerchio" del ciclo di vita dei prodotti: dalla produzione e dal consumo fino alla gestione dei rifiuti e al mercato delle materie prime secondarie. Inoltre, individua cinque settori prioritari per accelerare la transizione lungo la loro catena del valore (materie plastiche, rifiuti alimentari, materie prime essenziali, costruzione e demolizione, biomassa e materiali biologici).

LEGGE 221/2015 - (cd. Legge sulla Green Economy). Presenta un importante pacchetto di misure rivolte alla "green economy", che modificano la normativa ambientale preesistente proprio in direzione di una economia più verde e sostenibile.

DIRETTIVA (UE) 2018/849; DIRETTIVA (UE) 2018/850; DIRETTIVA (UE) 2018/851; DIRETTIVA (UE) 2018/852. Le nuove Direttive del "pacchetto economia circolare" modificano 6 direttive su rifiuti, imballaggi, discariche, rifiuti elettrici ed elettronici (Raee), veicoli fuori uso e pile: in vigore dal 4 Luglio 2018, dovranno essere recepite dagli Stati membri entro il 5 luglio 2020.

LEGGE 55/2019 – NORMA END OF WASTE (cd. Sblocca Cantieri) Assegna alle Regioni la competenza a far cessare la qualifica di rifiuto, facendo riferimento alle tipologie e le attività di riciclo previste e regolate dal DM 5 febbraio 1998 e successivi. Pertanto, tali disposizioni non hanno consentito di: riciclare tipologie di rifiuti con provenienze o con caratteristiche non previste dal decreto ministeriale; riciclare con attività di recupero non previste o ottenendo prodotti non contemplati dal DM 5 febbraio 2019.

LEGGE 128/2019 – NORMA END OF WASTE (cd. Crisi Aziendali) Prevede che, in assenza di criteri specifici, le autorizzazioni per le attività di riciclo siano rilasciate o rinnovate nel rispetto delle condizioni stabilite dall'art. 6 della direttiva quadro sui rifiuti 98/2008/CE.

Normativa ARERA Rifiuti Urbani:

DELIBERA 27 DICEMBRE 2018 – 714/2018/R/rif. Richiesta di informazioni in tema di servizio di trattamento dei rifiuti urbani e assimilati. Il presente provvedimento dispone una richiesta di informazioni ai soggetti esercenti il servizio di smaltimento dei rifiuti.

DELIBERA 27 DICEMBRE 2018 – 715/2018/R/rif. Avvio di procedimento per l'istituzione di un sistema di monitoraggio delle tariffe per il servizio integrato di gestione dei rifiuti, anche differenziati, urbani e assimilati e dei singoli servizi che costituiscono attività di gestione per gli anni 2018 e 2019. Il presente provvedimento avvia un procedimento per l'istituzione di un sistema di monitoraggio tariffario per gli anni 2018 e 2019 in materia di ciclo dei rifiuti, introducendo obblighi informativi in capo agli esercenti il servizio e obblighi di anagrafica.

DELIBERA 09 LUGLIO 2019 – 303/2019/R/rif. Unificazione dei procedimenti di cui alle deliberazioni dell'Autorità 225/2018/R/rif e 715/2018/R/rif, volti alla regolazione e al monitoraggio delle tariffe in materia di ciclo dei rifiuti, anche differenziati, urbani e assimilati - con individuazione di un termine unico per la conclusione dei medesimi. Al fine di accrescere l'efficacia della regolazione di settore, con il presente provvedimento vengono riuniti i procedimenti avviati con le deliberazioni 225/2018/R/rif e 715/2018/R/rif - volti alla regolazione e al monitoraggio delle tariffe in materia di ciclo dei rifiuti, anche differenziati, urbani e assimilati - prevedendone la conclusione entro il 31 ottobre 2019.

CONSULTAZIONE 30 LUGLIO 2019 – 351/2019/R/rif. Orientamenti per la copertura dei costi efficienti di esercizio e di investimento del servizio integrato dei rifiuti per il periodo 2018-2021. Nel documento per la consultazione vengono presentati gli orientamenti per la copertura dei costi efficienti di esercizio e di investimento del servizio integrato dei rifiuti per il periodo 2018-2021.

CONSULTAZIONE 30 LUGLIO 2019 – 352/2019/R/rif. Disposizioni in materia di trasparenza nel servizio di gestione dei rifiuti urbani e assimilati. Inquadramento generale e primi orientamenti. Nell'ambito del procedimento sulla qualità del servizio, avviato con deliberazione 226/2018/R/rif, con il documento per la consultazione vengono illustrati i primi orientamenti di regolazione dei contenuti informativi minimi obbligatori che devono essere garantiti all'utente per il servizio integrato di gestione dei

RU, sui siti internet, nei documenti di fatturazione o avvisi/inviti di pagamento e nelle comunicazioni agli utenti medesimi.

DELIBERA 31 OTTOBRE 2019 – 443/2019/R/rif. Definizione dei criteri di riconoscimento dei costi efficienti di esercizio e di investimento del servizio integrato dei rifiuti, per il periodo 2018-2021. Il provvedimento definisce i criteri di riconoscimento dei costi efficienti di esercizio e di investimento per il periodo 2018-2021, adottando il Metodo Tariffario per il servizio integrato di gestione dei Rifiuti (MTR).

DELIBERA 31 OTTOBRE 2019 – 444/2019/R/rif. Disposizioni in materia di trasparenza del servizio di gestione dei rifiuti urbani e assimilati per il periodo di regolazione 1° aprile 2020 - 31 dicembre 2023, nell'ambito del procedimento avviato con la deliberazione 226/2018/R/rif. Nell'ambito di intervento sono ricompresi gli elementi informativi minimi da rendere disponibili attraverso siti internet, gli elementi informativi minimi da includere nei documenti di riscossione (avviso di pagamento o fattura) e le comunicazioni individuali agli utenti relative a variazioni di rilievo nella gestione.

Tematiche trasversali

DELIBERA 18 GIUGNO 2019 – 242/2019/A. Quadro strategico 2019-2021 dell'Autorità di Regolazione per Energia Reti e Ambiente. Il provvedimento reca l'adozione del Quadro strategico dell'Autorità per il triennio 2019-2021, tenuto conto degli esiti della consultazione 139/2019/A, inclusi quelli emersi dalle audizioni periodiche dell'8 e 9 maggio 2019.

DIRETTIVA UE 2019/904 – PLASTICA MONOUSO

Direttiva 2019/904 del Parlamento Europeo e del Consiglio dell'Unione Europea del 5 giugno 2019 sulla riduzione dell'incidenza di determinati prodotti di plastica monouso sull'ambiente. Ogni Stato Membro dovrà recepire tale direttiva in ambito nazionale entro il 3 luglio 2021.

DIRETTIVA UE 2019/944 – MERCATO INTERNO DELL'ENERGIA ELETTRICA

All'interno del "Pacchetto energia pulita per tutti gli europei", la Direttiva 2019/944 del 5 giugno 2019 regola le norme comuni per il mercato interno dell'energia elettrica e che modifica la direttiva 2012/27.

LEGGE DI BILANCIO 2020

Efficienza energetica

La legge di bilancio proroga al 31 dicembre 2020 la detrazione fiscale per gli interventi di riqualificazione energetica degli edifici e di ristrutturazione edilizia (c.d. Eco-bonus)

Mobilità elettrica

La legge di bilancio prevede che dal 1° gennaio 2020 le pubbliche amministrazioni acquistino o noleggino veicoli adibiti al trasporto su strada alimentati ad energia elettrica, ibrida o a idrogeno, pari ad almeno il 50% dei relativi autoveicoli in dotazione in occasione del rinnovo degli stessi.

Green Climate Fund

La legge di bilancio autorizza una spesa annua di 33 milioni di euro dal 2020 al 2023 e di 66 milioni di euro dal 2024 al 2028 per la ricostituzione del Green Climate Fund⁷², come previsto dalla Legge n. 204/2016, in ratifica dell'Accordo di Parigi (COP21).

⁷² Il Green Climate Fund è un fondo costituito all'interno della convenzione quadro delle Nazioni Unite sui cambiamenti climatici (UNFCC – United Nations Framework Convention on Climate Change) che supporta i paesi in via di sviluppo nell'adattamento a tali cambiamenti.

13. 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.

Le informazioni relative ai rapporti patrimoniali ed economici con le parti correlate soci e società correlate sono riportate nelle note esplicative del bilancio (nota n. 14 “Parti correlate”).

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 dell'Emittente 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 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 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 A3.1 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 2019, 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 Consiag, Coingas ed Intesa; (ii) riaddebito di costi per personale comandato da società del Gruppo Estra ai soci Consiag ed Intesa; (iii) contratti di affitto per locazione delle sedi aziendali di Prato, Arezzo e Siena, rispettivamente dai soci Consiag, Coingas e Intesa; (iv) contratti di finanziamento con Consiag e Coingas; e (v) contratti di servizio con EDMA Reti Gas.

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'obbligatario di strumenti, 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 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 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 verificano 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.

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 2019 è il terzo 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 2019 redatta secondo lo standard di rendicontazione GRI standard "core", approvata dal Consiglio di Amministrazione il 06 aprile 2020, 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. Uno stimolo a migliorare il Sistema di Controllo Interno sull'Informativa Finanziaria è stato offerto dal legislatore con la Legge 262/05.

Il recepimento dei principi e delle regole stabilite dalla suddetta normativa costituisce per Estra un'importante opportunità di miglioramento del proprio Sistema di Controllo Interno sull'Informativa Finanziaria, al fine di renderlo costantemente monitorato, metodologicamente più definito nonché documentato, anche per consentire ai soggetti cui è affidata l'attività di controllo di effettuare le loro verifiche.

Il sistema utilizzato per la formazione dei bilanci 2019 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 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 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.

18. ORGANIZZAZIONE SISTEMI INFORMATIVI

L'architettura del sistema informativo di Estra è caratterizzata da un software di ultima generazione che ha come base dati un gestionale, certificato a livello internazionale, denominato SAP con all'interno il verticale SAP-ISU per la gestione dei clienti energia (gas ed elettricità) su database standard DB2 prodotto da IBM. Il modulo SAP IS-U, 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.

Il sistema informativo si basa su un ERP (Enterprise Resources Planning) 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 SAP-BW.

Oltre all'applicativo SAP sopra indicato sono utilizzati altri software specializzati. Un gruppo di tali software è collegato al sistema SAP 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 SAP 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 SAP o HR modulo ADP + Micronterl su piattaforma dedicata per la produzione dei cedolini e per la gestione del personale.

È stato ultimato e portato in produzione il progetto della fattura elettronica e ampliato il perimetro del software per la conservazione sostitutiva.

Con l'acquisizione di Murgia Reti Gas è stata introdotta la suite completa per la distribuzione del GAS su piattaforma NET@ comprensiva della parte contabile e gestione delle squadre operative.

A partire dall'ultimo trimestre dell'esercizio è stato avviato un ampio e complesso processo di valutazione ed analisi di una diversa soluzione ERP, integrata e estesa a tutte le aree del Gruppo Estra, in vista di una possibile sostituzione dell'attuale.

Tutti i software specializzati presenti in ESTRASAR saranno integrati con la nuova suite ma non sostituiti se non in casi particolari. Il progetto è ancora in corso e si protrarrà almeno per tutto il 2020.

19. PERSONALE E FORMAZIONE

L'organico medio 2019, tenuto conto dei distacchi di personale, risulta pari n. 761 dipendenti. Nella tabella seguente si riporta la consistenza per categoria ed il confronto con il 2018:

Qualifica	31/12/2019	31/12/2018
Dirigenti	21	21
Impiegati e Quadri	578	552
Operai	162	134
Totale	761	707

La maggior parte delle aziende del Gruppo applica il CCNL gas e acqua. Al riguardo si evidenzia che il 7 novembre 2019, Filctem Cgil, Femca Cisl, Uiltec Uil e le rappresentanze delle associazioni datoriali di ANFIDA, ANIGAS, IGAS, ASSOGAS e UTILITALIA hanno sottoscritto l'ipotesi di accordo per il rinnovo del CCNL gas e acqua 2019 - 2021. Le principali novità dell'accordo vertono su: trattamento economico, appalti e dumping contrattuale, riforma del sistema di inquadramento, welfare contrattuale e reperibilità.

Per il Gruppo Estra la valorizzazione delle risorse umane è un elemento fondamentale in stretta correlazione con le strategie e gli obiettivi di crescita, innovazione e sviluppo, per creare valore d'impresa e garantire elevati standard di qualità e sicurezza, nel rispetto del territorio.

In tutto ciò la formazione del personale è uno strumento di fondamentale importanza, non solo per garantire la necessaria preparazione professionale per affrontare le sfide del futuro, ma anche per favorire e mantenere un ambiente di lavoro caratterizzato da clima positivo, collaborazione e di forte identità aziendale.

Particolare attenzione viene dedicata alla formazione continua su competenze tecniche, professionali e/o manageriali, basata su obblighi legislativi e sull'analisi degli specifici fabbisogni formativi individuali e aziendali.

La formazione nel corso del 2019 ha consuntivato 23.439 ore di formazione su un ampio range di argomenti, fra cui aspetti contabili e amministrativi, sicurezza sul lavoro, Risk Management, titoli di efficienza energetica, industria 4.0 e MOGC.

Numero totale e numero medio di ore di formazione

	2019	2018
Numero totale ore di formazione	23.439	29.996
Numero medio di ore di formazione per lavoratore	29	43

La formazione è stata curata, per quanto riguarda l'organizzazione, dal Servizio Risorse Umane ed effettuata sia all'interno che all'esterno delle sedi aziendali, con il supporto di formatori interni/esterni, usufruendo in parte di fondi professionali.

20. QUALITÀ, AMBIENTE E SICUREZZA

Per il raggiungimento degli obiettivi prefissati in materia di qualità, ambiente e sicurezza, nel corso dell'esercizio 2019 Estra Spa e le società del gruppo Estra Energie ed Estracom, hanno finalizzato la propria attività attraverso concrete azioni di ottimizzazione del proprio sistema di gestione, adottando un Sistema Integrato a livello di società per le certificazioni UNI EN ISO 9001:2015, UNI EN ISO 14001:2015, OHSAS 18001:2007 e UNI CEI ISO/IEC 27001:2014.

Nel corso del 2019 sono stati regolarmente effettuati gli audit interni e quelli programmati per il mantenimento del sistema in essere e/o acquisizioni di nuove certificazioni con esito positivo.

Nel dettaglio si riportano le certificazioni per società:

- Estra Spa - adozione di un sistema integrato per standard UNI EN ISO 9001:2015, UNI EN ISO 14001:2015; OHSAS 18001:2007 con passaggio alla UNI ISO 45001:18 e UNI CEI ISO/IEC 27001:2014;
- Estra Energie - adozione di un sistema integrato per standard UNI EN ISO 9001:2015, UNI EN ISO 14001:2015; OHSAS 18001:2007 con passaggio alla UNI ISO 45001:18;
- Estracom - adozione di un sistema integrato per standard UNI EN ISO 9001:2015, UNI EN ISO 14001:2015; OHSAS 18001:2007 con passaggio alla UNI ISO 45001:18 e UNI CEI ISO/IEC 27001:2014;
- Centria - adozione di un sistema integrato UNI EN ISO 9001:2015; UNI EN ISO 14001:2015; Regolamento EMAS; OHSAS 18001:2007 con passaggio alla UNI ISO 45001:18; UNI CEI ISO/IEC 27001:2014; SA 8000:2014; oltre UNI CEI EN ISO 50001:2011; UNI EN ISO 3834-2:2006; UNI 11024:2003; UNI EN ISO 15838:2010 e UNI 11200:2010; UNI EN ISO18295; UNI ISO 55001:2015; ISO IEC 17025:2005;
- Estra Clima - adozione di un sistema integrato UNI EN ISO 9001:2015; UNI EN ISO 14001:2015; OHSAS 18001:2007 con passaggio alla UNI 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; OHSAS 18001:2007 con passaggio alla UNI ISO 45001:18;

- Edma Reti gas- adozione di un sistema integrato UNI EN ISO 9001:2015; UNI EN ISO 14001:2015; Regolamento EMAS: OHSAS 18001:2007
- Ecolat - adozione standard UNI EN ISO 9001:2015, UNI EN ISO 14001:2015; OHSAS 18001:2007

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;

Informativa sulla redazione e/o aggiornamento del ex documento programmatico sulla sicurezza

Il Regolamento UE 2016/679 (c.d. GDPR, General Data Protection Regulation) in materia di protezione delle persone fisiche con riguardo al trattamento dei dati personali, nonché alla libera circolazione di tali dati, ha trovato applicazione in tutti gli Stati membri della UE dal 25 maggio 2018.

Sono stati introdotti principi di rilievo, nonché nuovi adempimenti per i titolari del trattamento quali, a titolo esemplificativo ma non esaustivo, il principio di accountability o di responsabilizzazione, il principio di privacy by design e di privacy by default, il data protection impact assessment (DPIA) o valutazione d'impatto, la verifica e notifica del data breach all'Autorità garante e la comunicazione nei casi più gravi all'interessato, la predisposizione e aggiornamento costante di un Registro dei trattamenti.

Inoltre, tenuto conto delle indicazioni dell'art 37 del GDPR, è stata valutata l'opportunità della nomina della figura del DPO conseguentemente notificata, secondo le procedure previste dal Garante Privacy, in data 25 maggio 2018.

Nel corso dell'esercizio 2019 sono state completate le attività di formazione del personale, suddiviso per classi, composte per tipologia e profondità del tipo di trattamento, con differenziazione delle ore somministrate.

Sono state attuate le nuove modalità di verifica preventiva del possesso dei requisiti necessari, da parte dei fornitori, prima che fossero stipulati contratti aventi come scopo il trattamento di dati.

Sono stati aggiornati, sulla base delle evidenze, ed in ragione dell'evolversi dell'organizzazione aziendale, i modelli organizzativi privacy. È stata svolta la periodica revisione della modulistica privacy con specifica attenzione a quella sottoposta al cliente.

Si evidenzia che l'attività di adeguamento e mantenimento dell'osservanza di quanto previsto nel regolamento UE 679/2016 e dal successivo D.Lgs. 101/2018 è svolta tramite il supporto di apposita struttura della società Estra s.p.a. e regolata da un contratto di servizio.

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 2019 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. Tali attività hanno visto importanti investimenti da parte del Gruppo non solo in attività di sviluppo software ed innovazione di processo o prodotto, ma anche nello sviluppo delle competenze del personale interno.

Per una descrizione delle più importanti iniziative realizzate nel 2019 si rinvia alla Dichiarazione non finanziaria.

22. RAPPORTI CON IMPRESE CONTROLLATE, COLLEGATE, CONTROLLANTI E IMPRESE SOTTOPOSTE AL CONTROLLO DI QUESTE ULTIME

Estra e le società del Gruppo instaurano rapporti con parti correlate ispirati a principi di trasparenza e correttezza 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.

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

23. 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, 06 aprile 2020

p. il Consiglio di Amministrazione
Il presidente del Consiglio di Amministrazione
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

BILANCIO CONSOLIDATO AL 31 DICEMBRE 2019

ORGANI SOCIALI

Consiglio di amministrazione

Presidente Francesco Macrì
Amministratore delegato Alessandro Piazzi
Direttore Generale Paolo Abati
Consigliere Roberta De Francesco
Consigliere Chiara Sciascia

Collegio Sindacale

Athos Vestrini (Presidente)
Saverio Carlesi
Patrizia Berchiatti

Società di revisione

EY S.p.A.

Schemi di bilancio consolidato	3
1. Informazioni societarie	8
2. Principali principi contabili.....	8
3. Valutazioni discrezionali e stime contabili significative	34
4. Settori operativi.....	39
5. Gestione del capitale.....	42
6. Informazioni sul Gruppo.....	43
7. Aggregazioni e cessioni aziendali, ed acquisizioni e cessioni di interessenze di minoranza	45
8. Commento alle principali voci di conto economico	51
9. Commento alle principali voci di conto economico complessivo.....	60
10. Commento alle principali voci dello stato patrimoniale	61
11. Risultato per azione (base e diluito)	90
12. Garanzie e impegni.....	91
13. Obiettivi e criteri di gestione del rischio finanziario.....	91
14. Erogazioni pubbliche ricevute	99
15. Rapporti con parti correlate	99
16. Compensi agli amministratori, ai sindaci e alla società di revisione	102
17. Fatti di rilievo avvenuti dopo la chiusura dell'esercizio.....	103

Schemi di bilancio consolidato

Prospetto consolidato di conto economico al 31 dicembre 2019 e 2018

Prospetto consolidato di conto economico		Esercizio chiuso al 31 dicembre			
		2019		2018	
(valori in migliaia di euro)	Note	Valore	di cui verso Parti Correlate (nota 14)	Valore	di cui verso Parti Correlate (nota 14)
Ricavi da cessione di beni e servizi	8.1.1	967.943	3.681	805.421	4.140
Altri ricavi operativi	8.1.2	28.979	889	37.552	773
Consumi di materie prime, sussidiarie e merci	8.2.1	(592.046)	(53)	(481.267)	(114)
Costi per servizi	8.2.2	(255.970)	(14.321)	(218.249)	(16.390)
Costi del personale	8.2.3	(39.348)	526	(36.604)	627
Ammortamenti, accantonamenti e svalutazioni	8.2.4	(59.437)		(43.265)	
Altri costi operativi	8.2.5	(16.579)	(29)	(31.760)	(93)
Proventi/(oneri) da gestione rischio commodity	8.3	3.582		(4.419)	
Quota dei proventi/(oneri) da valutazione delle partecipazioni di natura finanziaria con il metodo del PN	8.4	679		558	
Risultato operativo		37.803	(9.308)	27.969	(11.058)
Proventi finanziari	8.5	2.733	185	2.113	185
Oneri finanziari	8.6	(13.231)	(573)	(15.368)	(366)
Utili e perdite su cambi		(1)		-	
Quota dei proventi/(oneri) da valutazione delle partecipazioni di natura finanziaria con il metodo del PN	8.7	(53)		427	
Utile ante imposte		27.251	(9.696)	15.139	(11.239)
Imposte sul reddito dell'esercizio	8.8	(10.343)		(5.108)	
Risultato netto derivante dalle attività in funzionamento		16.909	(9.696)	10.031	(11.239)
Risultato netto attività cessate / in dismissione	8.9	(208)		(2.320)	
Utile netto		16.701	(9.696)	7.711	(11.239)
Risultato di pertinenza di terzi		72		380	
Risultato del Gruppo		16.629		7.331	

Utile per azione

(Nota 11)

Esercizio chiuso al 31 dicembre

	2019	2018
--	------	------

Utile per azione base azioni ordinarie

0,07

0,03

Utile per azione diluito azioni ordinarie

0,07

0,03

Utile per azione da attività in funzionamento

(Nota 11)

Esercizio chiuso al 31 dicembre

	2019	2018
--	------	------

Utile per azione base azioni ordinarie

0,07

0,04

Utile per azione diluito azioni ordinarie

0,07

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 al 31 dicembre 2019 e 2018

Prospetto consolidato delle altre componenti di conto economico complessivo (valori in migliaia di euro)	Note		
		31-dic-19	31-dic-18
Utile netto		16.701	7.711
di cui:			
<i>Risultato di pertinenza di terzi</i>		72	380
<i>Risultato del Gruppo</i>		16.629	7.331
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	(2.490)	185
- <i>Utili (perdite) da valutazione dell'esercizio</i>		(3.277)	244
- <i>Imposte</i>		786	(59)
Totale altre componenti di conto economico complessivo che saranno successivamente riclassificate nell'utile/perdita d'esercizio (al netto delle imposte)		(2.490)	185
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	(338)	166
- <i>Utili (perdite) attuariali</i>		(445)	219
- <i>Imposte</i>		107	(53)
Totale altre componenti di conto economico complessivo che non saranno successivamente riclassificate nell'utile/perdita d'esercizio (al netto delle imposte):		(338)	166
Totale altre componenti di conto economico complessivo al netto delle imposte	9	(2.828)	352
di cui:			
<i>di competenza di Terzi</i>		(21)	1
<i>di competenza del Gruppo</i>		(2.807)	351
Risultato del Conto economico complessivo		13.872	8.063
di cui:			
<i>Risultato netto complessivo di pertinenza di terzi</i>		51	381
<i>Risultato netto complessivo del Gruppo</i>		13.822	7.682

Prospetto della situazione patrimoniale-finanziaria consolidata al 31 dicembre 2019 e 2018

Prospetto della situazione patrimoniale-finanziaria consolidata (valori in migliaia di euro)	Note	Esercizio chiuso al 31 dicembre			
		2019		2018	
		Valore	di cui verso Parti Correlate (nota 14)	Valore	di cui verso Parti Correlate (nota 14)
Attività materiali	10.1.1	109.570		84.778	
Avviamento	10.1.3	29.436		29.436	
Attività immateriali	10.1.5	447.805		396.448	
Partecipazioni	10.1.6	27.250	27.250	22.217	22.217
Altre attività finanziarie non correnti	10.1.7	11.539	4.873	12.769	5.087
Altre attività non correnti	10.1.8	5.285	443	4.713	
Attività per imposte anticipate	10.1.9	30.718		27.295	
ATTIVITA' NON CORRENTI		661.604	32.566	577.657	27.304
Rimanenze	10.2.1	24.768		8.674	
Crediti commerciali	10.2.2	281.434	9.293	351.022	10.587
Crediti tributari	10.2.3	12.400		19.881	
Altre attività correnti	10.2.4	33.419		20.006	
Altre attività finanziarie correnti	10.2.5	34.797		17.422	
Disponibilità liquide e mezzi equivalenti	10.2.6	195.748		228.693	
ATTIVITA' CORRENTI		582.566	9.293	645.698	10.587
Attività destinate alla vendita	10.2.7			930	930
TOTALE ATTIVITA'		1.244.170	41.858	1.224.285	38.821
Capitale sociale		228.334		228.334	
Riserve		51.094		61.082	
Utile (Perdita) di esercizio per il gruppo		16.629		7.331	
Totale Patrimonio Netto di gruppo		296.057		296.747	
Capitale e riserve di pertinenza di terzi		25.665		28.125	
Utile (Perdita) di pertinenza di terzi		72		380	
Totale Patrimonio Netto di pertinenza di terzi		25.737		28.505	
TOTALE PATRIMONIO NETTO	10.3	321.793		325.253	
Fondi per rischi ed oneri	10.4.1	9.504		9.869	
Trattamento di fine rapporto	10.4.2	8.281		7.242	
Quota non corrente di finanziamenti a M/L termine	10.4.3	377.863	17.335	373.077	9.675
Passività per imposte differite	10.4.4	44.949		41.834	
Altre passività non correnti	10.4.5	4.320		1.721	
Passività contrattuali	10.4.6	21.123		14.732	
PASSIVITA' NON CORRENTI		466.040	17.335	448.474	9.675
Quota corrente di finanziamenti a M/L termine	10.4.3	88.271	3.729	104.780	1.435
Debiti finanziari a breve termine	10.5.1	31.601		10.528	
Debiti commerciali	10.5.2	215.299	5.227	250.364	6.295
Passività contrattuali	10.4.6	656		1.165	
Debiti tributari	10.5.3	18.726		15.283	
Altre passività correnti	10.5.4	64.800	14.638	47.343	
Altre passività finanziarie correnti	10.5.4	36.983		20.814	
PASSIVITA' CORRENTI		456.336	23.594	450.278	7.730
Passività direttamente associabili ad attività destinate alla vendita	10.2.7			280	280
TOTALE PASSIVITA' e Patrimonio Netto		1.244.170	40.929	1.224.285	17.685

Prospetto delle variazioni di patrimonio netto consolidato al 31 dicembre 2019 e 2018

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 2017	228.334	26.156	7.650	(599)	211	29.162	11.020	301.934	29.986	331.920
Prima applicazione IFRS 9						(1.361)		(1.361)	(322)	(1.683)
Saldi 31 dicembre 2017 Riesposto	228.334	26.156	7.650	(598)	210	27.803	11.020	300.575	29.664	330.238
Destinazione utile 2017 - <i>Utile consolidato esercizio precedente</i> - <i>Dividendi</i>			889			(2.042)	1.153 (12.173)	(12.173)	(996)	(13.170)
Altri movimenti						664		664	(543)	121
Risultato del conto economico				184	166		7.331	7.331	380	7.711
Altre componenti del conto economico complessivo								351	1	352
Saldi 31 dicembre 2018	228.334	26.156	8.539	(414)	376	26.425	7.331	296.747	28.505	325.253
Destinazione utile 2018 - <i>Utile consolidato esercizio precedente</i> - <i>Dividendi</i>			903			(6.210)	5.307 (12.638)	(12.638)	(1.138)	(13.776)
- <i>Distribuzione riserve di patrimonio netto</i>						(2.000)		(2.000)		(2.000)
Altri movimenti					1	125		126	(1.682)	(1.556)
Risultato del conto economico				(2.490)	(317)		16.629	16.629	72	16.701
Altre componenti del conto economico complessivo								(2.807)	(21)	(2.828)
Saldi 31 dicembre 2019	228.334	26.156	9.442	(2.904)	61	18.339	16.629	296.057	25.737	321.793

Rendiconto finanziario consolidato al 31 dicembre 2019 e 2018

Rendiconto finanziario consolidato (valori in migliaia di euro)	Esercizio chiuso al 31 dicembre	
	2019	2018
Utile (perdita) dell'esercizio	16.701	7.711
Imposte sul reddito	10.343	5.108
Interessi passivi (attivi)	10.499	13.255
(Plusvalenze) Minusvalenze derivanti dalla cessione di attività	1.940	-
Utile dell'esercizio prima delle imposte ed interessi	39.482	26.074
Ammortamenti delle attività materiali ed immateriali	45.145	34.902
Svalutazioni delle attività materiali ed immateriali	2.548	10
Quota di competenza dei contributi conto impianti	(681)	(621)
Variazione di fair value iscritta nel risultato operativo	(4.109)	2.757
Svalutazioni (rivalutazioni) di partecipazioni	(626)	(985)
Svalutazioni (rivalutazioni) di attività destinate alla vendita / dismissione	208	2.320
Accantonamento a TFR	177	182
Accantonamenti /(Riversamenti) Fondi rischi ed altri accantonamenti	1.319	(748)
Flusso finanziario prima delle variazioni del capitale circolante netto e delle altre attività e passività	83.462	63.890
Variazione dei crediti commerciali	71.228	(48.013)
Variazione delle rimanenze	(16.094)	14.016
Variazione dei debiti commerciali	(44.552)	30.956
Variazione delle altre attività e passività correnti	(10.388)	(3.628)
Variazione dei crediti e debiti tributari	(2.691)	6.458
Variazione TFR (al netto dell'accantonamento)	(591)	(560)
Flusso finanziario dopo le variazioni del capitale circolante netto e altre variazioni	80.374	63.120
Interessi incassati	2.733	2.113
Interessi pagati	(10.789)	(13.364)
Imposte pagate	(2.429)	(12.385)
Utilizzo dei fondi	(1.724)	(765)
A Flusso finanziario dell'attività operativa	68.165	38.720
Di cui verso Parti Correlate	(9.470)	(6.385)
Investimenti in attività materiali	(9.278)	(9.136)
Investimenti in attività immateriali	(35.312)	(30.586)
Disinvestimenti in attività materiali ed immateriali	758	355
(Investimenti)/Disinvestimenti in partecipazioni	440	1.338
Dividendi incassati da società valutate con il metodo del patrimonio netto	478	581
(Investimenti)/Disinvestimenti in attività destinate alla vendita / dismissione	442	(715)
(Acquisizione) o cessione di società controllate al netto delle disponibilità liquide	(47.504)	(30.068)
Altre variazioni da attività di investimento	82	(115)
B Flusso finanziario dell'attività di investimento	(89.894)	(68.345)
Di cui verso Parti Correlate	-	-
Incremento (decremento) di attività e passività finanziarie non correnti	937	(898)
Incremento (decremento) di attività e passività finanziarie correnti	(281)	55
Incremento (decremento) di altre attività e passività non correnti	3.610	2.006
Incremento (decremento) debiti a breve verso banche	20.180	69
Accensione finanziamenti bancari	121.500	162.000
Rimborso di finanziamenti bancari	(111.027)	(86.318)
Riacquisto prestiti obbligazionari	(38.800)	(32.200)
Rimborso Finanziamenti Soci	(1.435)	(1.435)
Rimborso altri finanziatori	(332)	(322)
Rimborso delle passività per leasing	(3.766)	-
Spese di accensione finanziamenti	(665)	(1.244)
Acquisto azioni proprie	-	-
Effetti sulle disponibilità monetarie dei conferimenti	-	-
Pagamento Dividendi ai soci della Capogruppo	-	(12.173)
Pagamento Dividendi ai Terzi	(1.138)	(96)
C Flusso finanziario dell'attività di finanziamento	(11.217)	28.545
Di cui verso Parti Correlate	(1.663)	(1.962)
Incremento (decremento) delle disponibilità liquide (A+B+C)	(32.946)	(1.081)
E Disponibilità liquide al 1 gennaio	228.693	229.774
F Disponibilità liquide al 31 dicembre	195.748	228.693

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 [Settori operativi](#), mentre nella nota [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 [Rapporti con parti correlate](#).

Il bilancio per l’esercizio chiuso al 31 dicembre 2019 è stato proposto per l’approvazione nel Consiglio di Amministrazione della Società in data 06/04/2020.

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.

2.3 Principi di consolidamento

Il bilancio consolidato comprende i bilanci di Estra S.p.A. e delle sue controllate al 31 dicembre 2019 e 2018.

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 spesi 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 predispose 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 quanto:

- 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 [Valutazioni discrezionali e stime contabili significative](#);
- Informativa quantitativa sulla gerarchia di valutazione del fair value: nota [Strumenti finanziari e valutazioni al fair value](#);
- Strumenti finanziari (compresi quelli valutati al costo ammortizzato): nota [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 exception", 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 exception" 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 "oneri e proventi da gestione rischio commodity"

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, sono inoltre valorizzati al "fair value through profit & loss" in conformità allo IFRS 9, ed esposti nel conto economico nella voce denominata "oneri e proventi da gestione rischio commodity". 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 rilevati come attività secondo IFRS 15.128 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.

iv) 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.

j) 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.

k) 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.

l) 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 - Apparatì 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.

Leasing (con riferimento al comparativo 2018)

La definizione di un accordo contrattuale come operazione di leasing (o contenente un'operazione di leasing) si basa sulla sostanza dell'accordo e richiede di valutare se l'adempimento dell'accordo stesso dipenda dall'utilizzo di una o più attività specifiche o se l'accordo trasferisca il diritto all'utilizzo di tale attività. La verifica che un accordo contenga un leasing viene effettuata all'inizio dell'accordo.

Un contratto di leasing viene classificato come leasing finanziario o come leasing operativo all'inizio del leasing stesso. Un contratto di leasing che trasferisce sostanzialmente al Gruppo tutti i rischi e i benefici derivanti dalla proprietà del bene locato, è classificato come leasing finanziario.

I leasing finanziari sono capitalizzati alla data di inizio del leasing al fair value del bene locato o, se minore, al valore attuale dei canoni. I canoni sono ripartiti fra quota di capitale e quota interessi in modo da ottenere l'applicazione di un tasso di interesse costante sul saldo residuo del debito. Gli oneri finanziari sono imputati al conto economico.

I beni in leasing sono ammortizzati sulla base della vita utile del bene. Tuttavia, laddove non vi sia la ragionevole certezza che il Gruppo otterrà la proprietà del bene al termine del contratto, il bene è ammortizzato sul periodo temporale più breve tra la vita utile stimata del bene e la durata del contratto di locazione.

Un leasing operativo è un contratto di leasing che non si qualifica come finanziario. I canoni di leasing operativo sono rilevati come costi nel conto economico in quote costanti sulla durata del contratto.

Per gli effetti decorrenti dal 01 gennaio 2019 in seguito all'entrata in vigore del nuovo principio IFRS 16 si rinvia al paragrafo "Variazioni ai principi contabili e informativa".

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.

m) 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.

n) 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.

o) 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 rilevate 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.

p) 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.

q) 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 rilevato 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 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 "Oneri/(proventi) da gestione rischio commodity;
 - 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".

r) 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.

s) 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”.

t) 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.

u) 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.

v) 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.

w) 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 sosterebbe 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, nell'esercizio, ha adottato per la prima volta:

- l'opzione, in riferimento ai derivati che soddisfano le previsioni del nuovo principio IFRS 9 per la contabilizzazione quali strumenti di copertura, per la rilevazione delle variazioni di fair value a Patrimonio netto in apposita riserva di copertura flussi finanziari;
- l'IFRS 16 Leasing;

Di seguito sono descritti l'impatto e la natura delle modifiche a seguito dell'adozione di quanto sopra.

Diverse altre modifiche e interpretazioni si applicano per la prima volta nel 2019, ma non hanno alcun impatto sul bilancio consolidato del Gruppo.

Il Gruppo non ha adottato anticipatamente alcun altro principio, interpretazione o modifica pubblicato ma non ancora in vigore.

IFRS 9 Strumenti finanziari – Implementazione Hedge Accounting

L'IFRS 9 Strumenti Finanziari ha sostituito lo IAS 39 Strumenti Finanziari: Rilevazione e valutazione per gli esercizi che iniziano il 1 Gennaio 2018 o successivamente, riunendo tutti e tre gli aspetti relativi alla contabilizzazione degli strumenti finanziari: classificazione e valutazione, perdita di valore e hedge accounting.

Nel bilancio chiuso al 31 dicembre 2018, il Gruppo si era avvalso, in riferimento all'Hedge accounting, dell'opzione di continuare a valutare e contabilizzare gli strumenti di copertura in essere a fine periodo ai sensi dello IAS 39.

In merito all'Hedge accounting, il principio ha introdotto un nuovo modello allo scopo di adeguare i requisiti previsti dall'attuale IAS 39 che talvolta sono stati considerati troppo stringenti e non idonei a riflettere le politiche di risk management delle società. Le principali novità del documento riguardano: a) l'incremento delle tipologie di transazioni eleggibili per l'hedge accounting, includendo anche i rischi di attività/passività non finanziarie eleggibili per essere gestiti in hedge accounting; b) il cambiamento della modalità di contabilizzazione dei contratti forward e delle opzioni quando inclusi in una relazione di hedge accounting al fine di ridurre la volatilità del conto economico; c) le modifiche al test di efficacia mediante la sostituzione delle attuali modalità basate sul parametro dell'80-125% con il principio della relazione economica tra voce coperta e strumento di copertura; inoltre, non sarà più richiesta una valutazione dell'efficacia retrospettiva della relazione di copertura. La maggior flessibilità delle nuove regole contabili è controbilanciata da richieste aggiuntive di informativa sulle attività di risk management.

Nel bilancio consolidato chiuso al 31 dicembre 2018, le variazioni di fair value di tali strumenti, non soddisfacendo le condizioni, anche formali, richieste dallo IAS 39 per essere qualificati come di copertura, erano state rilevate a Conto economico.

Nella presente bilancio consolidato, il Gruppo ha, invece, optato, in riferimento ai derivati di stipula 2019 che soddisfano le previsioni del nuovo principio IFRS 9 per la contabilizzazione quali strumenti di copertura, per la rilevazione delle variazioni di fair value a Patrimonio netto in apposita riserva di copertura flussi finanziari.

Il processo di adozione del principio ha comportato l'implementazione di specifiche policy di gestione del rischio prezzo derivante da specifiche operazioni di acquisto gas a prezzo fisso e rivendita a prezzo variabile (o viceversa) in tempi diversi, oltre che di applicativi informatici volti alla gestione contabile del principio stesso ed all'effettuazione dei test di efficacia.

Il principio ha trovato applicazione per i commodity Swap stipulati dal Gruppo nel corso del 2019 con finalità di copertura, con un fair value negativo alla data del 31 dicembre 2019 di Euro 3.470 migliaia, rilevato, al netto dei relativi effetti fiscali, in apposita riserva di patrimonio netto.

Ulteriori informazioni sono contenute nel paragrafo della nota integrativa "Obiettivi e criteri di gestione del rischio finanziario - Rischi connessi al prezzo delle commodity".

Adozione IFRS 16

L'IFRS 16 ha sostituito lo IAS 17 Leases, l'IFRIC 4 Determining whether an Arrangement contains a Lease, la SIC-15 Operating Leases-Incentives e la SIC-27 Evaluating the Substance of Transactions Involving the Legal Form of a Lease. L'IFRS 16 contiene i principi per il riconoscimento, la misurazione, la presentazione e l'informativa dei contratti di leasing e richiede che il locatario riconosca la maggior parte dei leasing in bilancio.

Il principio fornisce una nuova definizione di lease e introduce un criterio basato sul controllo (right of use) di un bene per distinguere i contratti di leasing, dai contratti per servizi, individuando quali discriminanti: l'identificazione del bene, il diritto di sostituzione dello stesso, il diritto ad ottenere sostanzialmente tutti i benefici economici rivenienti dall'uso del bene e il diritto di dirigere l'uso del bene sottostante il contratto.

La contabilizzazione per il locatore nell'ambito dell'IFRS 16 è rimasta sostanzialmente invariata rispetto allo IAS 17. Il locatario continuerà a classificare i leasing o come operativi o come finanziari seguendo principi simili a quelli inclusi nel precedente IAS 17. L'IFRS 16 quindi non ha impatti sulla contabilizzazione dei leasing nei quali il Gruppo è locatore.

Per il locatario, le disposizioni dell'IFRS 16 prevedono che alla commencement date del contratto di leasing (ossia alla data in cui il bene è reso disponibile per l'uso) il locatario rilevi, nello stato patrimoniale, un'attività, rappresentativa del diritto d'uso del bene (di seguito anche "attività per diritto d'uso" o "right-of-use asset"), e una passività rappresentativa dell'obbligazione ad effettuare i pagamenti previsti dal contratto (di seguito anche "passività per leasing" o "lease liability").

In particolare, la passività per leasing è rilevata inizialmente ad un ammontare pari al valore attuale dei seguenti pagamenti dovuti per il leasing non ancora effettuati alla commencement date: (i) pagamenti fissi (o sostanzialmente fissi), al netto di eventuali incentivi da ricevere; (ii) pagamenti variabili che dipendono da indici o tassi; (iii) stima del pagamento, da parte del locatario, a titolo di garanzia del valore residuo; (iv) pagamento del prezzo di esercizio dell'opzione di acquisto, se il locatario è ragionevolmente certo di esercitarla; e (v) pagamento di penalità contrattuali per la risoluzione del leasing, se il locatario è ragionevolmente certo di esercitare tale opzione.

Il valore attuale dei suddetti pagamenti è calcolato adottando un tasso di sconto pari al tasso d'interesse implicito del leasing ovvero, qualora questo non fosse facilmente determinabile, utilizzando il tasso di finanziamento incrementale del locatario.

Dopo la rilevazione iniziale, la passività per leasing è valutata al costo ammortizzato utilizzando il tasso di interesse effettivo ed è rideterminata, in contropartita al valore di iscrizione del correlato right-of-use asset, in presenza di una variazione dei pagamenti dovuti per il leasing a seguito di: (i) rinegoziazioni contrattuali; (ii) variazioni di indici o tassi (pagamenti variabili); o (iii) modifiche nella valutazione in merito all'esercizio delle opzioni contrattualmente previste (opzioni di acquisto del bene locato, opzioni di estensione o di risoluzione del contratto).

In base alle disposizioni transitorie dell'IFRS 16, al 1° gennaio 2019 sono stati rilevati gli effetti connessi alle fattispecie esistenti alla stessa data, senza effettuare il restatement del periodo precedente posto a confronto (cosiddetto "approccio retrospettico modificato") e rilevando il diritto d'uso per un ammontare pari alla relativa passività finanziaria. Successivamente alla rilevazione iniziale, il right-of-use asset è rettificato per tener conto delle quote di ammortamento cumulate, delle eventuali perdite di valore e degli effetti legati ad eventuali rideterminazioni della passività per leasing.

Il Gruppo ha completato il progetto di assessment degli impatti correlati all'introduzione del nuovo principio alla data di prima applicazione (1° gennaio 2019). Tale processo si è declinato in diverse fasi, tra cui la mappatura completa dei contratti potenzialmente idonei a contenere un lease e l'analisi degli stessi, al fine di comprenderne le principali clausole rilevanti ai fini dell'Ifrs 16. Il processo di adozione del principio ha inoltre comportato l'implementazione di uno specifico tool informatico volto alla gestione contabile del principio.

Nell'adottare il principio Ifrs 16 il Gruppo si è avvalso dell'esenzione concessa dal paragrafo 5 a) in relazione ai leasing di durata inferiore ai 12 mesi e dell'esenzione concessa dal paragrafo 5 b) per quanto concerne i contratti di leasing per i quali l'asset sottostante si configura come bene di modesto valore, ovvero quando i beni sottostanti al contratto di leasing non superavano il valore a nuovo di 5.000 euro. Per tali contratti l'introduzione dell'Ifrs 16 non ha comportato la rilevazione della passività finanziaria e del relativo diritto d'uso. I canoni di locazione saranno quindi rilevati a conto economico su base lineare per la durata dei rispettivi contratti. L'ammontare dei canoni corrisposti per queste fattispecie contrattuali risulta non significativo alla data del 31 dicembre 2019.

Inoltre, con riferimento alle regole di transizione, il Gruppo si è avvalso dei seguenti espedienti pratici:

- utilizzo dell'assessment effettuato al 31 dicembre 2018 secondo le regole dello Ias 37 "Accantonamenti, passività e attività potenziali" in relazione alla contabilizzazione dei contratti onerosi in alternativa all'applicazione del test di impairment sul valore del diritto d'uso al 1° gennaio 2019;
 - esclusione dei costi diretti iniziali dalla misurazione del diritto d'uso al 1° gennaio 2019;
 - utilizzo delle informazioni presenti alla data di transizione per la determinazione della durata del contratto, con particolare riferimento all'esercizio di opzioni di estensione e di chiusura anticipata.
-

La tabella seguente riporta gli impatti dall'adozione dell'IFRS 16 alla data di transizione (1 gennaio 2019) ed alla data di chiusura dell'esercizio (31 dicembre 2019):

Attività non correnti	Saldo al 01/01/2019	Saldo al 31/12/2019
<i>Diritto d'uso terreni e fabbricati</i>	15.232	13.181
<i>Diritto d'uso impianti e macchinari</i>		192
<i>Diritto d'uso attrezzature industriali</i>		779
<i>Diritto d'uso altri beni</i>	2.769	2.489
Totale attività non correnti	18.001	16.642
Attività correnti		
<i>Altre attività correnti</i>	(29)	(29)
Totale attività correnti	(29)	(29)
Totale attività	17.972	16.613
Passività non correnti		
<i>Passività non correnti per leasing</i>	14.416	12.768
Totale passività non correnti	14.416	12.768
Passività correnti		
<i>Passività correnti per leasing</i>	3.740	4.313
<i>Debiti commerciali</i>	(184)	(646)
Totale passività correnti	3.556	3.667
Totale passività	17.972	16.435

L'adozione dell'IFRS 16 ha comportato l'iscrizione di diritti d'uso per Euro 18.001 migliaia al 01 gennaio 2019 ed Euro 16.642 migliaia al 31 dicembre 2019 e di passività finanziarie per Euro 18.156 migliaia al 01 gennaio 2019 ed Euro 17.081 migliaia al 31 dicembre 2019, comprensive dell'importo dei canoni scaduti e non pagati alla data di riferimento, riclassificato dalla voce debiti commerciali.

Sul conto economico dell'esercizio l'adozione dell'IFRS 16 ha comportato un incremento di Euro 420 migliaia a livello di utile operativo dovuto all'eliminazione dei canoni per beni in leasing per Euro 4.730 migliaia, in parte compensato dalla rilevazione dell'ammortamento del diritto d'uso per Euro 4.310.

La contabilizzazione dei leasing operativi in accordo all'IFRS 16, ha inoltre comportato l'iscrizione di maggiori oneri finanziari per Euro 376 migliaia.

I principali effetti contabili del principio derivano dal trattamento come leasing operativi rilevanti ai fini dell'IFRS 16 dei contratti di affitto in essere tra Estra ed i Soci per le sedi aziendali di Prato, Siena ed Arezzo.

I contratti con i Soci Intesa e Consiag 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 2018.

I corrispettivi complessivi riconosciuti ai soci per l'esercizio 2019 ammontano ad Euro 2.135 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 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.

Il Gruppo non ha modificato il valore di carico iniziale delle attività e delle passività per leasing riconosciute alla data dell'applicazione iniziale per quei contratti precedentemente classificati come leasing finanziari (i.e., le attività per il diritto di utilizzo e le passività per leasing sono esattamente uguali alle attività di leasing e passività riconosciute ai sensi dello IAS 17). I requisiti dell'IFRS 16 sono stati applicati a questi leasing a decorrere dal 1° Gennaio 2019.

IFRIC Interpretazione 23 Incertezza sui trattamenti ai fini dell'imposta sul reddito

L'Interpretazione definisce il trattamento contabile delle imposte sul reddito quando il trattamento fiscale comporta delle incertezze che hanno effetto sull'applicazione dello IAS 12 e non si applica alle imposte o tasse

che non rientrano nello scopo dello IAS 12, né include specificamente requisiti relativi ad interessi o sanzioni riconducibili a trattamenti fiscali incerti. L'Interpretazione tratta specificamente i seguenti punti:

- Se un'entità considera separatamente i trattamenti fiscali incerti
- Le assunzioni dell'entità sull'esame dei trattamenti fiscali da parte delle autorità fiscali
- Come un'entità determina l'utile imponibile (o la perdita fiscale), la base fiscale, le perdite fiscali non utilizzate, i crediti fiscali non utilizzati e le aliquote fiscali
- Come un'entità tratta i cambiamenti nei fatti e nelle circostanze.

Il Gruppo definisce se considerare ogni trattamento fiscale incerto separatamente od unitamente ad altri (uno o più) trattamenti fiscali incerti ed usa l'approccio che consente la miglior previsione della risoluzione dell'incertezza.

Il Gruppo applica un significativo giudizio nell'individuare le incertezze sui trattamenti fiscali delle imposte sul reddito.

Al momento dell'adozione dell'interpretazione, il Gruppo ha esaminato la sussistenza di posizioni fiscali incerte, non ravvisando situazioni di rischio. L'interpretazione, pertanto, non ha avuto alcun impatto sul bilancio consolidato del gruppo.

Modifiche all'IFRS 9: Prepayments Features with Negative Compensation

Ai sensi dell'IFRS 9, uno strumento di debito può essere valutato al costo ammortizzato o al fair value nel conto economico complessivo, a condizione che i flussi finanziari contrattualizzati siano "esclusivamente pagamenti di capitale e interessi sull'importo di riferimento" (il criterio SPPI) e lo strumento sia classificato nell'appropriato modello di business. Le modifiche all'IFRS 9 chiariscono che un'attività finanziaria supera il criterio SPPI indipendentemente dall'evento o dalla circostanza che causa la risoluzione anticipata del contratto e indipendentemente da quale sia la parte che paga o che riceve un ragionevole risarcimento per la risoluzione anticipata del contratto. Queste modifiche non hanno avuto alcun impatto sul bilancio consolidato del Gruppo.

Modifiche allo IAS 19: Plan Amendment, Curtailment or Settlement.

Le modifiche allo IAS 19 sanciscono le regole di contabilizzazione nel caso in cui, durante il periodo di riferimento, si verifichi una modifica, una riduzione o un regolamento del piano. Le modifiche precisano che quando una modifica, una riduzione o un regolamento del piano avvengono durante l'esercizio, un'entità è tenuta a determinare il costo del servizio per il resto del periodo successivo alla modifica, riduzione o regolamento del piano, utilizzando le ipotesi attuariali di riferimento per rimisurare la passività (attività) netta per benefici definiti in modo che rifletta i benefici offerti dal piano e le attività del piano dopo tale evento. Un'entità è tenuta, inoltre, a determinare l'interesse netto per il periodo rimanente dopo la modifica del piano, riduzione o regolamento del piano: la passività (attività) netta per benefici definiti che riflette i benefici offerti dal piano e le attività del piano dopo tale evento; e il tasso di sconto utilizzato per riparametrare la passività (attività) netta per benefici definiti.

Tali modifiche non hanno avuto alcun impatto sul bilancio consolidato in quanto il Gruppo, nel periodo di riferimento, non ha registrato alcuna modifica, riduzione o regolamento dei piani.

Modifiche allo IAS 28: Long-term interests in associates and joint venture

Le modifiche specificano che un'entità applica l'IFRS 9 per investimenti a lungo termine in una società collegata o joint venture, per i quali non si applica il metodo del patrimonio netto ma che, in sostanza, formano parte dell'investimento netto nella società collegata o joint venture (interessi a lungo termine).

Questo chiarimento è rilevante perché implica che il modello delle perdite attese sui crediti dell'IFRS 9, si applica a tali investimenti a lungo termine.

Le modifiche chiariscono inoltre che, nell'applicare l'IFRS 9, un'entità non deve tenere conto di eventuali perdite della società collegata o della joint venture o di eventuali perdite di valore della partecipazione, rilevate come

rettifiche della partecipazione netta nella collegata o joint venture che derivano dall'applicazione dello IAS 28 Investments in Associates and Joint Ventures.

Tali modifiche non hanno avuto alcun impatto sul bilancio consolidato.

Miglioramenti annuali 2015-2017 Cycle

- **IFRS 3 Business Combination**

Le modifiche chiariscono che, quando un'entità ottiene il controllo di un business che è una joint operation, applica i requisiti per un'aggregazione aziendale (business combination) che si è realizzata in più fasi, tra cui la rimisurazione al fair value della partecipazione precedentemente detenuta nelle attività e passività della joint operation. Nel fare ciò, l'acquirente rivaluta l'interessenza precedentemente detenuta nella joint operation.

L'entità applica tali modifiche alle business combinations per cui la data di acquisizione coincide o è successiva al primo esercizio a partire dal 1 gennaio 2019, con l'applicazione anticipata consentita.

Questa modifica non ha avuto alcun impatto sul bilancio consolidato del Gruppo in quanto non si è verificata nessuna aggregazione aziendale in cui si è ottenuto il controllo congiunto.

- **IFRS 11 Joint Arrangements**

Una entità che partecipa in una joint operation, senza avere il controllo congiunto, potrebbe ottenere il controllo congiunto della joint operation nel caso in cui l'attività della stessa costituisca un business come definito nell'IFRS 3.

Le modifiche chiariscono che le partecipazioni precedentemente detenute in tale joint operation non sono rimisurate. Un'entità applica tali modifiche alle operazioni nelle quali detiene il controllo congiunto a partire dall'inizio dell'esercizio a partire dal 1 gennaio 2019 o successivamente, con l'applicazione anticipata consentita.

Questa modifica non ha avuto alcun impatto sul bilancio consolidato del Gruppo in quanto non si è verificata nessuna aggregazione aziendale in cui si è ottenuto il controllo congiunto.

- **IAS 12 Income Tax**

Le modifiche chiariscono che gli effetti delle imposte sui dividendi sono collegati alle operazioni passate o agli eventi che hanno generato utili distribuibili piuttosto che alle distribuzioni ai soci. Pertanto, un'entità rileva gli effetti delle imposte sul reddito derivanti dai dividendi nel prospetto dell'utile/(perdita) d'esercizio, nelle altre componenti di conto economico complessivo o nel patrimonio netto coerentemente con il modo in cui l'entità ha precedentemente riconosciuto tali operazioni o eventi passati.

L'entità applica tali modifiche per gli esercizi che hanno inizio dal 1 gennaio 2019 o successivamente, ed è consentita l'applicazione anticipata. Quando l'entità applica per la prima volta tali modifiche, le applica agli effetti che hanno avuto le imposte sui dividendi rilevati a partire dall'inizio del primo esercizio. Poiché la prassi attuale del Gruppo è in linea con tali emendamenti, il Gruppo non ha registrato alcun impatto derivante da tale modifiche sul proprio bilancio consolidato.

- **IAS 23 Borrowing costs**

Le modifiche chiariscono che un'entità tratta come finanziamenti non specifici qualsiasi finanziamento effettuato che fin dal principio era finalizzato a sviluppare un'attività, nel caso in cui tutte le azioni necessarie per predisporre tale attività all'uso o alla vendita sono completate.

Un'entità applica tali modifiche agli oneri finanziari sostenuti a partire dall'inizio dell'esercizio in cui l'entità applica per la prima volta tali modifiche. Un'entità applica tali modifiche per gli esercizi che hanno inizio dal 1 ° gennaio 2019 o successivamente, e l'applicazione anticipata è consentita. Poiché la prassi attuale del Gruppo è in linea con tali emendamenti, il Gruppo non ha registrato alcun impatto derivante da tale modifiche sul proprio bilancio consolidato.

Principi emanati ma non ancora in vigore

Sono di seguito illustrati i principi e le interpretazioni che, alla data di redazione del bilancio consolidato del Gruppo, erano già stati emanati ma non erano ancora in vigore. Il Gruppo intende adottare questi principi e interpretazioni, se applicabili, quando entreranno in vigore.

IFRS 17 Insurance Contracts

Nel Maggio 2017, lo IASB ha emesso l'IFRS 17 Insurance Contracts (IFRS 17), un nuovo principio completo relativo ai contratti di assicurazione che copre la rilevazione e misurazione, presentazione ed informativa. Quando entrerà in vigore l'IFRS 17 sostituirà l'IFRS 4 Contratti Assicurativi che è stato emesso nel 2005. L'IFRS 17 si applica a tutti i tipi di contratti assicurativi (ad esempio: vita, non vita, assicurazione diretta, riassicurazione) indipendentemente dal tipo di entità che li emettono, come anche ad alcune garanzie e strumenti finanziari con caratteristiche di partecipazione discrezionale.

Allo scopo si applicheranno limitate eccezioni. L'obiettivo generale dell'IFRS 17 è quello di presentare un modello contabile per i contratti di assicurazione che sia più utile e coerente per gli assicuratori. In contrasto con le previsioni dell'IFRS 4 che sono largamente basate sul mantenimento delle politiche contabili precedenti, l'IFRS 17 fornisce un modello completo per i contratti assicurativi che copre tutti gli aspetti contabili rilevanti. Il cuore dell'IFRS 17 è il modello generale, integrato da:

- Uno specifico adattamento per i contratti con caratteristiche di partecipazione diretta (il variable fee approach);
- Un approccio semplificato (l'approccio dell'allocazione del premio) principalmente per i contratti di breve durata.

L'IFRS 17 sarà in vigore per gli esercizi che inizieranno al 1 gennaio 2021 o successivamente, e richiederà la presentazione dei saldi comparativi. E' permessa l'applicazione anticipata, nel qual caso l'entità deve aver adottato anche l'IFRS 9 e l'IFRS 15 alla data di prima applicazione dell'IFRS 17 o precedentemente. Questo principio non si applica al Gruppo.

Modifiche all'IFRS 3: Definition of a Business

Ad ottobre 2018, lo IASB ha emesso le modifiche alla definizione di attività aziendale nell'IFRS 3 Definition of a Business per supportare le entità nel determinare se un insieme di attività e beni acquisiti costituisca un'attività aziendale o meno. Le modifiche chiariscono quali siano i requisiti minimi per avere un'attività aziendale, rimuovono la valutazione circa la possibilità degli operatori di mercato di sostituire eventuali elementi mancanti, aggiungono guida per supportare le entità nel valutare se un processo acquisito sia sostanziale, restringono le definizioni di attività aziendale e di output, e introducono un test opzionale sulla concentrazione del valore equo. Nuovi esempi illustrativi sono stati pubblicati insieme alle modifiche.

Poiché le modifiche si applicano prospetticamente alle transazioni o altri eventi che si manifestano alla data di prima applicazione o successivamente, il gruppo non è impattato da queste modifiche alla data di prima applicazione.

Modifiche allo IAS 1 and IAS 8: Definition of Material

Ad ottobre 2018, lo IASB ha emesso le modifiche allo IAS 1 Presentation of Financial Statements e IAS 8 Accounting Policies, Changes in Accounting Estimates and Errors, per allineare la definizione di 'rilevante' negli standard e per chiarire taluni aspetti della definizione. La nuova definizione indica che un'informazione risulta rilevante (materiale) qualora, in conseguenza della sua omissione, ovvero in seguito alla sua errata o non comprensibile presentazione ('obscuring'), ci si potrebbe ragionevolmente aspettare di influenzare le decisioni che i principali utilizzatori del bilancio farebbero sulla base delle informazioni finanziarie ivi contenute.

Le modifiche alla definizione di rilevante non ci si attende avranno un impatto significativo 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) Attività destinate alla vendita o dismissione

Il Gruppo aveva designato come attività non correnti destinate alla vendita/dismissione la società polacca Useneko, operante nell'attività di distribuzione gas in Polonia e controllata al 100% da Estra S.p.A., sulla base delle seguenti ragioni:

- La controllata Useneko rappresenta un'area geografica separata, nel caso specifico l'unica al di fuori del territorio italiano;
- il valore contabile dell'investimento sarà recuperato principalmente con un'operazione di vendita, anziché tramite il suo uso continuativo;
- l'attività è disponibile per la vendita immediata nella sua condizione attuale, soggetta a condizioni, che sono d'uso e consuetudine, per la vendita di tali attività. La vendita è ritenuta altamente probabile;
- la Direzione è impegnata nel programma di dismissione dell'attività e le trattative con il potenziale acquirente sono in fase avanzata;
- Il completamento della vendita si è protratto oltre un anno per eventi o circostanze fuori del controllo dell'entità legate a criticità emerse in alcuni interventi di ripristino della rete e nella regolarizzazione contrattuale di alcune servitù di passaggio, attività propedeutiche alla cessione dell'azienda;
- Il Gruppo ha intrapreso azioni per la risoluzione di tali criticità al fine di attuare il programma di dismissione delle società.

Per effetto di tale designazione, la partecipata è stata presentata in accordo all'IFRS 5: le attività e passività della Useneko sono state presentate su un'unica linea tra le "attività/passività destinate alla dismissione" e l'effetto

della valutazione della stessa al valore di presumibile realizzo è registrato in un'unica riga come Utile/(perdita) netto derivante da attività destinate alla dismissione.

Il processo di dismissione si è completato nell'esercizio 2019, come descritto nel paragrafo delle Aggregazioni/cessioni aziendali.

(ii) Controllo congiunto di un'entità in cui il Gruppo detiene meno della maggioranza delle azioni

Il Gruppo controlla congiuntamente al socio Viva Servizi S.p.A. la società EDMA Reti Gas S.r.l. al 31 dicembre 2019 anche se singolarmente detiene il 45% del capitale sociale. Questo perché, in forza di previsioni statutarie e patti parasociali che richiedono il consenso unanime di ambo le parti per le decisioni relative alle attività rilevanti, il Gruppo determina congiuntamente a Viva Servizi S.p.A. le politiche finanziarie, gestionali e strategiche della partecipata.

Considerando la natura non finanziaria della partecipazione ed il ruolo gestionale ed operativo rilevante svolto dal Gruppo, la quota di pertinenza del Gruppo del risultato d'esercizio della partecipata, valutata con il metodo del patrimonio netto, è rilevata nel prospetto di Conto Economico prima del risultato operativo.

(iii) 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 beneficeranno 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 Distribuzione gas Centria
- * CGU Distribuzione gas Gergas

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".

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).

(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 al netto della stima delle eventuali perdite di rete; 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 sui volumi distribuiti ed allocati, suscettibili di essere conguagliati, 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

Inoltre, 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 secondo rinnovo previsto dal contratto, basandosi sul fatto di non poter considerare ragionevolmente certo il rinnovo oltre il secondo 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. I tassi di attualizzazione utilizzati per misurare il valore delle passività relative ai contratti di leasing in cui il Gruppo opera come lessee sono ricompresi in un range tra il 1,5% ed il 2,5%.

Relativamente all'esercizio 2018, prima dell'adozione dell'IFRS 16, si segnala che il Gruppo, con riferimento ai contratti di locazione commerciale stipulati, aveva valutato, sulla base dei termini e delle condizioni contrattuali, come ad esempio il fatto che i termini contrattuali non coprano la maggior parte della vita economica della proprietà commerciale né del fair value del bene, che tutti i rischi e benefici significativi tipici della proprietà dei beni rimanevano in capo al locatore; ne conseguiva che tali contratti erano contabilizzati come leasing operativi.

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) Distribuzione gas naturale

L'attività delle SBU comprende la gestione tecnico-operativa di reti di distribuzione di gas naturale.

(ii) 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.

(iii) Corporate e altri settori

La SBU "Corporate e altri settori" 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 e stoccaggio rifiuti;
- le attività svolte dalla *holding* in termini di gestione e assistenza logistica verso le altre società del Gruppo.

Gli altri settori 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 sul territorio italiano, ad eccezione delle discontinued operation relative alla controllata Useneko localizzata in Polonia e ceduta a fine esercizio 2019. Per gli effetti relativi alle discontinued operation si rimanda allo specifico paragrafo del presente documento.

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 2019 e 2018:

Valori economici per segmento

Settori operativi (valori in migliaia di euro)	Distribuzione gas naturale		Vendita gas e luce		Corporate e Altre		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	
	2019	2018	2019	2018	2019	2018	2019	2018	2019	2018
Totale Ricavi	106.121	110.179	900.285	750.633	65.634	56.002	(75.118)	(73.841)	996.922	842.973
Costi esterni	(55.468)	(67.738)	(845.592)	(699.837)	(38.653)	(37.541)	75.118	73.841	(864.594)	(731.276)
Costi del personale	(14.194)	(12.790)	(10.808)	(10.870)	(14.346)	(12.945)			(39.348)	(36.604)
Proventi/(oneri) da gestione rischio commodity			3.582	(4.419)					3.582	(4.419)
Quota del risultato di società collegate e joint venture di natura non finanziaria					679	558			679	558
Margine operativo lordo (EBITDA)	36.459	29.651	47.467	35.508	13.314	6.074	-	-	97.241	71.233
Ammortamenti e svalutazioni	(19.492)	(13.066)	(15.334)	(12.492)	(12.867)	(9.354)			(47.693)	(34.912)
Accantonamenti	(166)	(62)	(11.331)	(8.225)	(247)	(65)			(11.744)	(8.353)
Risultato operativo (EBIT)	16.801	16.523	20.802	14.790	200	(3.345)	-	-	37.804	27.969

Valori patrimoniali per segmento

Settori operativi Attività di settore (valori in migliaia di euro)	Distribuzione gas naturale		Vendita gas e luce		Corporate e altre		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	
	2019	2018	2019	2018	2019	2018	2019	2018	2019	2018
Attività non correnti	356.241	298.800	179.052	176.990	126.315	101.870	(4)	(4)	661.604	577.657
Attività correnti	55.054	81.698	345.706	384.774	245.771	224.236	(63.965)	(45.010)	582.566	645.698
Attività destinate alla vendita						930				930
Totale attività	411.295	380.498	524.757	561.764	372.086	327.036	(63.969)	(45.014)	1.244.170	1.224.285

Investimenti e aggregazioni aziendali per segmento

Investimenti per settore operativo (valori in migliaia di euro)	Distribuzione gas naturale		Vendita gas e luce		Corporate e altre		Totale	
	Esercizio chiuso al 31 dicembre		Esercizio chiuso al 31 dicembre		Esercizio chiuso al 31 dicembre		Esercizio chiuso al 31 dicembre	
	2019	2018	2019	2018	2019	2018	2019	2018
Investimenti in Attività immateriali	21.547	20.888	11.600	7.050	2.643	2.647	35.789	30.586
Investimenti in Attività immateriali derivanti da aggregazioni aziendali	53.591	12.690	-	15.116	-	3	53.591	27.809
Totale investimenti (incluse le aggregazioni aziendali) in Attività Immateriali	75.137	33.578	11.600	22.167	2.643	2.650	89.380	58.395
Investimenti in Attività materiali	417	510	515	215	9.403	8.411	10.335	9.136
Investimenti in Attività materiali derivanti da aggregazioni aziendali	437	84	-	75	8.960	420	9.397	580
Totale investimenti (incluse le aggregazioni aziendali) in Attività materiali	854	594	515	291	18.362	8.831	19.732	9.716
Totale	75.992	34.172	12.115	22.457	21.005	11.481	109.111	68.111

Riconciliazione del risultato

(valori in migliaia di euro)	Esercizio chiuso al 31 dicembre	
	2019	2018
Risultato dei settori (al netto di rettifiche ed elisioni)	37.803	27.969
Proventi finanziari	2.733	2.113
Oneri finanziari	(13.231)	(15.368)
Utili e perdite su cambi	(1)	(2)
Quota dei proventi/(oneri) da valutazione delle partecipazioni di natura finanziaria con il metodo del PN	(53)	427
GESTIONE FINANZIARIA	(10.552)	(12.830)
UTILE ANTE IMPOSTE	27.251	15.139
Imposte sul reddito dell'esercizio	(10.343)	(5.108)
RISULTATO NETTO DERIVANTE DALLE ATTIVITA' IN FUNZIONAMENTO	16.909	10.031
Risultato netto attività cessate / in dismissione	(208)	(2.320)
RISULTATO NETTO DELL'ESERCIZIO	16.701	7.711

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. Sono escluse le attività e passività finanziarie derivanti dalla valutazione a fair value di contratti derivati e operazioni di trading su commodity.

(valori in migliaia di euro)	Esercizio chiuso al 31 dicembre	
	2019	2018
Liquidità ⁽¹⁾	(195.748)	(228.678)
Crediti finanziari correnti ⁽²⁾	34.797	17.422
Indebitamento finanziario corrente ⁽³⁾	156.855	136.122
Indebitamento finanziario corrente netto	(73.690)	(109.993)
Indebitamento finanziario non corrente ⁽⁴⁾	377.863	373.077
D Indebitamento finanziario netto	304.173	263.084
E Patrimonio netto	321.793	325.253
D/E Leverage	0,94	0,81

(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 2019, 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 2019, raffrontata con l'area di consolidamento al 31 dicembre 2018:

Denominazione	Sede legale	Attività principale	31/12/2019				31/12/2018			
			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	79,93%	79,93%			79,93%	79,93%		
Centria S.r.l.	Arezzo (AR)	Distribuzione gas	99,65%	99,65%			99,65%	99,65%		
Gas Tronto S.r.l.	Spinetoli (AP)	Vendita gas					100,00%		100,00%	(1)
Prometeo S.p.A.	Osimo (AN)	Vendita gas ed energia elettrica	56,53%		56,53%	(1)	53,09%		53,09%	(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%		
TuAreti S.r.l.	Arezzo (AR)	Distribuzione gas					100,00%	100,00%		
Gas Marca S.r.l.	Civitanova Marche (MC)	Vendita gas	100,00%		100,00%	(1)	100,00%		100,00%	(1)
Melfi Reti Gas S.r.l.	Pettoranello (IS)	Distribuzione gas					99,65%		100,00%	(3)
Idrogena 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%						
Murgia Reti Gas S.r.l.	Arezzo (AR)	Distribuzione gas	99,65%		100,00%	(3)				
Società a controllo congiunto consolidate con il metodo del patrimonio netto										
EDMA Reti Gas S.r.l.	Ancona (AN)	Distribuzione gas	45,00%	45,00%			45,00%	45,00%		
Nuova Sirio S.r.l.	Siena (SI)	Energie Rinnovabili	50,00%	50,00%			50,00%	50,00%		
Società destinate alla vendita / dismissioni										
USENEKO	(POLONIA)	Distribuzione gas	100,00%	100,00%			100,00%	100,00%		
Sin.It. S.r.l.	Milano (MI)	Vendita gas	11,05%	11,05%			11,05%	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	38,70%		38,70%		38,70%		38,70%	
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	26,01%		49,00%	(2)	26,01%		49,00%	(2)
Note										
(1) tramite Estra Energie Srl										
(2) tramite Prometeo S.r.l.										
(3) tramite Centria										

Le variazioni intervenute nell'**area di consolidamento al 31 dicembre 2019** rispetto al 31 dicembre 2018 sono le seguenti:

➤ **Società controllate**

- Ingresso nel perimetro delle società consolidate integralmente di Ecolat S.r.l. a seguito di incremento della partecipazione detenuta dalla Capogruppo dal 12% al 31/12/2018 al 100% al 31/12/2019 come descritto nel successivo paragrafo "Aggregazioni e cessioni aziendali, ed acquisizioni e cessioni di interessenze di minoranza";
- Ingresso nel perimetro delle società consolidate integralmente di Murgia Reti Gas S.r.l. a seguito di acquisto del 100% delle quote societarie da parte della Capogruppo, come descritto nel successivo paragrafo "Aggregazioni e cessioni aziendali, ed acquisizioni e cessioni di interessenze di minoranza";
- Incremento della percentuale di controllo di Gruppo in Prometeo S.p.A. dal 53,09% al 31 dicembre 2018 al 56,53% al 31 dicembre 2019 a seguito di acquisto di un'ulteriore quota di partecipazione del 3,44% nel corso dell'esercizio 2019 da parte di Estra Energie;

Si segnalano inoltre, le seguenti operazioni di riorganizzazione e razionalizzazione societaria all'interno del Gruppo, di società consolidate integralmente e quindi senza effetti sul perimetro di consolidamento:

- fusione per incorporazione di Gastronto S.r.l. in Estra Energie S.r.l.;
- fusione per incorporazione di TuaReti S.r.l. in Centria S.r.l. previa acquisizione delle quote dalla Capogruppo;
- fusione per incorporazione di Melfi Reti Gas S.r.l. in Centria S.r.l..

➤ **Società destinate alla vendita o dismissione**

- Uscita dal perimetro del Gruppo della società società polacca Useneko, operante nell'attività di distribuzione gas in Polonia, a seguito del completamento del processo dismissivo a fine esercizio 2019, come descritto nel successivo paragrafo "Aggregazioni e cessioni aziendali, ed acquisizioni e cessioni di interessenze di minoranza".

7. Aggregazioni e cessioni aziendali, acquisizioni e cessioni di interessenze di minoranza

7.1 Esercizio 2019

➤ Acquisizione di Murgia Reti Gas S.r.l.

In data 01 aprile 2019, il Gruppo ha acquisito il 100% delle quote sociali di Murgia Reti Gas S.r.l., società neocostituita da 2i Rete Gas cui è stato conferito il ramo d'azienda dell'ATEM Bari 1 relativo alle concessioni per il servizio di distribuzione nei Comuni di Conversano, Putignano, Rutigliano, Triggiano e Valenzano ed il ramo d'azienda dell'ATEM Foggia 2 relativo alle concessioni per il servizio di distribuzione nei Comuni di Chieuti, Lesina, San Severo, Serracapriola e Torremaggiore.

Attraverso l'operazione, il Gruppo Estra ha acquisito la gestione di circa 544 km di rete distributiva (302 km relativi a Bari 1 e 242 km a Foggia 2), per un numero complessivo di Punti di Riconsegna (PdR) di circa 66 mila.

Nel presente bilancio consolidato è stata assunta ai fini del consolidamento la situazione contabile alla data del 01 aprile 2019, data di acquisizione delle quote societarie.

Il fair value delle attività e passività identificabili alla data dell'acquisizione era il seguente:

Stato patrimoniale	Fair value
ATTIVITA' NON CORRENTI	
Attività materiali	437
Attività immateriali IFRIC 12	53.591
Attività per imposte anticipate	641
	54.669
ATTIVITA' CORRENTI	
Crediti tributari	1
Altre attività correnti	623
Disponibilità liquide e mezzi equivalenti	10
	634
TOTALE ATTIVITA'	55.302
PASSIVITA' NON CORRENTI	
Quota non corrente di finanziamenti a M/L termine	440
Trattamento di fine rapporto	833
Altre passività non correnti	46
Passività per imposte differite	5.293
Passività contrattuali	4.762
	11.374
PASSIVITA' CORRENTI	
Altre passività correnti	1.843
	1.843
TOTALE PASSIVITA'	13.218
TOTALE ATTIVITA' NETTE IDENTIFICABILI	42.085
Corrispettivo dell'acquisizione	42.085

Per effetto dell'allocazione del prezzo pagato, sono state rilevate: *i*) reti, impianti, allacciamenti ed altre dotazioni patrimoniali afferenti la distribuzione di gas naturale, contabilizzati secondo il "metodo dell'attività immateriale" previsto dall'IFRIC 12 per i rapporti di concessione, per Euro 53.591 migliaia e *ii*) una passività per imposte differite di Euro 3.174 migliaia. Il maggior valore allocato alle attività di cui al punto *i*) è pari ad Euro 19.535 migliaia.

L'attività immateriale è rilevata al *fair value*, determinato sulla base: *i*) della stima del valore industriale (VIR) degli impianti, 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 e *ii*) del valore attuale dei flussi di cassa generati dalla concessione nel periodo stimato antecedente l'indizione e svolgimento delle gare.

Le attività per imposte anticipate e le passività per imposte differite fanno riferimento alle differenze temporanee tra valore contabile e valore fiscale dei cespiti.

Le passività contrattuali fanno riferimento ai contributi percepiti dagli utenti sugli allacciamenti contabilizzati in accordo all'IFRS 15 Ricavi.

La contabilizzazione dell'operazione nel presente bilancio consolidato è stata determinata provvisoriamente, a causa della temporaneità dei valori assegnabili alle attività e passività dell'acquisita e sarà resa definitiva ed eventualmente rettificata entro il termine di dodici mesi dalla data di acquisizione, come previsto dall'IFRS 3 B67.

Dalla data di acquisizione, Murgia Reti Gas ha contribuito, al netto delle elisioni infragruppo, ai ricavi dell'esercizio 2019 del Gruppo per Euro 5.322 migliaia, al margine operativo lordo per Euro 3.177 migliaia, con contributo poco significativo sul risultato operativo.

➤ **Acquisizione di Ecolat S.r.l.**

In data 26 febbraio 2019 Estra ha completato l'acquisizione della società Ecolat S.r.l., già partecipata al 31 dicembre 2018 al 12% a seguito di sottoscrizione di un aumento di capitale per Euro 124 migliaia.

L'acquisizione del controllo integrale è avvenuta mediante cessione da parte di ETH S.r.l. della partecipazione rappresentativa del restante 88% del capitale sociale al prezzo di 6.380 migliaia.

L'acquisizione rappresenta per il Gruppo l'ingresso nel ciclo integrato dei rifiuti, essendo la società, oltre che titolare di una partecipazione in SEI Toscana S.r.l., gestore di un impianto di selezione meccanica degli imballaggi in materiali misti provenienti dalle raccolte differenziate degli Ambiti Ottimali Toscana Sud, Centro e Costa e gestore di una piattaforma di stoccaggio di rifiuti recuperabili urbani, assimilati e speciali e di selezione di rifiuti ingombranti, gestendo inoltre l'attività di intermediazione rifiuti. La società gestisce inoltre un centro di raccolta convenzionato con il comune di Grosseto per consentire ai privati cittadini il conferimento diretto dei rifiuti recuperabili.

La società occupa un edificio che ospita gli uffici e gli spogliatoi per il personale dipendente, un capannone che ospita l'impianto di selezione meccanica degli imballaggi in materiali misti ed un capannone adibito a rimessaggio.

La società detiene inoltre altri beni minori in forza di leasing finanziari, contabilizzati i sensi dell'IFRS 16 ed iscritti nell'attivo patrimoniale con rilevazione della passività finanziaria per i pagamenti residui fino a scadenza dei relativi contratti.

Nel presente bilancio consolidato è stata assunta ai fini del consolidamento la situazione contabile disponibile più ravvicinata alla data di acquisizione, 01 gennaio 2019.

Il fair value delle attività e passività identificabili alla data dell'acquisizione era pari a Euro 6.505 migliaia come da tabella di sotto:

Stato patrimoniale	Fair value
ATTIVITA' NON CORRENTI	
Attività materiali	8.960
Partecipazioni	5.007
Altre attività finanziarie non correnti	2.900
Attività per imposte anticipate	36
	16.903
ATTIVITA' CORRENTI	
Crediti commerciali	1.640
Attività finanziarie correnti	93
Altre attività correnti	108
Disponibilità liquide e mezzi equivalenti	951
	2.792
TOTALE ATTIVITA'	19.695
PASSIVITA' NON CORRENTI	
Fondi per rischi ed oneri	40
Quota non corrente di finanziamenti a M/L termine	1.272
Trattamento di fine rapporto	176
Passività per imposte differite	1.640
	3.128
PASSIVITA' CORRENTI	
Quota corrente di finanziamenti a M/L termine	391
Debiti commerciali	9.671
	10.062
TOTALE PASSIVITA'	13.190
TOTALE ATTIVITA' NETTE IDENTIFICABILI	6.505
Corrispettivo dell'acquisizione	6.505

In sede di allocazione del prezzo pagato, le attività materiali della società acquisita sono state valutate al *fair value*.

In particolare, i *fair value* dell'edificio e del capannone sono stati determinati come importi ottenibili dalla vendita sulla base di valutazioni peritali in Euro 2.219 migliaia. Il *fair value* dell'impianto di selezione è stato determinato come valore d'uso attualizzando i flussi finanziari futuri che si suppone deriveranno dal suo uso continuativo, pari ad Euro 5.358 migliaia. Il corrispettivo per il riscatto, rilevato nella voce debiti commerciali, ammonta a complessivi Euro 1.678 migliaia.

La partecipazione in Sei Toscana S.r.l. è stata mantenuta al costo (Euro 5.008 migliaia), ritenendo che questo approssimi il suo *fair value*. In merito alla corrispondente quota di capitale sociale, si rinvia al contenzioso in essere con Sei Toscana, descritto nel paragrafo "Principali contenziosi in essere".

I debiti finanziari sono relativi alla rilevazione dei pagamenti dei canoni residui dei contratti di leasing dei beni minori pari ad Euro 1.258 migliaia scadenti nel 2023 per altri beni, oltre ad un mutuo pari ad Euro 405 migliaia.

Dalla data di acquisizione, Ecolat ha contribuito, al netto delle elisioni infragrupo, ai ricavi dell'esercizio per Euro 4.422 migliaia, al margine operativo lordo per Euro 902 migliaia ed al risultato operativo per Euro 173 migliaia.

➤ **Cessione di Useneko S.p.z.oo**

Per effetto della designazione come attività destinata alla vendita di Useneko, società polacca Useneko operante nell'attività di distribuzione gas in Polonia e controllata al 100% da Estra S.p.A., la partecipata veniva rappresentata nel bilancio consolidato al 31 dicembre 2018 in accordo all'IFRS 5: le attività e passività della Useneko presentate su un'unica linea tra le "attività/passività destinate alla dismissione" e l'effetto della valutazione della stessa al valore di presumibile realizzo registrato in un'unica riga come Utile/(perdita) netto derivante da attività destinate alla dismissione.

Il processo di dismissione della partecipazione si è completato a fine esercizio 2019 mediante stipula di un contratto di cessione al prezzo di Euro 650 migliaia, corrispondente al valore di iscrizione contabile a fine esercizio precedente.

Per effetto della cessione, la controllata è stata deconsolidata nel bilancio chiuso al 31 dicembre 2019.

➤ **Accordi inerenti la cessione di Andali Energia S.r.l.**

Si ricorda che in data 15 dicembre 2017, il Gruppo, tramite la controllata Solgenera S.r.l., ha ceduto alla società Sunshine S.r.l. la partecipazione al 100% del capitale di Andali Energia S.r.l., titolare dell'Autorizzazione Unica per la realizzazione di un impianto eolico di 36 MW nel Comune di Andali (CZ) e promotrice di una procedura arbitrale avviata contro Terna Rete Elettrica Nazionale S.p.a. per richiedere, tra l'altro, la risoluzione del contratto di connessione ed il risarcimento di danni patiti e patendi.

L'accordo di cessione prevedeva, tra l'altro un corrispettivo per la cessione dell'intera partecipazione in Andali pari ad euro 1 con clausole di revisione incrementali del prezzo subordinate al verificarsi di determinati condizioni.

Per effetto di tali clausole contrattuali, nel corso dell'esercizio 2019 Solgenera S.r.l., ora incorporata in Estra S.p.A., ha maturato il diritto ad una revisione incrementale del prezzo di Euro 1.547 migliaia a seguito dell'avvenuta realizzazione e messa in esercizio dell'impianto. L'importo è rilevato nella voce altri ricavi del presente bilancio consolidato al 31 dicembre 2019.

➤ **Acquisizioni di interessenze addizionali in società già controllate**

Nel corso dell'esercizio 2019 si segnala l'acquisizione del 3,44% di Prometeo S.p.a., al prezzo di Euro 1.557 migliaia. A valle di tale operazione, il Gruppo detiene il 56,53% del capitale sociale di Prometeo S.p.A. per il tramite della controllata Estra Energie S.r.l..

Di seguito si riporta un riepilogo dei corrispettivi pagati, del valore contabile delle attività nette acquisite e degli effetti rilevati a patrimonio netto in accordo al principio contabile IFRS 10:

Società	% Acquisita	Valore contabile dell'interessenza acquisita	Corrispettivo pagato	Utili/(perdite) a nuovo	Riserva di attualizzazione IAS 19
Prometeo	3,44%	1.683	1.557	125	1

7.2 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 2019	% di Terzi 2018
Prometeo S.p.A.	Osimo (AN)	Euro	Vendita gas ed energia elettrica	43,47%	46,91%

Conto Economico (in migliaia di Euro)	Prometeo 2019	Prometeo 2018
Ricavi operativi		
Ricavi da contratti con clienti	123.674	122.628
Altri ricavi operativi	2.492	1.108
	126.166	123.736
Costi operativi		
Consumi di materie prime, sussidiarie e merci	69.111	69.888
Costi per servizi	45.571	42.785
Costi per godimento beni di terzi	51	271
Costi del personale	1.906	1.915
Ammortamenti, accantonamenti e svalutazioni	6.790	4.879
Altri costi operativi	187	221
	123.618	119.959
RISULTATO OPERATIVO	2.548	3.777
Proventi finanziari	267	166
Oneri finanziari	288	510
GESTIONE FINANZIARIA	(21)	(344)
UTILE ANTE IMPOSTE	2.527	3.433
Imposte sul reddito dell'esercizio	944	1.167
RISULTATO NETTO DELL'ESERCIZIO	1.583	2.265

Stato patrimoniale (in migliaia di Euro)	Prometeo 2019	Prometeo 2018
ATTIVITA' NON CORRENTI		
Attività materiali	642	155
Avviamento	6.604	7.311
Attività immateriali	3.347	2.928
Partecipazioni	1.071	1.071
Altre attività non correnti	40	29
Attività per imposte anticipate	4.234	3.412
	15.938	14.906
ATTIVITA' CORRENTI		
Crediti commerciali	47.460	59.185
Crediti tributari	3.950	531
Altre attività correnti	2.437	603
Disponibilità liquide e mezzi equivalenti	6.647	9.496
	60.494	69.815
TOTALE ATTIVITA'	76.432	84.721
TOTALE PATRIMONIO NETTO	16.578	16.623
PASSIVITA' NON CORRENTI		
Fondi per rischi ed oneri	198	156
Trattamento di fine rapporto	429	357
Quota non corrente di finanziamenti a M/L termine	1.630	-
	2.257	513
PASSIVITA' CORRENTI		
Quota corrente di finanziamenti a M/L termine	186	-
Debiti finanziari a breve termine	47	3
Debiti commerciali	50.017	59.956
Debiti tributari	414	2.552
Altre passività correnti	6.933	5.074
	57.597	67.585
TOTALE PASSIVITA' e PN	76.432	84.721

7.3 Partecipazioni in joint venture

Al 31 dicembre 2019 il Gruppo detiene una partecipazione al 45% in EDMA Reti Gas S.r.l., sulla quale esercita controllo congiunto con Viva Servizi S.p.A., socio al 55%, in base a previsioni statutarie e patti parasociali che richiedono il consenso unanime di ambo le parti per le decisioni relative alle attività rilevanti di politiche finanziarie, gestionali e strategiche della partecipata.

La società opera nel settore della distribuzione del gas naturale, svolgendo le attività di gestione degli impianti e delle reti di adduzione e distribuzione di gas nella provincia di Ancona.

La partecipazione, iscritta al 31 dicembre 2019 ad Euro 9.971 migliaia (Euro 9.688 migliaia al 31 dicembre 2018) è contabilizzata con il metodo del patrimonio netto.

La tabella seguente evidenzia le principali grandezze economiche e patrimoniali:

Stato patrimoniale	31/12/2019	31/12/2018
Beni in concessione	28.565	26.373
Disponibilità liquide	5.776	3.954
Equity	22.682	22.348
Indebitamento bancario	8.297	6.136
Conto economico	31/12/2019	31/12/2018
Ricavi operativi	30.637	31.627
Costi operativi	26.233	28.001
Ammortamenti e accantonamenti	2.597	2.440
Risultato operativo	1.807	1.315
Utile netto dell'esercizio	1.212	925

8. Commento alle principali voci di conto economico

8.1 Ricavi

Negli esercizi chiusi al 31 dicembre 2019 e al 31 dicembre 2018 i ricavi ammontano rispettivamente a Euro 996.922 migliaia e Euro 842.973 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	
	2019	2018
Ricavi da cessione di beni e servizi	967.943	805.421
Altri ricavi operativi	28.979	37.552
Totale ricavi	996.922	842.973

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 al 31 dicembre 2019 comparati con l'esercizio chiuso al 31 dicembre 2018:

(valori in migliaia di euro)	Esercizio chiuso al 31 dicembre	
	2019	2018
Ricavi della distribuzione del gas metano	37.739	28.557
Perequazione distribuzione gas metano	(10.676)	(10.585)
Ricavi della vendita e distribuzione di gas naturale GPL	3.091	3.416
Ricavi della vendita di gas metano	736.982	629.212
Ricavi della vendita di energia elettrica	146.177	110.058
Ricavi dell'attività delle telecomunicazioni	4.853	4.643
Ricavi da selezione e conferimento rifiuti	4.487	
Ricavi delle altre attività del gruppo	19.732	15.654
Incrementi immobilizzazioni per lavori interni	21.176	19.750
Quota di competenza dei contributi percepiti	2.119	1.943
Ricavi per servizi post contatore e prestazioni accessorie	2.262	2.773
Ricavi da cessione di beni e servizi	967.943	805.421

Le principali variazioni sono relative a:

- "Ricavi della distribuzione del gas metano": la voce registra un incremento di Euro 8.342 migliaia principalmente per effetto della variazione di perimetro e, in particolare dell'inizio della gestione nei Comuni di Conversano, Putignano, Rutigliano, Triggiano, Valenzano, Chieuti, Lesina, San Severo, Serracapriola e Torremaggiore a far data dal 1 aprile 2019 a seguito dell'acquisizione della società Murgia Reti Gas S.r.l.;
- "Ricavi della vendita di gas metano": la voce registra un incremento di Euro 107.770 migliaia principalmente per effetto dei maggior volumi di gas venduti alla clientela finale e maggiore attività di bilanciamento gas;
- "Ricavi della vendita di energia elettrica": la voce registra un incremento di Euro 36.119 migliaia principalmente per effetto dei maggior volumi di energia elettrica venduti;
- Ricavi da selezione e conferimento rifiuti: la voce compare nell'esercizio 2019 per effetto dell'acquisizione della società Ecolat S.r.l.;
- "Ricavi delle altre attività del gruppo": è riferita principalmente dai ricavi della Capogruppo per contratti di servizio in essere con i Soci, società collegate e società sottoposte a controllo congiunto (Euro 3.437 migliaia), dai ricavi da gestione calore e manutenzione tipici della controllata Estra Clima S.r.l. (Euro 10.183 migliaia) e dai ricavi per produzione di energia elettrica dagli impianti fotovoltaici ubicati a Cavriglia (AR) per Euro 5.027 migliaia. La variazione è principalmente riferita all'incremento di attività della Capogruppo ed all'aumento dei ricavi per interventi di efficientamento energetico;

- “Incrementi per lavori interni”: è principalmente riferita ai costi interni relativi alle attività svolte sulle reti di distribuzione in concessione in aumento di Euro 1.426 migliaia;

I ricavi per la vendita di gas metano e di energia elettrica includono al 31 dicembre 2019 e 2018 lo stanziamento per la stima delle forniture di energia elettrica e gas erogate ai clienti finali e non ancora fatturate al 31 dicembre. La stima è effettuata in base alle informazioni su volumi distribuiti ed allocati ottenute dai trasportatori, soggetta a potenziali conguagli. 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 e energia elettrica immesse nella rete di distribuzione, al netto della stima delle eventuali perdite di rete, tenuto conto dei dati resi disponibili a fine esercizio dai trasportatori, soggetti a potenziali revisioni in esercizi successivi, come previsto dalla normativa di riferimento. 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.

Di seguito si elenca il dettaglio dei ricavi da contratti con clienti del Gruppo al 31 dicembre 2019 raggruppati per settore operativo:

Esercizio chiuso al 31 dicembre 2019 (valori in migliaia di euro)	Settori operativi			
	Totale	Distribuzione gas naturale	Vendita gas e luce	Corporate e Altre
Ricavi della distribuzione del gas metano	37.739	37.739		
Perequazione distribuzione gas metano	(10.676)	(10.676)		
Ricavi della vendita e distribuzione di gas naturale GPL	3.091	3.091		
Ricavi della vendita di gas metano	736.982		736.982	
Ricavi della vendita di energia elettrica	146.177		146.177	
Ricavi dell’attività delle telecomunicazioni	4.853			4.853
Ricavi da selezione e conferimento rifiuti	4.487			4.487
Ricavi delle altre attività del gruppo	19.732	83		19.649
Incrementi immobilizzazioni per lavori interni	21.176	21.176		
Quota di competenza dei contributi percepiti	2.119	616		1.503
Ricavi per servizi post contatore e prestazioni accessorie	2.262		2.262	
Ricavi da cessione di beni e servizi	967.943	52.030	885.420	30.493
Rettifiche e Elisioni	63.997	38.236	2.009	23.752
Totale ricavi al lordo di rettifiche ed elisioni tra settori operativi	1.031.940	90.266	887.429	54.245

Il Gruppo dalla fine dell’esercizio 2019 opera solo sul territorio italiano, a seguito della cessione della partecipata Useneko localizzata in Polonia.

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 al 31 dicembre 2019 comparati con l'esercizio chiuso al 31 dicembre 2018:

(valori in migliaia di euro)	Esercizio chiuso al 31 dicembre	
	2019	2018
Titoli Efficienza Energetica	9.683	25.080
Rilascio fondo rischi	18	2.443
Ricavi per Delibera Arera 32/2019/R/Gas	7.312	
Ricavi diversi di esercizio	11.939	10.013
Plusvalenze gestione extra-caratteristica	27	16
Altri ricavi operativi	28.979	37.552

La voce "Titoli Efficienza energetica" contiene la valorizzazione dei titoli di efficienza energetica (TEE) di competenza dell'esercizio 2019 quale contributo tariffario previsto dalle delibere dell'ARERA, in sensibile diminuzione rispetto all'esercizio precedente, principalmente per effetto dell'acquisto effettuato dalla società di un significativo ammontare di titoli "virtuali", ovvero acquistati direttamente dal GME e che non hanno originato rilevazione di costi e ricavi, ma solo la valorizzazione (tra i costi) dell'importo trattenuto dal GME al momento dell'erogazione del contributo per l'anno d'obbligo 2018.

La voce "Ricavi per Delibera Arera 32/2019/R/Gas" è relativa al riconoscimento degli importi correlati alla rideterminazione del coefficiente k per gli anni 2010-2012 così come previsto dalla Delibera Arera 32/2019/R/Gas, che ha determinato un effetto positivo pari ad Euro 7.312 migliaia, come descritto nella relazione sulla gestione. L'importo sarà corrisposto dall'Autorità in tre quote, di cui la prima entro il 1 aprile 2020, la seconda entro il 31 dicembre 2020 e la terza entro il 31 dicembre 2021.

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.

In merito a quest'ultimo importo, si evidenzia che sino allo scorso esercizio il Gruppo contabilizzava i ricavi per incentivi sicurezza al momento del definitivo accertamento degli importi da parte dell'ARERA, normalmente coincidente con la pubblicazione da parte di quest'ultima di apposita delibera. Nel corso dell'esercizio 2019, si evidenzia che il Gruppo, oltre ad aver acquisito maggior precisione e tempestività nel processo di stima degli importi spettanti, ha superato con l'Autorità alcune importanti incertezze interpretative sul riconoscimento di alcuni incentivi. Ciò ha consentito la quantificazione puntuale e la conseguente iscrizione a bilancio dei ricavi per incentivi sicurezza spettanti, oltre che per gli interventi eseguiti nell'esercizio 2017 (Euro 1.145 migliaia), anche per gli incentivi spettanti per gli interventi eseguiti negli esercizi 2018 (Euro 1.180 migliaia) e 2019 (Euro 1.100 migliaia) pur in assenza di apposita delibera.

Il saldo 2019 inoltre include i ricavi per revisione prezzo della cessione di Andali pari ad Euro 1.547 migliaia, come descritto nel paragrafo "Accordi inerenti la cessione di Andali Energia S.r.l."

8.2 Costi operativi

Negli esercizi chiusi al 31 dicembre 2019 e al 31 dicembre 2018 i costi operativi ammontano rispettivamente a Euro 963.380 ed Euro 811.144:

(valori in migliaia di euro)	Esercizio chiuso al 31 dicembre	
	2019	2018
Materie prime, sussidiarie e merci	592.046	481.267
Costi per servizi	245.694	204.124
Costi per godimento beni di terzi	10.276	14.125
Costi per il personale	39.348	36.604
Ammortamenti, accantonamenti, svalutazioni	59.437	43.265
Altri costi operativi	16.579	31.760
Costi operativi	963.380	811.144

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 592.046 migliaia al 31 dicembre 2019 ed Euro 481.267 migliaia al 31 dicembre 2018.

(valori in migliaia di euro)	Esercizio chiuso al 31 dicembre	
	2019	2018
Acquisti materie prime, sussidiarie e merci	608.028	471.761
Variazione rimanenze	(15.638)	9.803
	592.391	481.564
<i>a dedurre:</i>		
-incrementi per lavori interni	(345)	(297)
Materie prime, sussidiarie e merci	592.046	481.267

La componente più significativa della voce è rappresentata dai costi di acquisto, trasporto e stoccaggio gas per Euro 542.977 migliaia (Euro 415.085 migliaia nel 2018) e costi di acquisto di energia elettrica per Euro 51.560 migliaia (Euro 40.881 migliaia nel 2018).

La variazione delle rimanenze è legata al maggior gas naturale in stoccaggio a fine esercizio 2019.

I costi per acquisto gas comprendono i costi per acquisto derivanti da un contratto longterm di consegna al Tarvisio tra Sinergie Italiane S.r.l. e Gazprom Export LLC, con rivendita dello stesso alla società di vendita Estra Energie S.r.l..

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 2019 sono incrementati rispetto all'esercizio 2019 in correlazione all'andamento dei ricavi.

8.2.2 Costi per servizi

Di seguito si elenca il dettaglio dei costi per servizi del Gruppo al 31 dicembre 2019 comparati con l'esercizio chiuso al 31 dicembre 2018:

(valori in migliaia di euro)	Esercizio chiuso al 31 dicembre	
	2019	2018
Prestazioni professionali	7.801	10.214
Costi per riqualificazione impianti di terzi e per appalti e manutenzioni	17.351	10.283
Costi per trasporto e smaltimento rifiuti	1.284	
Assicurazioni	1.318	1.700
Prestazioni e consulenze tecniche fiscali amministrative e notarili	6.881	8.048
Costi relativi alla gestione clientela e per stampa e recapito bollette	4.773	4.943
Servizi telecomunicazioni	2.440	1.849
Costi distribuzione gas utenti	111.160	94.839
Costi di trasporto e dispacciamento energia elettrica	76.726	54.812
Costi di pubblicità e sponsorizzazione dei prodotti del gruppo	2.602	3.324
Canoni di concessione gas	9.091	8.356
Affitto sedi aziendali		2.719
Locazioni e canoni diversi	1.184	3.050
Altri costi per servizi	15.474	14.928
a dedurre:		
-incrementi per lavori interni	(2.115)	(817)
Costi per servizi	255.970	218.249

La voce "riqualificazione impianti di terzi e per appalti e manutenzioni" registra un incremento di Euro 7.068 migliaia, principalmente per effetto dell'incremento di attività in interventi di efficientamento energetico, beneficiando degli incentivi fiscali previsti nel 2019, e di maggiori opere su reti di distribuzione gas.

La voce "Costi per trasporto e smaltimento rifiuti" compare nell'esercizio 2019 per effetto dell'acquisizione della società Ecolat S.r.l., operante nell'attività di selezione e stoccaggio di rifiuti urbani.

I costi per distribuzione gas utenti e per trasporto e dispacciamento di energia elettrica mostrano un significativo incremento nell'esercizio 2019 rispetto all'esercizio precedente per effetto dell'aumento dei volumi di gas ed energia elettrica venduti.

La diminuzione dei costi per prestazioni professionali, consulenze e spese di pubblicità e sponsorizzazione è principalmente relativa all'eccezionalità dei costi sostenuti lo scorso esercizio in riferimento all'avviato processo di quotazione.

La voce canoni di concessione gas fa riferimento ai canoni corrisposti ai Comuni affidatari del servizio di distribuzione e misura del gas naturale e, principalmente:

- Euro 2.619 migliaia ai Comuni affidatari del servizio a Centria S.r.l. e soci di Coingas S.p.A., Consiag S.p.A. e Intesa S.p.A. (Euro 2.516 migliaia nel 2018);
- Euro 544 migliaia ai Comuni affidatari del servizio a Gergas S.p.A. (Grosseto) (Euro 571 migliaia nel 2018);
- Euro 5.393 migliaia ai Comuni per i quali il servizio di distribuzione e misura del gas naturale è stato acquisito in concessione a seguito di gare ad evidenza pubblica (Euro 4.931 migliaia nel 2018).

L'incremento della voce è dovuto all'inclusione nel perimetro di consolidamento nel corso dell'esercizio 2019 di Murgia Reti Gas S.r.l., gestore in concessione del servizio di distribuzione gas negli Atem Bari 1 e Foggia 2.

La voce affitto sede aziendali è azzerata al 31 dicembre 2019 per effetto dell'applicazione del nuovo principio IFRS 16 in vigore dal 1 gennaio 2019.

La voce locazioni e canoni diversi è principalmente relativa ai costi per l'affitto di beni 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 al 31 dicembre 2019 comparati con l'esercizio chiuso al 31 dicembre 2018:

(valori in migliaia di euro)	Esercizio chiuso al 31 dicembre	
	2019	2018
Salari e stipendi	28.397	26.336
Oneri sociali	9.307	8.572
Trattamento di fine rapporto	1.658	1.559
Altri Costi	124	114
Personale distaccato da terzi	78	143
a dedurre:		
-incrementi per lavori interni	(216)	(120)
Costi per il personale	39.348	36.604

L'incremento della voce è principalmente legato alla crescita dell'organico aziendale, anche a seguito delle acquisizioni aziendali avvenute nel corso dell'esercizio 2019.

8.2.4 Ammortamenti, accantonamenti e svalutazioni

Di seguito si elenca il dettaglio degli ammortamenti, accantonamenti e svalutazioni del Gruppo al 31 dicembre 2019 comparati con l'esercizio chiuso al 31 dicembre 2018:

(valori in migliaia di euro)	Esercizio chiuso al 31 dicembre	
	2019	2018
Ammortamenti attività immateriali	33.123	27.846
Ammortamenti attività materiali	12.022	7.055
Svalutazione attività immateriali	2.202	
Svalutazione attività materiali	346	10
Svalutazione crediti commerciali	11.682	8.320
Altri accantonamenti	62	32
Ammortamenti, accantonamenti e svalutazioni	59.437	43.265

Per il dettaglio delle voci relative agli ammortamenti e 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" e "Attività immateriali".

8.2.5 Altri costi operativi

Di seguito si elenca il dettaglio degli altri costi operativi del Gruppo al 31 dicembre 2019 comparati con l'esercizio chiusi al 31 dicembre 2018:

(valori in migliaia di euro)	Esercizio chiuso al 31 dicembre	
	2019	2018
Altri oneri diversi di gestione	3.063	4.093
Imposte e tasse indirette diverse	1.213	1.331
Acquisto titoli efficienza energetica	9.708	25.357
Quote associative	655	683
Minusvalenze da alienazioni	1.940	296
Altri costi operativi	16.579	31.760

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 2019. In riferimento alla diminuzione 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 dismissioni di cui al punto *i)* si evidenzia che continuerà ad essere riconosciuta nelle tariffe di vettoriamiento la componente di QA nel VRT a ristoro delle società di distribuzione.

8.3 Proventi e oneri da gestione rischio commodity

La voce 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	
	2019	2018
Margine dell’attività di trading gas	(263)	(984)
Variazione di fair value dei commodity swap utilizzati nell’attività di commercializzazione energia elettrica	(43)	(63)
Variazione di fair value dei commodity swap utilizzati nell’attività di commercializzazione gas	3.889	(3.372)
Totale oneri da gestione rischio commodity	3.582	(4.419)

Maggiori informazioni sono contenute nella nota Strumenti finanziari e valutazioni al fair value.

8.4 Quota dei proventi/oneri da valutazione delle partecipazioni di natura non finanziaria con il metodo del patrimonio netto

Negli esercizi chiusi al 31 dicembre 2019 e al 31 dicembre 2018 i proventi da valutazione delle partecipazioni di natura non finanziaria con il metodo del patrimonio netto ammontano rispettivamente a Euro 679 migliaia ed Euro 558.

La voce si riferisce alla quota di pertinenza del Gruppo del risultato della joint venture EDMA Reti Gas S.r.l., valutata con il metodo del patrimonio netto. Considerando la natura non finanziaria della partecipazione ed il ruolo gestionale ed operativo rilevante svolto dal Gruppo, la quota di pertinenza del Gruppo del risultato d’esercizio delle partecipate è rilevata nel prospetto di Conto Economico prima del risultato operativo.

8.5 Proventi finanziari

Negli esercizi chiusi al 31 dicembre 2019 e al 31 dicembre 2018 i proventi finanziari ammontano rispettivamente a Euro 2.733 migliaia ed Euro 2.113 migliaia. Il dettaglio è il seguente:

(valori in migliaia di euro)	Esercizio chiuso al 31 dicembre	
	2019	2018
Proventi verso società collegate	185	185
Proventi diversi verso altri	2.371	1.759
Rivalutazione derivati IRS	177	169
Proventi finanziari	2.733	2.113

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 interessi attivi maturati sui conti correnti bancari e postali per Euro 596 migliaia (Euro 516 migliaia al 31 dicembre 2018) ed agli interessi attivi per ritardato pagamento addebitati ai clienti per Euro 1.611 migliaia (Euro 1.241 migliaia al 31 dicembre 2018).

8.6 Oneri finanziari

Negli esercizi chiusi al 31 dicembre 2019 e al 31 dicembre 2018 gli oneri finanziari ammontano rispettivamente a Euro 13.231 migliaia ed Euro 15.368 migliaia. Il dettaglio è il seguente:

(valori in migliaia di euro)	Esercizio chiuso al 31 dicembre	
	2019	2018
Interessi passivi c/c bancari	218	39
Interessi passivi su mutui e gestione finanziaria	5.408	3.965
Interessi passivi su prestiti obbligazionari	6.479	10.057
Interessi passivi altri	346	366
Interessi di mora	13	467
Interest cost TFR	62	108
Interessi passivi su finanziamento Soci	323	366
Interessi passivi leasing IFRS 16	376	
Oneri finanziari	13.231	15.368

In relazione alla diminuzione della voce, si evidenzia che gli oneri finanziari dell'esercizio 2018 sono influenzati da componenti straordinari (interessi anticipati e storno parziale di spese di accensione) per Euro 2.119 migliaia, iscritti nella voce "interessi passivi su prestiti obbligazionari" legate al rimborso anticipato di prestiti obbligazionari per un valore nominale di Euro 30 milioni.

8.7 Quota dei proventi/oneri da valutazione delle partecipazioni di natura finanziaria con il metodo del patrimonio netto

Negli esercizi chiusi al 31 dicembre 2019 e al 31 dicembre 2018 la valutazione delle partecipazioni di natura finanziaria con il metodo del patrimonio netto ha determinato oneri per Euro 53 migliaia nell'esercizio 2019 e proventi per Euro 427 migliaia nell'esercizio 2018.

La voce si riferisce alla quota di pertinenza del Gruppo del risultato delle società collegate o sottoposte a controllo congiunto, aventi natura finanziaria, valutate con il metodo del patrimonio netto.

8.8 Imposte sul reddito dell'esercizio

Negli esercizi chiusi al 31 dicembre 2019 e al 31 dicembre 2018 le imposte sul reddito dell'esercizio ammontano rispettivamente a Euro 10.343 migliaia ed Euro 5.108 migliaia:

(valori in migliaia di euro)	Esercizio chiuso al 31 dicembre	
	2019	2018
Imposte correnti	15.944	11.034
Imposte esercizi precedenti	100	(406)
Imposte correnti	16.045	10.627

Imposte anticipate	(1.885)	(1.154)
Imposte differite	(3.817)	(4.365)
Imposte dell'esercizio	10.343	5.108

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%: Estra Clima S.r.l., Centria S.r.l., Estra Energie S.r.l., Gergas S.p.A. e Estracom S.p.A..

8.9 Risultato netto delle attività cessate/in dismissione

Negli esercizi chiusi al 31 dicembre 2019 e al 31 dicembre 2018 il risultato delle attività cessate/in dismissione ammonta rispettivamente a Euro (208) migliaia ed Euro (2.320) migliaia.

Il Gruppo ha designato come attività non correnti destinate alla vendita/dismissione la società polacca Useneko, operante nell'attività di distribuzione gas in Polonia a seguito di avvio di un procedimento di dismissione/cessione delle due partecipate.

Il processo di dismissione dell'azienda si è prolungato oltre l'orizzonte temporale inizialmente previsto a seguito di criticità emerse in alcuni interventi di ripristino della rete e nella regolarizzazione contrattuale di alcune servitù di passaggio funzionali alla cessione. L'azienda alla chiusura del precedente esercizio era classificata tra le attività destinate alla dismissione in considerazione di quanto esposto nel paragrafo della nota 3.1 i).

Il processo di dismissione della partecipazione si è completato a fine esercizio 2019 mediante stipula di un contratto di cessione al prezzo di Euro 650 migliaia, corrispondente al valore di iscrizione contabile a fine esercizio precedente.

La voce risultato netto delle attività cessate/in dismissione di Euro 208 migliaia accoglie il risultato della controllata per la frazione di esercizio antecedente la cessione.

8.10 Operazioni significative non ricorrenti, atipiche e/o inusuali

Il conto economico degli esercizi 2019 e 2018 non sono stati influenzati da elementi non ricorrenti, ai sensi della delibera Consob numero 15519 del 27 luglio 2006.

9. Commento alle principali voci di conto economico complessivo

9.1 Variazione riserva di cash flow hedge

Negli esercizi chiusi al 31 dicembre 2019 e al 31 dicembre 2018 la variazione riserva di cash flow hedge è negativa di Euro 2.490 migliaia e positiva per Euro 185 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 IRS di copertura.

9.2 Utili (perdite) attuariali

Nell’esercizio chiuso al 31 dicembre 2019 la perdita attuariale ammonta ad Euro 388 migliaia, nell’esercizio chiuso al 31 dicembre 2018 gli utili attuariali ammontano ad Euro 166 migliaia.

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 2019 e al 31 dicembre 2018 le attività materiali ammontano rispettivamente a Euro 109.570 migliaia ed Euro 84.778 migliaia.

(valori in migliaia di euro)	Esercizio chiuso al 31 dicembre	
	2019	2018
Terreni e fabbricati	22.968	7.169
<i>di cui per diritto d'uso</i>	<i>13.181</i>	
Impianti e macchinari	70.384	66.230
<i>di cui per diritto d'uso</i>	<i>192</i>	
Attrezzature industriali e commerciali	1.580	758
<i>di cui per diritto d'uso</i>	<i>779</i>	
Altri beni	7.298	5.820
<i>di cui per diritto d'uso</i>	<i>2.489</i>	
Immobilizzazioni in corso e acconti	7.340	4.801
Attività materiali	109.570	84.778

Le attività materiali sono principalmente rappresentate dai seguenti investimenti:

- un impianto di cogenerazione a biomasse legnose e la relativa rete di teleriscaldamento posto nel Comune di Calenzano per Euro 1.950 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 12.477 migliaia;
- un impianto di trigenerazione localizzato nel Comune di Sesto Fiorentino di proprietà della controllata Estra Clima S.r.l. per Euro 779 migliaia;
- impianti fotovoltaici, in proprietà o in leasing contabilizzati secondo l'IFRS 16 per Euro 45.456 migliaia;
- un immobile destinato ad ufficio ad Ancona ed un complesso immobiliare adibito ad uffici e magazzino posto nel Comune di Pettoranello del Molise in provincia di Isernia per Euro 2.814 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 5.033 migliaia.

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 in accordo allo IAS 17.50 come una sale and leaseback transaction (IAS 17.59) per Euro 29.895 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. Il trattamento contabile applicato dal Gruppo in sede di prima applicazione dell'IFRS16 non ha comportato rettifiche.

Nell'esercizio chiuso al 31 dicembre 2019 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 2019	9.880	101.869	3.138	24.319	4.801	144.007
Effetto 1 gennaio 2019 IFRS 16	15.232			2.769		18.001
Incrementi	1.185	3.152	180	1.955	3.862	10.334
<i>di cui per diritto d'uso</i>	<i>471</i>			<i>900</i>		<i>1.371</i>
Cessioni/Eliminazioni	(75)	(267)	(28)	(6.194)		(6.564)
<i>di cui per diritto d'uso</i>	<i>(75)</i>			<i>(41)</i>		<i>(116)</i>
Riclassifica		1.302		21	(1.323)	
Acquisizioni aziendali	2.708	6.126	974	8		9.816
Svalutazioni		(346)				(346)
Al 31 Dicembre 2019	28.930	111.836	4.264	22.878	7.340	175.248
Ammortamenti						
Al 1 gennaio 2019	(2.712)	(35.639)	(2.380)	(18.499)		(59.229)
Ammortamento dell'esercizio	(3.217)	(5.497)	(330)	(2.978)		(12.022)
<i>di cui per diritto d'uso</i>	<i>(2.894)</i>	<i>(73)</i>	<i>(195)</i>	<i>(1.149)</i>		<i>(4.310)</i>
Cessioni/Eliminazioni	10	55	26	5.901		5.992
<i>di cui per diritto d'uso</i>	<i>10</i>			<i>10</i>		<i>20</i>
Riclassifica						
Acquisizioni aziendali	(43)	(372)		(4)		(420)
Al 31 Dicembre 2019	(5.962)	(41.452)	(2.684)	(15.580)		(65.678)
Valore netto contabile						
Al 31 dicembre 2018	7.169	66.231	758	5.820	4.801	84.778
Al 31 dicembre 2019	22.968	70.384	1.580	7.298	7.340	109.570

Nel corso dell'esercizio 2019 si evidenziano in particolare:

- effetti derivanti dalla prima applicazione dell'IFRS 16, come descritto nel paragrafo della nota "Variazioni ai principi contabili e informativa ed indicati distintamente nella tabella di sopra. Gli effetti riguardano: (i) la categoria "Terreni e fabbricati" principalmente per le sedi aziendali di Prato, Siena ed Arezzo occupate dal Gruppo in forza di contratti di affitto stipulati, rispettivamente, con Consiag, Intesa e Coingas; (ii) la categoria "Altri beni" principalmente per automezzi e apparecchiature IT funzionali agli ambiti di attività del Gruppo;
- investimenti dell'esercizio per Euro 10.334 migliaia principalmente riconducibili (i) alla categoria "Terreni e fabbricati", per complessivi Euro 1.185 migliaia tra cui si evidenzia in particolare l'acquisto di un immobile a Montepulciano (SI) adibito ad archivio; (ii) alla categoria "Impianti e macchinari", per complessivi Euro 3.152 migliaia riferiti prevalentemente ad impianti e macchinari afferenti la realizzazione di strutture telematiche e di telecomunicazioni e all'acquisto di un impianto di cogenerazione con teleriscaldamento sito nel Comune di Ancona (iii) alla categoria "Immobilizzazioni in corso e acconti", per complessivi Euro 3.862 migliaia relativi principalmente alla realizzazione dei cablaggi infrastrutturali delle aree industriali in FTTH;
- incrementi netti per acquisizioni aziendali per Euro 9.396, principalmente relativi al consolidamento integrale di Ecolat S.r.l., come descritto nel paragrafo della nota relativo alle aggregazioni aziendali.
- ammortamenti del periodo per Euro 12.022 migliaia;
- svalutazioni per Euro 346 migliaia, per le quali si rinvia al paragrafo successivo "Impairment test ai sensi dello IAS 36 sul valore delle attività materiali".

Nell'esercizio chiuso al 31 dicembre 2018 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 2018	7.368	98.335	2.647	23.017	2.947	134.314
Incrementi	2.243	2.521	359	1.245	2.769	9.136
Cessioni/Eliminazioni		(2)	(10)	(396)		(408)
Riclassifica	270	419	63	315	(916)	151
Acquisizioni aziendali		607	78	138		823
Svalutazioni		(10)				(10)
Al 31 Dicembre 2018	9.880	101.869	3.138	24.319	4.801	144.007
Ammortamenti						
Al 1 gennaio 2018	(2.415)	(30.577)	(2.212)	(17.077)		(52.281)
Ammortamento dell'esercizio	(275)	(4.960)	(120)	(1.699)		(7.055)
Cessioni/Eliminazioni		1	9	393		404
Riclassifica	(21)		(31)			(52)
Acquisizioni aziendali		(103)	(25)	(116)		(244)
Al 31 Dicembre 2018	(2.712)	(35.639)	(2.380)	(18.499)		(59.229)
Valore netto contabile						
Al 31 dicembre 2017	4.953	67.758	435	5.940	2.947	82.033
Al 31 dicembre 2018	7.169	66.231	758	5.820	4.801	84.778

Nel corso dell'esercizio 2018 si evidenziano in particolare:

- investimenti dell'esercizio per Euro 9.136 migliaia principalmente riconducibili (i) alla categoria "Terreni e fabbricati", per complessivi Euro 2.243 migliaia comprensivi dell'acquisto della piena proprietà del complesso immobiliare posto nel Comune di Pettoranello del Molise sede delle società Melfi Reti Gas S.r.l. (Euro 2.048 migliaia); (ii) alla categoria "Impianti e macchinari", per complessivi Euro 2.521 migliaia riferiti prevalentemente ad impianti e macchinari afferenti la realizzazione di strutture telematiche e di telecomunicazioni ed all'acquisto di 3 impianti fotovoltaici afferenti l'immobile di Pettoranello del Molise (iii) alla categoria "Immobilizzazioni in corso e acconti", per complessivi Euro 2.769 migliaia relativi principalmente alla realizzazione dei cablaggi infrastrutturali delle aree industriali in FTTH;
- incrementi netti per acquisizioni aziendali per Euro 580, principalmente relativi al consolidamento integrale di Idrogena S.r.l. a seguito di acquisizione del controllo societario. La società è titolare di un impianto idroelettrico sito nel Comune di Castel San Niccolò (AR);
- ammortamenti del periodo per Euro 7.055 migliaia.

10.1.2 Impairment test ai sensi dello IAS 36 sul valore delle attività materiali

Esercizio 2019

Gli amministratori hanno ravvisato indicatori di perdite di valore in riferimento alla centralina mini-idro realizzata nel Comune di Castel San Niccolò (AR) per lo sfruttamento a scopo di produzione idroelettrica dalla controllata Idrogena S.r.l., iscritta ad un valore netto contabile di Euro 76 migliaia al 31 dicembre 2019. La svalutazione effettuata, pari ad Euro 346 migliaia, si è resa necessaria a seguito di risultati operativi inferiori alle previsioni di piano e flussi di cassa stimati insufficiente al recuperare il costo dell'investimento. L'impianto è relativo alla produzione di energia elettrica da fonti rinnovabili 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 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 in merito alle principali assunzioni alla base dell'operatività dell'impianto per il periodo 2020-2043 (produzione annua di energia elettrica, costi manutentivi ed investimenti sull'impianto, tariffa di cessione dell'energia).

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 6,5%. A completamento di queste analisi, gli amministratori hanno rilevato nell'esercizio corrente una perdita di valore di Euro 346 migliaia, a fronte di un valore contabile, dopo l'ammortamento di periodo, di Euro 422 migliaia al 31 dicembre 2019, che è stata registrata nel prospetto di Conto Economico nella voce svalutazione di immobilizzazioni materiali. Il valore netto del bene ammonta ad Euro 76 migliaia al 31 dicembre 2019 in seguito alla svalutazione effettuata.

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 o una riduzione del margine lordo atteso determinerebbe un'ulteriore riduzione di valore dell'impianto.

Esercizio 2018

Gli amministratori, alla luce delle condizioni attuali sia interne che esterne, non hanno ravvisato indicatori di perdite di valore in riferimento alle attività materiali.

10.1.3 Avviamento

L'avviamento iscritto nel bilancio consolidato al 31 dicembre 2019 (e al 31 dicembre 2018) 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 "Distribuzione Gas Gergas" (Euro 1.369 migliaia);
 - avviamento iscritto dai conferimenti dei rami di gestione clienti gas da parte di Consiag 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 Energieia 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 17.380 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).

Il Gruppo ha proceduto alla verifica di impairment test al 31 dicembre 2019 e al 31 dicembre 2018 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" e "Distribuzione Gas Gergas":

Valore contabile dell'avviamento allocato a ciascuna unità generatrice di flussi di cassa:

	Vendita gas ed energia elettrica		Distribuzione gas		Totale	
	2019	2018	2019	2018	2019	2018
Avviamento	28.067	28.067	1.369	1.369	29.436	29.436

Il Gruppo ha effettuato il proprio impairment test al 31 dicembre 2019 e 2018.

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 Piano Industriale riferito al periodo 2019-2021 per l'impairment test al 31 dicembre 2019). Il tasso di sconto applicato alle proiezioni dei flussi di cassa, al netto delle imposte, è del 5,9% nel 2019 (6,8% nel 2018). I flussi di cassa sono stati estrapolati utilizzando un tasso di crescita del 1,5% nel 2019 (1,5% nel 2018), ipotizzato quale tasso medio di crescita del business vendita gas ed energia elettrica sul lungo periodo. 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 nei tre anni precedenti l'inizio del periodo di Piano, ipotizzando prudenzialmente 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.

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 del 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.

Distribuzione Gas - 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 Distribuzione gas 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 Distribuzione gas Gergas, incluso l'avviamento di Euro 1.369 migliaia.

10.1.5 Attività immateriali

Negli esercizi chiusi al 31 dicembre 2019 e al 31 dicembre 2018 le attività immateriali ammontano rispettivamente a Euro 447.805 migliaia e Euro 396.448 migliaia.

(valori in migliaia di euro)	Esercizio chiuso al 31 dicembre	
	2019	2018
Diritti di brevetto industriale, licenze e marchi	3.538	4.361
Beni in concessione	318.709	265.170
Liste clienti	110.662	117.743
Altre attività immateriali	13.871	8.924
Attività immateriali in corso	1.025	250
Attività immateriali	447.805	396.448

La voce diritti di brevetto industriale, licenze e marchi fa principalmente riferimento a software concesso da terze parti in licenza d'uso, ammortizzato in 3 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.

A seguito di riscontrati malfunzionamenti su un numero rilevante di misuratori elettronici, nella predisposizione del presente bilancio consolidato si è tenuto conto della necessità di una loro sostituzione, secondo un piano scaglionato, prima del termine della loro vita utile. Si è quindi proceduto ad una stima del valore recuperabile dei cespiti, determinato sulla base del valore attuale dei flussi finanziari futuri che si prevede abbiano origine dall’attività lungo la sua vita utile residua.

In particolare, nel caso dei misuratori elettronici, il flusso di cassa è stato stimato tenendo in considerazione la remunerazione prodotta dagli stessi a livello tariffario sino alla loro dismissione. Dal confronto tra il valore attuale dei flussi di cassa ed il valore contabile è emersa la necessità di procedere ad una svalutazione pari Euro 2.202 migliaia.

La voce Liste clienti è principalmente relativa alla valorizzazione in sede di purchase price allocation (“PPA”) dei portafogli clienti delle società 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 2019 e 31 dicembre 2018 le liste clienti sono state ammortizzate in un orizzonte temporale di 20 anni. Il Gruppo ha ritenuto coerenti tal politiche di ammortamento anche per le liste clienti iscritte in sede di allocazione del corrispettivo delle società acquisite nell’esercizio 2018 in base alla stima della loro vita utile.

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.

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 2019 non si ravvisano quindi indicatori di perdita durevole di valore sulle attività immateriali a vita utile definita.

Nell'esercizio chiuso al 31 dicembre 2019 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 2019	39.982	428.839	137.963	22.775	250	629.809
Incrementi	2.458	20.517	204	11.275	858	35.312
Cessioni/Eliminazioni	(107)	(5.012)		(47)		(5.166)
Riclassifica				83	(83)	-
Acquisizioni aziendali		86.499				86.499
Svalutazioni		(2.202)				(2.202)
Al 31 Dicembre 2019	42.333	528.641	138.167	34.087	1.025	744.253
Ammortamenti e svalutazioni						
Al 1 gennaio 2019	(35.621)	(163.669)	(20.220)	(13.851)		(233.361)
Ammortamento dell'esercizio	(3.174)	(16.294)	(7.285)	(6.370)		(33.123)
Cessioni/Eliminazioni		2.939		5		2.944
Riclassifica						-
Acquisizioni aziendali		(32.909)				(32.909)
Al 31 Dicembre 2019	(38.795)	(209.933)	(27.505)	(20.216)		(296.449)
Valore netto contabile						
Al 31 dicembre 2018	4.361	265.170	117.743	8.924	250	396.448
Al 31 dicembre 2019	3.538	318.709	110.662	13.871	1.025	447.805

Nel corso dell'esercizio 2019 si evidenziano in particolare:

- investimenti dell'esercizio per Euro 35.312 migliaia, principalmente riferiti:
 - alla categoria "Beni in concessione" per complessivi Euro 20.517 migliaia per gli investimenti effettuati in riferimento alle reti di distribuzione gas;
 - alla categoria Diritti di brevetto industriale, licenze e marchi per complessivi euro 2.458 migliaia, principalmente relativi a costi per software;
 - alla categoria "Altre Immobilizzazioni Immateriali" per complessivi Euro 11.275 migliaia, principalmente relative a costi di acquisizione clientela sostenuti da parte delle società di vendita gas ed energia elettrica del Gruppo;
- incrementi netti derivanti dall'acquisizione del 100% di Murgia Reti Gas S.r.l. il cui consolidamento ha apportato attività immateriali pari a complessivi Euro 53.590 migliaia riconducibili alle reti di distribuzione gas rientranti nell'ambito di applicazione dell'IFRIC 12;
- cessioni/eliminazioni nette per Euro 2.222 migliaia principalmente afferenti a misuratori gas;
- ammortamenti del periodo per Euro 33.123 migliaia.

Nell'esercizio chiuso al 31 dicembre 2018 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 2018	35.988	373.560	122.589	15.643	363	548.143
Effetto 1 gennaio 2018 IFRS 15		15.076				15.076
Incrementi	3.635	20.028		6.797	125	30.586
Cessioni/Eliminazioni		(1.685)				(1.685)
Riclassifica		(59)		146	(238)	(151)
Acquisizioni aziendali	358	21.920	15.374	188		37.841
Al 31 Dicembre 2018	39.982	428.839	137.963	22.775	250	629.809
Ammortamenti e svalutazioni						
Al 1 gennaio 2018	(31.526)	(142.239)	(12.827)	(9.174)		(195.866)
Effetto 1 gennaio 2018 IFRS 15		(1.002)				(1.002)
Ammortamento dell'esercizio	(3.759)	(12.462)	(6.990)	(4.636)		(27.847)
Cessioni/Eliminazioni		1.334				1.334
Riclassifica		31		21		52
Acquisizioni aziendali	(336)	(9.231)	(403)	(62)		(10.032)
Al 31 Dicembre 2018	(35.621)	(163.669)	(20.220)	(13.851)		(233.361)
Valore netto contabile						
Al 31 dicembre 2017	4.462	231.221	109.762	6.469	363	352.277
Al 31 dicembre 2018	4.361	265.170	117.743	8.924	250	396.448

Nel corso dell'esercizio 2018 si evidenziano in particolare:

- Effetto netto da prima applicazione dell'IFRS 15 di Euro 14.073 migliaia, come illustrato nell'apposito paragrafo di nota integrativa;
- investimenti dell'esercizio per Euro 30.586 migliaia, principalmente riferiti:
 - alla categoria "Beni in concessione" per complessivi Euro 20.028 migliaia per gli investimenti effettuati in riferimento alle reti di distribuzione gas;
 - alla categoria Diritti di brevetto industriale, licenze e marchi per complessivi euro 3.635 migliaia, principalmente relativi a costi per software;
 - alla categoria "Altre Immobilizzazioni Immateriali" per complessivi Euro 6.797 migliaia, principalmente relative a costi di acquisizione clientela sostenuti da parte delle società di vendita gas ed energia elettrica del Gruppo;
- incrementi netti derivanti dall'acquisizione del 100% di Melfi Reti Gas S.r.l. il cui consolidamento ha apportato attività immateriali pari a complessivi Euro 12.690 migliaia riconducibili alle reti di distribuzione gas rientranti nell'ambito di applicazione dell'IFRIC 12; dall'acquisizione del 100% di Metania S.r.l il cui consolidamento ha apportato attività immateriali pari a complessivi Euro 6.702 migliaia, rappresentate da liste clienti acquisite; dal completamento dell'acquisizione del 100% di Gas Marca S.r.l il cui consolidamento ha apportato attività immateriali pari a complessivi Euro 8.362 migliaia (principalmente riconducibili alle liste clienti acquisite, pari a Euro 8.238 migliaia) come descritto nelle note di commento alla variazione dell'area di consolidamento;
- cessioni/eliminazioni nette per Euro 351 migliaia principalmente afferenti a misuratori gas;
- ammortamenti del periodo per Euro 27.847 migliaia.

10.1.6 Partecipazioni

Negli esercizi chiusi al 31 dicembre 2019 ed al 31 dicembre 2018 le partecipazioni ammontano rispettivamente a Euro 27.250 migliaia ed Euro 22.217 migliaia.

Partecipazioni (valori in migliaia di euro)	Saldo al 31 dicembre 2018	Aggregazioni aziendali	Incrementi/ (Decrementi)	Altri movimenti	Rivalutazione / (Svalutazione)	Saldo al 31 dicembre 2019
Edma Reti Gas S.r.l.	9.688				283	9.971
Nuova Sirio S.r.l.	37				(20)	17
Partecipazioni in società sottoposte a controllo congiunto	9.725		-	-	263	9.988
Blugas Infrastrutture S.r.l.	7.396				(115)	7.281
AES Fano	643				115	758
Monte Urano S.r.l.	905				(39)	866
SIG S.r.l.	3.156				(16)	3.140
Partecipazioni in collegate	12.100		-	-	(55)	12.045
Ecolat S.r.l.	125			(125)		-
AISA S.p.A.	77				(32)	45
Sinergie Italiane S.r.l.	-					-
Sei Toscana S.r.l.		5.008				5.008
Casole Energie S.r.l.	167				(29)	138
Altre imprese	23		3			26
Partecipazioni in altre imprese	392	5.008	3	(125)	(61)	5.217
Totale partecipazioni	22.217	5.008	3	(125)	147	27.250

Gli incrementi/(decrementi) dell'esercizio fanno riferimento a:

- L'annullamento della partecipazione al 12% in Ecolat S.r.l. detenute al 31 dicembre 2018 a seguito dell'acquisto del 100% delle quote societarie e consolidamento integrale della stessa;
- L'acquisizione della partecipazione in Sei Toscana S.r.l., derivante dal consolidamento integrale di Ecolat S.r.l. In merito alla relativa percentuale di spettanza, si rinvia al contenzioso in essere descritto nella nota sulle "7. Aggregazioni e cessioni aziendali";

Gli altri movimenti delle partecipazioni derivano dall'applicazione del metodo del patrimonio netto.

Per tutte le partecipazioni non sono stati individuati indicatori di perdite durevole e conseguentemente non sono stati effettuati specifici test di impairment.

In riferimento a Blugas Infrastrutture S.r.l., la partecipazione è iscritta ad un valore di carico superiore alla corrispondente quota di patrimonio netto della partecipata al 31 dicembre 2019 per Euro 2.353 a seguito di allocazione del maggior prezzo d'acquisto agli assets della società rappresentati da:

- 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;
- un diritto di proprietà su 70 Mmc di gas naturale da estrarre dal giacimento di Abbadesse.

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 (calcolato sulla base del rapporto investimenti realizzati / prestazioni spazio conseguite), che verrà applicato ogni anno fino al completamento della regimazione del sito (previsto nel 2019), prevedendo al contempo un conguaglio parziale dei minori ricavi

percepiti, in funzione delle prestazioni di spazio che la concessione garantirà a regime. Per il solo 2015, inoltre, sempre sulla base della delibera 531/2014/R/gas, l'Autorità ha subordinato il riconoscimento di alcune componenti di ricavo (quote di ammortamento e quota di incentivo) all'entrata in esercizio "commerciale" del sito, ovvero la data in cui il sito ha cominciato ad offrire commercialmente la propria capacità per i servizi di stoccaggio (2015), di fatto traslando il riconoscimento di tali componenti di un anno (a partire dal 2016).

La contitolare Edison Stoccaggio ha fortemente contestato la tesi dell'Autorità avviando le opportune azioni legali che chiedono l'annullamento della suddetta Delibera affinché siano ripristinati i ricavi da impresa come da progetto originario. Pertanto, a seguito del rigetto da parte del TAR Lombardia dell'istanza, Edison Stoccaggio ha presentato appello dinanzi al Consiglio di Stato, tuttora pendente.

Fermo restando che la società ritiene valide le proprie argomentazioni alla base del ricorso, dalle stime effettuate degli impatti sui ricavi del piano pluriennale del progetto non si ravvisano indicatori di perdite durevoli di valore, in considerazione sia dei risultati economici comunque positivi, dei flussi di cassa attesi, che dei plusvalori impliciti nell'attivo patrimoniale della società; pertanto non si è proceduto a nessuna svalutazione da impairment della partecipazione e dei crediti per finanziamenti.

In riferimento alla partecipazione al 11,05% in Sinergie Italiane S.r.l., si ricorda che la società è stata posta in liquidazione con delibera assembleare del 13 aprile 2012. In precedenza, in data 29 marzo 2012 l'Assemblea dei Soci aveva provveduto a ripianare il deficit patrimoniale di Euro 88,7 milioni e a ricostituire il capitale sociale di Euro 1 milione mediante iniezione di cassa di Euro 89,7 milioni.

Nel corso degli esercizi successivi la società ha proseguito la sua attività principalmente limitata all'acquisto di gas dal fornitore russo Gazprom Export LLC e rivendita dello stesso ai soci o alle società di vendita controllate dai Soci (Estra Energie S.r.l. per il socio Estra S.p.A.). La società ha chiuso il bilancio intermedio di liquidazione alla data del 30 settembre 2019, redatto in conformità alle disposizioni di cui all'art. 2490 del Codice Civile, evidenziando un patrimonio netto negativo di Euro 3,1 milioni (Euro 6,5 milioni al 30 settembre 2018) dopo rettifiche di liquidazione per 32,8 milioni ed un utile di periodo di Euro 3,5 milioni. Stante i risultati positivi previsti da piano per i prossimi esercizi è ragionevole prevedere un ritorno in equilibrio della situazione patrimoniale della società mediante utili futuri in grado di colmare l'attuale deficit.

Si segnala che, a seguito della verifica condotta sulla partecipata dall'Agenzia delle Entrate in relazione ai periodi 1 ottobre 2012 – 30 settembre 2013 e 1 ottobre 2013 – 30 settembre 2014 ai fini delle imposte sui redditi (ires e irap) ed IVA, è stato emesso, in data 2 agosto 2019, un processo verbale di contestazione all'interno del quale è stata contestata una presunta sovrapproduzione da parte della partecipata nei confronti dei soci e delle relative commercial companies, tra cui Estra Energie, per complessivi Euro 14.854.462 nel periodo 2012/2013 e Euro 14.144.208 nel periodo 2013/2014. In particolare, l'Agenzia delle Entrate, ritenendo che la Società avesse aumentato nelle suddette annualità il prezzo di vendita del gas naturale alle commercial companies portandolo al di sopra di quanto previsto sul mercato, disconosceva integralmente il markup applicato da Sinergie Italiane S.r.l. in liquidazione al costo del gas naturale acquistato dal fornitore russo Gazprom Export LLC. La partecipata ha provveduto a presentare in data 17 gennaio 2020 le proprie controdeduzioni al fine di replicare a quanto indicato da parte dell'Agenzia delle Entrate nel processo verbale di contestazione a tutela del proprio legittimo operato. In relazione all'accertamento, l'Agenzia delle Entrate ha, inoltre, effettuato un accesso presso la Capogruppo, per acquisire documentazione in relazione ai rapporti tra Estra con la società Sinergie Italiane s.r.l. in riferimento agli anni di imposta 2012 e successivi. La verifica si è conclusa il 30 settembre 2019 con l'assenza di violazioni sostanziali e l'accertamento che tra Estra e la società Sinit non sono mai sussistiti rapporti commerciali essendo quest'ultimi intercorsi solo ed esclusivamente con la controllata Estra Energie S.r.l. per acquisto di gas naturale.

10.1.7 Altre attività finanziarie non correnti

Negli esercizi chiusi al 31 dicembre 2019 e al 31 dicembre 2018 le altre attività finanziarie non correnti ammontano rispettivamente a Euro 11.539 migliaia ed Euro 12.769 migliaia.

(valori in migliaia di euro)	Esercizio chiuso al 31 dicembre	
	2019	2018
Finanziamenti a società sottoposte a controllo congiunto	230	150
Finanziamenti a società collegate	4.643	4.937
Crediti verso altri	6.666	7.682
Altre attività finanziarie non correnti	11.539	12.769

Le tabelle seguenti evidenziano la composizione dei finanziamenti per partecipata e la loro movimentazione al 31 dicembre 2019 rispetto alla chiusura dell'esercizio precedente:

(valori in migliaia di euro)	Saldo al 31 dicembre 2018	Incrementi	Decrementi	Altri movimenti	Saldo al 31 dicembre 2019
Nuova Sirio S.r.l.	150	80			230
Finanziamenti a società sottoposte a controllo congiunto	150	80			230

(valori in migliaia di euro)	Saldo al 31 dicembre 2018	Incrementi	Decrementi	Altri movimenti	Saldo al 31 dicembre 2019
Blugas Infrastrutture S.p.A.	4.153				4.153
A.E.S. Fano Distribuzione Gas S.r.l.	784		(294)		490
Finanziamenti a società collegate	4.937		(294)		4.643

La voce crediti verso altri è principalmente riferita a:

- per Euro 5.000 migliaia all'importo corrisposto al momento dell'aggiudicazione della gara di distribuzione gas del Comune di Rieti e che verrà rimborsato al momento della cessazione della concessione e della consegna di tutti gli impianti, reti ed altre dotazioni del servizio di distribuzione al gestore subentrante;
- per Euro 1.364 migliaia al credito vantato da Ecolat S.r.l. nei confronti di Sei Toscana S.r.l., come descritto nel paragrafo della nota integrativa relativo alle aggregazioni aziendali.

10.1.8 Altre attività non correnti

Negli esercizi chiusi al 31 dicembre 2019 e al 31 dicembre 2018 le altre attività non correnti ammontano rispettivamente ad Euro 5.285 migliaia ed Euro 4.713 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 2019 e al 31 dicembre 2018 le attività per imposte anticipate ammontano rispettivamente ad Euro 30.718 migliaia ed Euro 27.295 migliaia.

La tabella seguente evidenzia la composizione delle attività per imposte anticipate e la loro movimentazione al 31 dicembre 2019 rispetto alla chiusura dell'esercizio precedente:

(valori in migliaia di euro)	Saldo al 31 dicembre 2018	Acquisizioni aziendali	Riversamento / Utilizzo	Accantonamento	Saldo al 31 dicembre 2019
Ammortamenti	6.393	628	(203)	827	7.644
Fondi rischi	1.276		(414)	236	1.099
Fondo Svalutazione crediti	11.463		(907)	2.378	12.935
Contributi percepiti su allacciamenti	3.302		(128)		3.174
Svalutazione immobilizzazioni	550		(16)	528	1.062
Fondo rischi prepensionamento dipendenti	95		(95)		-1
Contabilizzazione Leasing	143		(6)	29	167
Storno immobilizzazioni immateriali	223	27	(38)	23	236
Fair value derivati	302			809	1.111
Attualizzazione TFR	127	22	(11)	110	247
Altre	3.420		(1.332)	955	3.045
Totale	27.295	677	(3.149)	5.896	30.718

La tabella seguente evidenzia la composizione delle attività per imposte anticipate e la loro movimentazione al 31 dicembre 2018 rispetto alla chiusura dell'esercizio precedente:

(valori in migliaia di euro)	Saldo al 31 dicembre 2017	Prima applicazione IFRS 9	Acquisizioni aziendali	Riversamento / Utilizzo	Accantonamento	Saldo al 31 dicembre 2018
Ammortamenti	5.475		14	(121)	1.025	6.393
Fondi rischi	1.759			(883)	400	1.276
Fondo Svalutazione crediti	10.191	531	257	(1.568)	2.052	11.463
Contributi percepiti su allacciamenti	3.376			(99)	25	3.302
Svalutazione immobilizzazioni	1.310			(760)		550
Fondo rischi prepensionamento dipendenti	125			(30)		95
Contabilizzazione Leasing	131			(1)	14	143
Storno immobilizzazioni immateriali	474		4	(274)	19	223
Fair value derivati	360			(59)		302
Attualizzazione TFR	167		3	(48)	5	127
Altre	1.985		11	(874)	2.299	3.420
Totale	25.353	531	289	(4.717)	5.839	27.295

Il Gruppo ha proceduto alla contabilizzazione delle imposte anticipate relative a differenze temporanee tra valori fiscalmente rilevanti e valori di bilancio in quanto ritiene probabile che gli imponibili futuri possano assorbire tutte le differenze temporanee che le hanno generate. Nella determinazione delle imposte anticipate si è fatto riferimento all'aliquota IRES (imposte sul reddito delle società) e, ove applicabile, all'aliquota IRAP vigenti al momento in cui si stima si riverseranno le differenze temporanee. Non si ravvisano problematiche di recuperabilità a seguito nella capienza del reddito imponibile atteso.

10.2 ATTIVITÀ CORRENTI

10.2.1 Rimanenze

Negli esercizi chiusi al 31 dicembre 2019 e al 31 dicembre 2018 le rimanenze ammontano rispettivamente ad Euro 24.768 migliaia ed Euro 8.674 migliaia

La composizione della voce è la seguente:

(valori in migliaia di euro)	Esercizio chiuso al 31 dicembre	
	2019	2018
Rimanenze materiali	4.128	4.028
Rimanenze gas naturale in stoccaggio	20.653	4.585
Rimanenze GPL	236	309
Fondo Svalutazione Magazzino	(249)	(249)
Rimanenze	24.768	8.674

Le rimanenze sono costituite principalmente da:

- materiali di ricambio destinati alla manutenzione e all'esercizio degli impianti di distribuzione gas per Euro 3.209 migliaia al 31 dicembre 2019 (2.916 migliaia al 31 dicembre 2018), 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 20.653 migliaia (Euro 4.585 migliaia al 31 dicembre 2018). Il saldo al 31 dicembre 2019 include, inoltre, gas in stoccaggio destinato ad attività di trading, pari ad Euro 445 migliaia, valutato al fair value misurato rispetto alle quotazioni ufficiali sul mercato di riferimento alla data di chiusura dell'esercizio.

Si evidenzia un significativo aumento delle rimanenze di gas naturale in stoccaggio a fine esercizio 2019 rispetto alle rimanenze di fine dell'esercizio precedente, che erano state influenzate da un'operazione di cessione realizzata nell'ultimo trimestre.

10.2.2 Crediti Commerciali

Negli esercizi chiusi al 31 dicembre 2019 e al 31 dicembre 2018 i crediti commerciali ammontano rispettivamente ad Euro 281.434 migliaia ed Euro 351.022.

La composizione della voce è la seguente:

(valori in migliaia di euro)	Esercizio chiuso al 31 dicembre	
	2019	2018
Crediti verso utenti e clienti	272.141	340.435
Crediti verso imprese sottoposte a controllo congiunto	5.269	6.687
Crediti verso imprese collegate	1.427	1.175
Crediti verso imprese controllanti	2.596	2.726
Crediti commerciali	281.434	351.022

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 2018	Aggregazioni aziendali	Utilizzi dell'esercizio	Accantonamenti dell'esercizio	Saldo al 31 dicembre 2019
Fondo Svalutazione Crediti	53.193	40	(5.989)	11.681	58.925

(valori in migliaia di euro)	Saldo al 31 dicembre 2017	Prima applicazione IFRS 9	Aggregazioni aziendali	Utilizzi dell'esercizio	Accantonamenti dell'esercizio	Saldo al 31 dicembre 2018
Fondo Svalutazione Crediti	47.813	2.213	1.800	(6.953)	8.320	53.193

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 Crediti Tributari

Negli esercizi chiusi al 31 dicembre 2019 e al 31 dicembre 2018 i crediti tributari ammontano rispettivamente ad Euro 12.400 migliaia ed Euro 19.881 migliaia.

La composizione della voce è la seguente:

(valori in migliaia di euro)	Esercizio chiuso al 31 dicembre	
	2019	2018
Erario c/iva a credito	5.244	6.749
Credito IRES/IRAP	2.217	9.644
UTIF	3.879	2.428
Altri crediti tributari	1.060	1.059
Crediti tributari	12.400	19.881

La riduzione dei crediti ires ed irap è legata all'utilizzo nell'esercizio in corso degli acconti versati nel corso dell'esercizio 2018 e rivelatisi eccedenti.

10.2.4 Altre attività correnti

Negli esercizi chiusi al 31 dicembre 2019 e al 31 dicembre 2018 le altre attività correnti ammontano rispettivamente ad Euro 33.419 migliaia ed Euro 20.006 migliaia.

La composizione della voce è la seguente:

(valori in migliaia di euro)	Esercizio chiuso al 31 dicembre	
	2019	2018
Crediti verso Autorità per l'Energia e GSE	21.502	8.333
Anticipi	3.281	4.453
Altri crediti	5.739	5.037
Risconti attivi	2.897	2.183
Altre attività correnti	33.419	20.006

La voce "Crediti verso Autorità per l'Energia" è principalmente riferita a:

- gli importi dovuti in applicazione del meccanismo di perequazione in riferimento al vincolo dei ricavi totale delle controllate che operano nel settore della distribuzione e per contributi relativi al raggiungimento degli obiettivi di risparmio energetico;
- gli importi spettanti alle società del Gruppo operanti nel settore della vendita di gas naturale ai sensi della delibera Arera 32/2019/R/Gas relativamente alla rideterminazione del coefficiente k per gli anni 2010-2012, come descritto a commento degli altri ricavi operativi.

La voce "Anticipi" include principalmente il pagamento effettuato dalla Capogruppo in favore del Comune di Prato per Euro 1.700 migliaia a fronte dell'accordo siglato in data 17 novembre 2011 di cui al paragrafo Principali contenziosi in essere.

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 2019 e al 31 dicembre 2018 le altre attività finanziarie correnti ammontano rispettivamente ad Euro 34.797 migliaia ed Euro 17.422 migliaia, mentre le altre passività finanziarie correnti ammontano ad Euro 36.983 migliaia ed Euro 20.814 migliaia.

La composizione della voce attività finanziarie correnti è la seguente:

(valori in migliaia di euro)	Esercizio chiuso al 31 dicembre	
	2019	2018
Crediti vs banche per interessi attivi	667	448
Strumenti derivati	34.130	16.974
Altre attività finanziarie correnti	34.797	17.422

Gli strumenti derivati inclusi nelle altre attività finanziarie correnti sono così composti:

(valori in migliaia di euro)	Esercizio chiuso al 31 dicembre	
	2019	2018
Contratti a termine su commodity	30.502	16.704
Commodity Swap di Cash flow hedge	1.533	269
Commodity Swap con variazione di fair value a conto economico	2.095	
Strumenti derivati	34.130	16.974

La composizione della voce passività finanziarie correnti è la seguente:

(valori in migliaia di euro)	Esercizio chiuso al 31 dicembre	
	2019	2018
Strumenti finanziari derivati passivi	36.983	20.814
Altre passività finanziarie correnti	36.983	20.814

Gli strumenti derivati inclusi nelle altre passività finanziarie correnti sono così composti:

(valori in migliaia di euro)	Esercizio chiuso al 31 dicembre	
	2019	2018
Contratti a termine su commodity	29.476	15.393
Commodity Swap di Cash flow hedge	5.003	4.305
Commodity Swap con variazione di fair value a conto economico	1.736	
Interest Rate Swap di Cash flow hedge	374	545
Interest Rate Swap non designati come strumento di copertura	394	571
Strumenti derivati	36.983	20.814

I crediti verso banche fanno riferimento ad interessi maturati sulle disponibilità liquide alla data di chiusura dell'esercizio, 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 "Oneri/(proventi) da gestione rischio commodity".

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 2019 e al 31 dicembre 2018:

(valori in migliaia di euro)	Esercizio chiuso al 31 dicembre 2019		Esercizio chiuso al 31 dicembre 2018	
	Fair Value positivo / (negativo)	Nozionale	Fair Value positivo / (negativo)	Nozionale
IRS Tasso Fisso/Tasso Variabile Scad. 28/06/2019 (Intesa)	-	-	(16)	1.389
IRS Tasso Fisso/Tasso Variabile Scad. 28/10/2019 (Cariparma)	-	-	(6)	2.046
IRS Tasso Fisso/Tasso Variabile Scad. 30/06/2021 (MPS)	(20)	749	(47)	1.229
IRS Tasso Fisso/Tasso Variabile Scad. 28/12/2021 (Unicredit)	(394)	7.000	(571)	9.000
IRS Tasso Fisso/Tasso Variabile Scad. 28/06/2024 (Intesa)	(354)	3.061	(475)	3.652
IRS	(768)	10.810	(1.116)	17.317

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 2019 e al 31 dicembre 2018 le disponibilità liquide e mezzi equivalenti ammontano rispettivamente ad Euro 195.748 migliaia ed Euro 228.693.

La composizione della voce è la seguente:

(valori in migliaia di euro)	Esercizio chiuso al 31 dicembre	
	2019	2018
Depositi bancari e postali	195.731	228.678
Denaro e valori in cassa	17	15
Disponibilità liquide	195.748	228.693

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.

10.2.7 Attività destinate alla vendita e passività direttamente associabili

Nel bilancio chiuso al 31 dicembre 2019 non sono presenti attività e passività destinate alla vendita.

I saldi nei dati di confronto al 31 dicembre 2018 di attività e passività di rispettivamente Euro 930 ed Euro 280 migliaia facevano riferimento alla partecipata Useneko S.p.z.oo., ceduta nel corso dell'esercizio e destinata alla vendita/dismissione come descritto nelle note Valutazioni discrezionali e stime contabili significative e Risultato netto delle attività cessate/in dismissione.

In accordo al principio IFRS 5, le attività e passività della controllata erano state valutate al fair value e rappresentate su un'unica linea tra le "attività/passività destinate alla dismissione".

10.3 PATRIMONIO NETTO

Negli esercizi chiusi al 31 dicembre 2019 e al 31 dicembre 2018 il patrimonio netto ammonta rispettivamente ad 321.793 migliaia ed Euro 325.253.

La variazione del patrimonio netto di Gruppo al 31 dicembre 2019 rispetto al 31 dicembre 2018 è principalmente dovuta a:

- distribuzione ai Soci dei dividendi (utile d'esercizio 2018 e riserve) da parte della Capogruppo (- Euro 14.638 migliaia);
- Effetti derivanti dall'acquisizione di interessenze di minoranza nella società già controllata Prometeo S.p.A. (+ 127 migliaia). Si rinvia al relativo punto nel paragrafo "Aggregazioni e cessioni aziendali, ed acquisizioni e cessioni di interessenze di minoranza";
- risultato del conto economico complessivo del Gruppo (+ Euro 13.822 migliaia);

La variazione del patrimonio netto di Gruppo al 31 dicembre 2018 rispetto al 31 dicembre 2017 (rettificato in prima applicazione del nuovo principio IFRS 9 Strumenti finanziari di Euro 1.683 migliaia, di cui Euro 1.361 migliaia di Gruppo ed Euro 326 di Terzi) è principalmente dovuta a:

- distribuzione ai Soci dei dividendi da parte della Capogruppo (- Euro 12.173 migliaia);
- Effetti derivanti dall'acquisizione di interessenze di minoranza in società già controllate (+ 259 migliaia). Si rinvia al relativo punto nel paragrafo "Aggregazioni e cessioni aziendali, ed acquisizioni e cessioni di interessenze di minoranza";
- risultato del conto economico complessivo del Gruppo (+ Euro 7.682 migliaia);

La variazione del patrimonio netto di Terzi al 31 dicembre 2019 rispetto al 31 dicembre 2018 è principalmente dovuta a:

- Effetti derivanti dall'acquisizione di interessenze di minoranza in società già controllate (-1.683 migliaia). Si rinvia al relativo punto nel paragrafo "Aggregazioni e cessioni aziendali, ed acquisizioni e cessioni di interessenze di minoranza";
- distribuzione di dividendi a Soci terzi (- Euro 1.138 migliaia).
- risultato del conto economico complessivo di spettanza di Terzi (+ Euro 50 migliaia);

La variazione del patrimonio netto di Terzi al 31 dicembre 2018 rispetto al 31 dicembre 2017 è principalmente dovuta a:

- Effetti derivanti dall'acquisizione di interessenze di minoranza in società già controllate (-534 migliaia). Si rinvia al relativo punto nel paragrafo "Aggregazioni e cessioni aziendali, ed acquisizioni e cessioni di interessenze di minoranza";
- distribuzione di dividendi a Soci terzi (- Euro 996 migliaia).
- risultato del conto economico complessivo di spettanza di Terzi (+ Euro 381 migliaia);

10.4 PASSIVITÀ NON CORRENTI**10.4.1 Fondo per rischi ed oneri**

Negli esercizi chiusi al 31 dicembre 2019 e al 31 dicembre 2018 il fondo per rischi e oneri ammonta rispettivamente ad Euro 9.504 migliaia ed Euro 9.869 migliaia

La tabella seguente evidenzia la composizione della voce e la sua variazione intervenuta nell'esercizio 2019:

(valori in migliaia di euro)	31 dicembre 2018	Acquisizioni aziendali	Accantonamento	Utilizzo	Riversamento	31 dicembre 2019
Indennità Di Agenzia	138		62	(14)		186
Contenziosi E Spese Legali Di Resistenza	4.161			(138)		4.023
Titoli Efficienza Energetica	951		759	(649)		1.061
Altri Rischi	4.137	40	494	(923)	(18)	3.730
Fondo smantellamento impianti	482		22			504
Fondi per rischi e oneri	9.869	40	1.337	(1.724)	(18)	9.504

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 attualizzato la posta.

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.

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.

La variazione del corso dell'esercizio 2019 è principalmente riferita a:

- Accantonamento a fondo rischi per Titoli di efficienza energetica per Euro 759 migliaia a copertura dei rischi legati all'andamento del mercato dei titoli di efficienza energetica, considerando il residuo dei titoli da acquistare per tutti gli anni d'obbligo ancora aperti ed una perdita di 10 €/TEE. In relazione ai TEE è opportuno precisare che, nonostante l'indeterminatezza del contributo dovuta all'annullamento delle Delibere ARERA che stabilivano la modalità di quantificazione del contributo tariffario (Deliberazione 487/2018/R/EFR e la successiva Deliberazione 209/19/R/EFR) e dato che ad oggi non sono state emanate nuove Delibere, ci si è riferiti alla normativa previgente e quindi è stato comunque considerato un cap del valore di 250 €/TEE e, pertanto, una perdita stimata di 10 €/TEE (considerato che il costo di acquisto è di circa 260 €/TEE);
- Utilizzi del fondo rischi per Titoli di efficienza energetica per Euro 649 migliaia a copertura delle perdite sui TEE realizzate nel 2019 per l'anno d'obbligo 2018;

- Accantonamenti per Euro 494 migliaia, principalmente relativi alla stima del rischio di sanzioni e/o penali afferenti l'attività di distribuzione gas.
- Utilizzi per Euro 923 migliaia di fondo rischi e sanzioni accantonati in esercizi precedenti, principalmente relativi afferenti l'attività di distribuzione gas.

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 Energie della gara per l'affidamento del servizio di distribuzione del gas naturale nel territorio del Comune di Prato, Centria, Toscana Energie 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, quale minore importo riconosciuto al gestore uscente Centria per la consegna delle reti rispetto a quello previsto nel bando di gara, 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 a Toscana Energie 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 Energie 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.

La Società, supportata dai pareri legali ricevuti, ritiene di potersi legittimamente opporre alla richiesta del Comune di Prato di pagamento della somma residua di Euro 6.000 migliaia.

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 1.742 migliaia.

Si segnala che in data 20 dicembre 2017 il Giudice ha emesso un'ordinanza con la quale, tra l'altro:

- è stata ammessa la CTU richiesta da Estra/Centria, limitatamente alla supposta diversa consistenza della rete rispetto a quanto rappresentato dal gestore uscente;
- non è stata ammessa la CTU richiesta da Toscana Energia relativa alla stima dei benefici che Estra/Centria avrebbero ottenuto dalla conduzione dell'impianto nel periodo intercorrente tra l'1 luglio 2011 (data di riferimento per la stima dell'impianto) e il 31 agosto 2015 (data di consegna dell'impianto al nuovo gestore).

In aggiunta a quanto sopra rappresentato, il Giudice ha sollevato d'ufficio (i) una questione sulla possibile nullità del sopra menzionato accordo transattivo del 2011, prospettata sulla base della natura eventualmente non disponibile dell'indennizzo spettante al gestore uscente ai sensi degli artt. 14-15 del D. Lgs. 164/2000, nonché (ii) una questione sugli effetti che la nullità della clausola relativa alla determinazione dell'indennizzo potrebbe avere sulla validità dell'intero accordo. Il Giudice ha pertanto invitato le parti a depositare una memoria difensiva avente a oggetto le due questioni rilevate d'ufficio, presentate da entrambe le parti del giudizio in data 20 febbraio 2018. Nell'ipotesi in cui il Giudice dovesse confermare la nullità della clausola dell'accordo transattivo del 2011 che disciplina la determinazione dell'indennizzo dovuto al gestore uscente, la validità stessa

degli atti di gara e dei contratti stipulati fra il Comune di Prato e Toscana Energia (nonché fra Centria e Toscana Energia) potrebbe essere messa in discussione.

Nell'udienza del 13 settembre 2018 i legali di Toscana Energia hanno contestato alcuni punti della CTU, con particolare riferimento al quesito sullo stato del cogeneratore e relativi costi di riattivazione, e al quesito relativo ai benefici ricavati da Toscana Energia. A mezzo di consulente legale esterno delle società Estra/Centria, il Gruppo ha contestato tali deduzioni, rilevato al contrario la completezza della CTU e chiesto la fissazione dell'udienza per la precisazione delle conclusioni. Il giudice, ritenuta la completezza dell'elaborato peritale, ha accolto la richiesta della società e rinviato per la precisazione delle conclusioni all'udienza del 21 novembre 2019.

A tale udienza è stata quindi depositata comparsa conclusionale da parte dei legali delle due Società Estra e Centria e la causa è stata trattenuta in decisione.

Le società hanno depositato le proprie memorie conclusionali il 20/01/2020 e le repliche sono state presentate entro il 10/02/2020. Estra e Centria, supportate dai propri legali, ritengono di poter beneficiare di buone argomentazioni volte a sostenere la validità dell'accordo transattivo. Tuttavia, la Società ritiene che il rischio di soccombenza in tale giudizio non sia da escludere e l'importo presente a Bilancio a fondo rischi rappresenta la miglior stima possibile della passività che potrebbe emergere dal giudizio.

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 notificati avvisi relativi al 2015, si ritiene che il fondo nell'ammontare di 350 mila euro possa essere confermato in sede di chiusura del bilancio al 31 dicembre 2019.

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 148.614, operato sull'avviamento, pari a circa 6.690.000 euro, 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.

Il Gruppo, confortato dal parere dei propri consulenti, ritiene infondata la contestazione sollevata, pertanto nessun accantonamento è stato operato a fronte dei rischi derivanti dall'eventuale soccombenza nel contenzioso.

Nel mese di marzo si è svolta l'udienza di primo grado in cui il Gruppo ha ricevuto sentenza favorevole.

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 hanno presentato ricorso, ritenendo illegittimi gli avvisi ricevuti e nessun accantonamento è stato pertanto previsto nel presente bilancio consolidato.

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 (Monteverchi, 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 e 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.

Relativamente ai Comuni del Valdarno, i cui canoni annui di concessione ammontano contrattualmente a circa Euro 2.200 migliaia, è tuttora in essere una Procedura Arbitrale avviata da Centria nei confronti di detti Comuni, con lodi parziali, emessi a settembre 2019 e gennaio 2020, non risolutivi della controversia.

Per quanto la Società, assistita dai propri legali, ritenga di aver diritto ad una rideterminazione dei canoni per le annualità successive alla scadenza contrattuale, l'esito dei contenziosi instaurati e delle rinegoziazioni con i Comuni è tuttora incerto. Nell'impossibilità di quantificare la possibile riduzione dei canoni, nel presente bilancio, in continuità con gli esercizi precedenti esercizi, si è pertanto ritenuto di continuare a rilevare a costo l'intero importo contrattualmente previsto.

Contenzioso di Ecolat su aumento di capitale sociale in Sei Toscana S.r.l.

La società acquisita è al momento in contenzioso con la partecipata Sei Toscana S.r.l., in merito all'aumento di capitale sociale di quest'ultima deliberato a dicembre 2014 per Euro 30 milioni, da sottoscrivere in due tranches rispettivamente di Euro 12 milioni ed Euro 18 milioni, con scadenza al 15 dicembre 2015 e al 30 settembre 2018.

In particolare, con riferimento alla prima tranche di 12 milioni, Ecolat ha dichiarato di liberare il 75% della propria quota mediante compensazione dei propri crediti derivanti da finanziamento soci. La negazione di questa possibilità da parte di SEI ha innescato un contenzioso che ha visto da una parte SEI Toscana procedere alla vendita ex 2466 in danno di Ecolat trasferendo agli altri soci una porzione pari al 5,14% del capitale, dall'altra Ecolat versare per due volte l'importo del 75% dell'aumento di capitale, una prima volta mediante compensazione di crediti ed una seconda mediante pagamento in contanti, facendo sorgere un credito verso SEI Toscana di Euro 1.365 migliaia.

L'importo è rappresentativo del duplice versamento di Euro 1.016 migliaia e dell'importo di Euro 348 migliaia per l'acquisto della quota di 1,09% effettuato in adempimento della procedura ex 2466 applicata anche in danno del socio Cooplat. La quota del 5,14% è oggi oggetto di sequestro giudiziario, in attesa di essere definitivamente liberata con l'udienza di conclusione ad oggi fissata per gennaio 2021.

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 2019 delle obbligazioni per benefici definiti e del fair value delle attività del piano:

Obbligazioni per benefici definiti 01.01.2019	Acquisizioni	Costo per servizi	Interessi	Benefici liquidati	Obbligazione attesa 31.12.2019	Perdite (utili) attuariali da esperienza	Perdite (utili) attuariali per modifica ipotesi finanziaria	Obbligazioni per benefici definiti 31.12.2019
7.242	1.009	115	62	(590)	7.838	(46)	489	8.281

Le principali assunzioni adottate sono riepilogate nelle tabelle seguenti:

Riepilogo delle Basi Tecniche Economiche

	Esercizio chiuso al 31 dicembre 2019	Esercizio chiuso al 31 dicembre 2018
Tasso annuo di attualizzazione	0,77%	1,57%
Tasso annuo di inflazione	1,50%	1,50%
Tasso annuo incremento TFR	2,63%	2,63%
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
1,05%	0,50%

Viene di seguito riepilogata un'analisi quantitativa della sensitività per le assunzioni significative al 31 dicembre 2019 e 2018:

Ipotesi	Variazione	Esercizio chiuso al 31 dicembre 2019	Esercizio chiuso al 31 dicembre 2018
Frequenza del turnover	+1/4%	7.882	7.121
	- 1/4%	8.060	7.206
Tasso inflazione	+1/4%	8.109	7.311
	- 1/4%	7.825	7.014
Tasso attualizzazione	+1/4%	7.749	6.943
	- 1/4%	8.190	7.388

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				
	2020	2021	2022	2023	2024
Totale	828	483	142	163	213

La durata media dell'obbligazione del piano a benefici definiti alla fine dell'esercizio 2019 è di circa 15,7 anni (circa 16,7 al 31 dicembre 2018).

10.4.3 Finanziamenti a M/L termine

Negli esercizi chiusi al 31 dicembre 2019 e al 31 dicembre 2018 i finanziamenti a medio/lungo termine ammontano rispettivamente ad Euro 466.134 migliaia, Euro 477.857 migliaia.

La composizione della voce è la seguente:

(valori in migliaia di euro)	Esercizio chiuso al 31 dicembre 2019		Esercizio chiuso al 31 dicembre 2018	
	Valore di bilancio	Valore nominale	Valore di bilancio	Valore nominale
Obbligazioni entro 12 mesi	-	-	35.691	36.000
Obbligazioni oltre 12 mesi	145.292	147.200	147.584	150.000
Totale debiti per obbligazioni	145.292	147.200	183.275	186.000
Finanziamenti da soci entro 12 mesi	1.435	1.435	1.435	1.435
Finanziamenti da soci oltre 12 mesi	8.240	8.240	9.675	9.675
Totale finanziamenti da soci	9.675	9.675	11.110	11.110
Mutui entro 12 mesi	82.182	82.182	67.322	67.322
Mutui oltre 12 mesi	206.810	208.161	210.724	212.149
Totale debiti per mutui	288.992	290.343	278.046	279.472
Leasing entro 12 mesi	4.654	4.654	331	331
Leasing oltre 12 mesi	17.521	17.521	5.094	5.094
Totale debiti per leasing	22.175	22.175	5.425	5.425
Totale entro 12 mesi	88.271	88.271	104.780	105.089
Totale oltre 12 mesi	377.863	381.122	373.077	376.918
Totale Finanziamenti M/L termine	466.134	469.393	477.857	482.007

La movimentazione della voce nel corso dell'esercizio 2019 è illustrata di seguito:

(valori in migliaia di euro)	Saldo al 31 dicembre 2018	Prima applicazione IFRS16	Acquisizioni aziendali	Erogazione	Rimborso	Interest costo ammortizzato	Saldo al 31 dicembre 2019
Obbligazioni	183.275				(38.800)	817	145.292
Mutui	278.046		405	121.500	(111.027)	68	288.992
Leasing	5.425	18.156	1.698	994	(4.098)		22.175
Finanziamenti da soci	11.110				(1.435)		9.675
Totale Finanziamenti M/L termine	477.857	18.156	2.103	122.494	(155.360)	885	466.134

Si evidenzia in particolare;

- Il rimborso del prestito obbligazionario di originari Euro 50.000 migliaia, per un ammontare outstanding di Euro 38.800 migliaia, giunto a scadenza a luglio 2019;
- Accensioni di nuovi finanziamenti a medio lungo termine e rimborsi per, rispettivamente, Euro 121.500 migliaia ed Euro 111.027 migliaia;
- Effetti derivanti dalla prima applicazione dell'IFRS 16 per Euro 22.175 migliaia al 31 dicembre 2019 (Euro 18.156 migliaia al 01 gennaio 2019).

La tabella seguente evidenzia per ciascun prestito obbligazionario emesso il valore di bilancio alla data del 31 dicembre 2019 e al 31 dicembre 2018:

(valori in migliaia di euro)	Esercizio chiuso al 31 dicembre	
	2019	2018
MINIBOND 2014-2019	-	35.691
BOND 2015-2022	96.233	98.744
BOND 2016-2023	49.058	48.840
Obbligazioni	145.292	183.275

La voce Finanziamenti da Soci accoglie per prestiti a medio/lungo termine, subordinati all'indebitamento bancario e obbligazionario accordati dai soci Consiag ed Intesa e, in particolare:

- debito verso il Socio Consiag 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 2019 di Euro 8.750 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 2019 di Euro 925 migliaia.

10.4.4 Passività per imposte differite

Negli esercizi chiusi al 31 dicembre 2019 e al 31 dicembre 2018 le passività per imposte differite ammontano rispettivamente ad Euro 44.949 migliaia ed Euro 41.834 migliaia.

La composizione e movimentazione per l'esercizio 2019 della voce è la seguente:

(valori in migliaia di euro)	Saldo al 31 dicembre 2018	Acquisizioni aziendali	Accantonamento	Utilizzo/Riversamento	Saldo al 31 dicembre 2019
Dividendi non incassati	26		9	(19)	16
Costo ammortizzato prestiti obbligazionari	365			(111)	254
Rateizzazione plusvalenze	2.048			(2.048)	-
Plusvalore beni in concessione	6.485	5.293		(149)	11.628
Plusvalore attività Immateriali	32.743		237	(1.864)	31.116
Plusvalore attività materiali	55	1.640	55	(94)	1.657
Altre	111		168	(2)	278
Passività per imposte differite	41.834	6.933	470	(4.287)	44.949

La composizione e movimentazione per l'esercizio 2018 della voce è la seguente:

(valori in migliaia di euro)	Saldo al 31 dicembre 2017	Acquisizioni aziendali	Accantonamento	Utilizzo/Riversamento	Saldo al 31 dicembre 2018
Dividendi non incassati	460		13	(447)	26
Costo ammortizzato prestiti obbligazionari	572			(206)	365
Rateizzazione plusvalenze	4.097			(2.048)	2.048
Plusvalore beni in concessione	3.410	3.220		(145)	6.485
Plusvalore attività Immateriali	29.997	4.290	237	(1.781)	32.743
Plusvalore attività materiali	55				55
Altre	76		36	(1)	111
Passività per imposte differite	38.667	7.510	286	(4.629)	41.834

10.4.5 Altre passività non correnti

Negli esercizi chiusi al 31 dicembre 2019 e al 31 dicembre 2018 le altre passività non correnti ammontano rispettivamente ad Euro 4.320 migliaia ed Euro 1.721 migliaia e fa principalmente riferimento a risconti passivi pluriennali per l'affitto della fibra ottica per l'esercizio dell'attività di trasmissione dati nel settore delle telecomunicazioni.

10.4.6 Passività contrattuali non correnti e correnti

Al 31 dicembre 2019 le passività contrattuali non correnti e correnti ammontano rispettivamente ad Euro 21.123 migliaia ed Euro 656 migliaia (Euro 14.732 migliaia ed Euro 1165 migliaia al 31 dicembre 2018) 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 2019 e al 31 dicembre 2018 i debiti finanziari a breve termine ammontano rispettivamente ad Euro 31.601 migliaia ed Euro 10.528 migliaia.

La composizione della voce è la seguente:

(valori in migliaia di euro)	Esercizio chiuso al 31 dicembre	
	2018	2019
Anticipazioni bancarie ed utilizzi di c/c bancario	29.619	7.495
Debiti verso obbligazionisti per interessi maturati	1.982	3.034
Debiti finanziari a breve termine	31.601	10.528

10.5.2 Debiti commerciali

Negli esercizi chiusi al 31 dicembre 2019 e al 31 dicembre 2018 i debiti commerciali ammontano rispettivamente ad Euro 215.299 migliaia, Euro 250.364 migliaia.

La composizione della voce è la seguente:

(valori in migliaia di euro)	Esercizio chiuso al 31 dicembre	
	2019	2018
Debiti verso fornitori	210.072	244.069
Debiti verso imprese controllate	4.455	4.259
Debiti verso controllanti	755	2.034
Debiti verso imprese collegate	16	2
Debiti commerciali	215.299	250.364

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.

La significativa riduzione del saldo a fine esercizio 2019 rispetto a fine esercizio 2018 è dovuta principalmente al calo dei prezzi della materia prima registratosi negli ultimi mesi dell'anno.

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 Debiti tributari

Negli esercizi chiusi al 31 dicembre 2019 e al 31 dicembre 2018 i debiti tributari ammontano rispettivamente ad Euro 18.726 migliaia ed Euro 15.283 migliaia.

La composizione della voce è la seguente:

(valori in migliaia di euro)	Esercizio chiuso al 31 dicembre	
	2019	2018
Irpef sostituiti imposta	1.059	889
Erario c/iva	1.550	4.285
Debiti per IRES/IRAP	5.137	2.795
Debiti per accise ed addizionali	10.970	7.310
Altri debiti	10	4
Debiti tributari	18.726	15.283

10.5.4 Altre passività correnti

Negli esercizi chiusi al 31 dicembre 2019 e al 31 dicembre 2018 le altre passività correnti ammontano rispettivamente ad Euro 64.800 migliaia ed Euro 47.343 migliaia.

La composizione della voce è la seguente:

(valori in migliaia di euro)	Esercizio chiuso al 31 dicembre	
	2019	2018
Debiti verso il personale per retribuzioni	4.735	4.460
Debiti verso istituti previdenziali	1.844	1.794
Debiti verso CSEA	12.661	9.516
Debiti per acquisto partecipazione in Tegolaia e Cavriglia	-	2.611
Debiti per acquisto partecipazione in Ecolat	1.000	-
Debiti per dividendi deliberati	14.638	-
Ratei e risconti passivi	584	2.700
Debiti per prepensionamento dipendenti	-	337
Depositi cauzionali	20.920	20.876
Altri debiti	8.417	5.048
Altre passività correnti	64.800	47.343

Il saldo della voce fa riferimento prevalentemente ai depositi cauzionali versati dai clienti a garanzia sui consumi gas.

Il debito per acquisto partecipazione in Ecolat fa riferimento al saldo del prezzo di acquisto della partecipazione al 88% del capitale sociale, contrattualmente dovuto a marzo 2020.

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 aumento rispetto all'anno precedente.

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 2019 e al 31 dicembre 2018.

ATTIVITA' FINANZIARIE	Esercizio chiuso al 31 dicembre 2019		Esercizio chiuso al 31 dicembre 2018	
	Valore contabile	Fair value	Valore contabile	Fair value
Attività finanziarie al fair value con variazioni imputate a conto economico	32.597	32.597	16.974	16.974
Contratti a termine su commodity	30.502	30.502	16.704	16.704
Commodity Swap	2.095	2.095	269	269
Passività finanziarie al fair value con variazioni imputate a patrimonio netto	1.533	1.533		
Commodity Swap	1.533	1.533		
Crediti e finanziamenti	292.259	292.259	361.270	361.270
Finanziamenti a società sottoposte a controllo congiunto	230	230	150	150
Finanziamenti a società collegate	4.643	4.643	4.937	4.937
Depositi cauzionali m/l termine	5.285	5.285	4.713	4.713
Crediti commerciali	281.434	281.434	351.022	351.022
Crediti verso banche	667	667	448	448
Disponibilità liquide	195.748	195.748	228.693	228.693
Attività non correnti destinate alla vendita	-	-	930	930
TOTALE ATTIVITA'	522.137	522.137	607.868	607.868

PASSIVITA' FINANZIARIE	Esercizio chiuso al 31 dicembre 2019		Esercizio chiuso al 31 dicembre 2018	
	Valore contabile	Fair value	Valore contabile	Fair value
Passività finanziarie al fair value con variazioni imputate a conto economico	31.606	31.606	20.269	20.269
Contratti a termine su commodity	29.476	29.476	15.393	15.393
Commodity Swap	1.736	1.736	4.305	4.305
Derivati IRS non designati come strumento di copertura	394	394	571	571
Passività finanziarie al fair value con variazioni imputate a patrimonio netto	5.377	5.377	545	545
Derivati IRS Cash flow hedge	374	374	545	545
Commodity Swap	5.003	5.003		
Passività al costo ammortizzato	733.076	733.076	758.311	758.311
Debiti commerciali	215.299	215.299	250.364	250.364
Finanziamenti a M/L termine	466.134	466.134	477.857	477.857
Debiti verso banche a breve termine	31.601	31.601	10.528	10.528
Depositi cauzionali	20.042	20.042	19.562	19.562
Passività direttamente associabili ad attività destinate alla vendita	-	-	280	280
TOTALE PASSIVITA'	770.059	770.059	779.405	779.405

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.

Le attività finanziarie disponibili per la vendita sono valutate al fair value determinato quale miglior stima del prezzo di realizzo ottenibile dalla loro dismissione.

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 tre anni.

Di seguito sono esposti i valori utilizzati nel calcolo del risultato per azione base.

	Esercizio chiuso al 31 dicembre	
	2019	2018
Utile netto di pertinenza degli azionisti della Capogruppo (migliaia di Euro)	16.629	7.331
- Attività di funzionamento	16.909	9.651
- Attività destinate alla dismissione	(208)	(2.320)
Numero medio azioni ordinarie in circolazione nell'esercizio	227.834.000	227.834.000
Risultato per azione base e diluito azioni ordinarie (Euro)	0,07	0,03
Risultato da attività in funzionamento per azione base e diluito azioni ordinarie (Euro)	0,07	0,04

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 2019 e 2018:

Garanzie prestate nell'interesse di società collegate	31 dicembre 2019	31 dicembre 2018
Fideiussione rilasciata a Banca Popolare Emilia e Unicredit a favore di Sinergie Italiane S.r.l.	9.169	9.169
Garanzia rilasciata a Unicredit a favore di Blugas Infrastrutture S.r.l. per finanziamenti	4.257	4.257
Totale	13.426	13.426
Garanzie prestate nell'interesse di altri	31 dicembre 2019	31 dicembre 2018
Fidejussioni rilasciate ad Agenzia Entrate/Agenzia Dogane per rimborsi di imposte	8.293	3.872
Fidejussioni verso altri soggetti	431	789
Fidejussioni rilasciate a favore di Enti locali per lavori o concessioni legate ad utilizzo del suolo pubblico	10.832	10.046
Fidejussioni rilasciate ad INPS	1.084	1.084
Totale	20.640	15.791
Totale garanzie	34.066	29.217

Per lo svolgimento dell'ordinaria attività del Gruppo sono inoltre rilasciate, nell'interesse di società consolidate integralmente, fideiussioni 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 2019, dopo aver preso in considerazione l'effetto degli IRS, circa il 62% (55% nel 2018) dei prestiti del Gruppo sono a tasso fisso.

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 2019 e 2018:

SENSITIVITA' DEI FLUSSI FINANZIARI	31-dic-19				31-dic-18			
	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 COMPRENSIVO DI DERIVATI E LEASING	(192)	70			(312)	85		
VARIAZIONE FAIR VALUE	66	(67)	44	(41)	106	(107)	102	(73)
TOTALE	(126)	3	44	(41)	(206)	(23)	102	(73)

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.

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 2019 e 2018:

Crediti commerciali	Esercizio chiuso al 31 dicembre			
	2019		2018	
(valori in migliaia di euro)				
Crediti commerciali lordi	340.359	100%	404.215	100%
Fondo svalutazione crediti	-58.925	-17%	-53.193	-13%
Crediti commerciali	281.434	83%	351.022	87%

La seguente tabella fornisce il dettaglio dei crediti commerciali lordi per fascia di anzianità al 31 dicembre 2019 e 2018:

Crediti commerciali	Esercizio chiuso al 31 dicembre			
	2019		2018	
(valori in migliaia di euro)				
A scadere	244.257	72%	334.341	83%
Scaduti da 0-30 giorni	19.005	6%	7.125	2%
Scaduti da 31-90 giorni	5.942	2%	4.718	1%
Scaduti da 91-180 giorni	7.513	2%	3.726	1%
Scaduti da 181-365 giorni	13.528	4%	13.568	3%
Scaduti da oltre 365 giorni	50.113	15%	40.737	10%
Crediti commerciali lordi	340.359	100%	404.215	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 2019 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 2019.

(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	147.200			147.200	
Indebitamento bancario	290.343	82.610	83.579	117.327	6.825
Leasing	22.175	4.654	3.934	9.832	3.756
Finanziamenti a medio/lungo termine verso soci	9.675	1.435	1.435	4.305	2.500
Totale	469.393	88.699	88.948	278.664	13.081

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 2019 e 2018 derivato dai bilanci consolidati per gli esercizi chiusi alle medesime date, in conformità alla raccomandazione "ESMA update of the CESR recommendations. The consistent implementation of Commission Regulation (EC) No 809/2004 implementing the Prospectus Directive" del 20 marzo 2013 (già Raccomandazione del CESR 05-054b del 10 febbraio 2005).

(valori in migliaia di euro)	Esercizio chiuso al 31 dicembre 2019	Esercizio chiuso al 31 dicembre 2018
A. Cassa	17	15
B. Altre disponibilità liquide	195.731	228.678
C. Titoli detenuti per la negoziazione	-	-
D. Liquidità (A) + (B) + (C)	195.748	228.693
E. Crediti finanziari correnti	34.797	17.422
- <i>strumenti finanziari derivati correnti</i>	<i>34.130</i>	<i>16.974</i>
- <i>Crediti verso banche per interessi attivi</i>	<i>667</i>	<i>448</i>
F. Debiti bancari correnti	31.601	10.528
G. Parte corrente dell'indebitamento non corrente	88.271	104.780
- <i>debiti bancari</i>	<i>82.182</i>	<i>67.322</i>
- <i>obbligazioni emesse</i>	<i>-</i>	<i>35.691</i>
- <i>debiti v/altri finanziatori per leasing finanziari</i>	<i>341</i>	<i>331</i>
- <i>debiti v/altri finanziatori per leasing operativi</i>	<i>4.313</i>	<i>-</i>
- <i>debiti v/soci per finanziamenti</i>	<i>1.435</i>	<i>1.435</i>
H. Altri debiti finanziari correnti	36.983	20.814
- <i>strumenti finanziari derivati correnti</i>	<i>36.983</i>	<i>20.814</i>
I. Indebitamento finanziario corrente (F) + (G) + (H)	156.855	136.122
J. Indebitamento finanziario corrente netto (I) - (E) - (D)	(73.690)	(109.992)
K. Debiti bancari non correnti	206.810	210.724
L. Obbligazioni emesse	145.292	147.584
M. Altri debiti non correnti	25.761	14.769
- <i>debiti v/altri finanziatori per leasing finanziari</i>	<i>4.753</i>	<i>5.094</i>
- <i>debiti v/altri finanziatori per leasing operativi</i>	<i>12.768</i>	<i>-</i>
- <i>debiti v/soci per finanziamenti</i>	<i>8.240</i>	<i>9.675</i>
N. Indebitamento finanziario non corrente (K) + (L) + (M)	377.863	373.077
O. Indebitamento finanziario netto (J) + (N)	304.173	263.084

Al 31 dicembre 2019 l'indebitamento finanziario netto è pari Euro 304.173 migliaia in aumento rispetto a Euro 263.084 migliaia dell'anno precedente, principalmente per effetto dell'elevato livello di investimenti realizzati nell'esercizio.

Al 31 dicembre 2019, il 19% del debito del Gruppo ha scadenza inferiore ad un anno, calcolato sulla base del valore nozionale dei debiti in bilancio. Il Gruppo ha valutato la concentrazione del rischio, con riferimento al rifinanziamento del debito, ed ha concluso che è basso.

L'accesso alle fonti di finanziamento è sufficientemente disponibile e i debiti con scadenza entro 12 mesi possono essere estesi con gli attuali finanziatori.

Al 31 dicembre 2019 il Gruppo dispone di ampie linee di credito non utilizzate, principalmente concentrate presso la Capogruppo, per Euro 134 milioni.

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:

inadempimento di obblighi derivanti da sentenze di condanna, a condizione che siano superate determinate soglie di rilevanza;

- a) 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; e
- b) 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 cui rispetto è verificato con cadenza annuale (ossia con riferimento alla data di chiusura di ciascun esercizio sociale sulla base delle risultanze del relativo bilancio consolidato). 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 (superiore a 4,5x);
- il rapporto tra Indebitamento finanziario netto e RAB (superiore a 1,30 x);
- il rapporto tra Indebitamento finanziario netto e Patrimonio netto (inferiore a 1,2x);
- Il rapporto tra EBITDA e Interessi passivi (superiore a 3,3x)

In riferimento al rapporto tra indebitamento finanziario netto e RAB, si evidenzia che il parametro originariamente fissato nella misura dello 0,85 è stato:

- Con assemblea degli obbligazionisti del 18 dicembre 2018, eliminato dal Prestito Obbligazionario di originari Euro 100.000.000 emesso in data 13 luglio 2015, quotato sul sistema multilaterale di negoziazione irlandese Global Exchange Market ("GEM").
- Con assemblea degli obbligazionisti del 7 marzo 2019, innalzato a 1,30 nel Prestito Obbligazionario di originari Euro 80.000.000 emesso in data 28 novembre 2016 e quotato sul mercato regolamentato della Borsa di Dublino, permanendo una facoltà di parziale rimborso anticipato a favore degli Obbligazionisti al superamento del rapporto di 1.

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 analogha 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 2019 e 2018 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 2019, Il Gruppo ha i seguenti derivati inclusi nelle altre attività e passività finanziarie correnti:

Attività finanziarie correnti (valori in migliaia di euro)	Esercizio chiuso al 31 dicembre	
	2019	2018
Contratti a termine su commodity	30.502	16.704
Commodity Swap di Cash flow hedge	1.533	269
Commodity Swap con variazione di fair value a conto economico	2.095	
Strumenti derivati	34.130	16.974

Attività finanziarie correnti (valori in migliaia di euro)	Esercizio chiuso al 31 dicembre	
	2019	2018
Contratti a termine su commodity	29.476	15.393
Commodity Swap di Cash flow hedge	5.003	4.305
Commodity Swap con variazione di fair value a conto economico	1.736	
Strumenti derivati	36.215	19.698

Il saldo netto dei *fair value* degli strumenti derivati in essere al 31 dicembre 2019 è, quindi, negativo per Euro 2.085 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 migliorerebbe di Euro 128 migliaia, passando da un saldo negativo di Euro 2.085 migliaia ad un saldo negativo di Euro 1.957 migliaia.

In particolare:

- l'effetto riferito alla variazione del prezzo di gas naturale sarebbe un miglioramento di Euro 115 migliaia per i derivati che soddisfano i criteri IFRS 9 per l'*hedge accounting* e un peggioramento di Euro 39 migliaia per i derivati con variazione di *fair value* a conto economico, non soddisfacendo i criteri IFRS 9 per l'*hedge accounting*;
- l'effetto riferito alla variazione del prezzo dell'energia elettrica sarebbe ad un miglioramento di Euro 53 migliaia, di cui Euro 28 migliaia riferiti a derivati con variazione di *fair value* a conto economico, non soddisfacendo i criteri IFRS 9 per l'*hedge accounting*.

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 2019 ha incassato i seguenti contributi da Enti pubblici.

Soggetto beneficiario	Ente concedente		Tipologia di operazione	Importo
	Denominazione	Codice fiscale		
CENTRIA SRL	COMUNE DI AREZZO	00176820512	Contributi conto impianti (reti distribuzione gas)	25.272
CENTRIA SRL	AZIENDA USL RIETI	00821180577	Contributi conto impianti (reti distribuzione gas)	18.135
CENTRIA SRL	COMUNE DI CAVRIGLIA	00242200517	Contributi conto impianti (reti distribuzione gas)	15.210
CENTRIA SRL	COMUNE DI MURLO	80003070523	Contributi conto impianti (reti distribuzione gas)	68.129
CENTRIA SRL	COMUNE DI COLLE VAL D'ELSA	00134520527	Contributi conto impianti (reti distribuzione gas)	14.000
CENTRIA SRL	COMUNE DI SCANDICCI	00975370487	Contributi conto impianti (reti distribuzione gas)	30.287

15. Rapporti con parti correlate

Nei prospetti seguenti si riporta il dettaglio dei rapporti economici e patrimoniali intercorsi negli esercizi chiusi al 31 dicembre 2019 e 2018 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 2019

Parte correlata / Voce di bilancio	Esercizio chiuso al 31 dicembre 2019							
	Ricavi da cessione di beni e servizi	Altri ricavi operativi	Consumi di materie prime, sussidiarie e merci	Costi per servizi	Costi per il personale	Altri costi operativi	Proventi finanziari	Oneri finanziari
Consiag S.p.A.	796	315			(253)	8		412
Intesa S.p.A.	406	115		48	(287)			83
Coingas S.p.A.	82	15	49	4				77
Viva Servizi S.p.A.	32	5		437	66	1		
Soci	1.317	451	49	489	(475)	9		573
Edma Reti Gas S.r.l.	2.260	320	4	13.476	(19)	21		
Nuova Sirio S.r.l.	15	2						
Società sottoposte a controllo congiunto	2.275	322	4	13.476	(19)	21		
Blugas Infrastrutture S.r.l.		7					145	
Monte Urano S.r.l.	14	4						
A.E.S. Fano Distribuzione Gas S.r.l.	70	54		51	(3)		39	
SIG S.r.l.	4	50			(29)			
Società collegate	89	115		51	(33)		185	
Totale	3.681	889	53	14.015	(526)	29	185	573
<i>Incidenza percentuale sulla corrispondente voce di bilancio</i>	<i>0,38%</i>	<i>3,07%</i>	<i>0,01%</i>	<i>5,48%</i>	<i>(1,34%)</i>	<i>0,18%</i>	<i>6,75%</i>	<i>4,33%</i>

Esercizio 2018

Esercizio chiuso al 31 dicembre 2018								
Parte correlata / Voce di bilancio	Ricavi da cessione di beni e servizi	Altri ricavi operativi	Consumi di materie prime, sussidiarie e merci	Costi per servizi	Costi per il personale	Altri costi operativi	Proventi finanziari	Oneri finanziari
Consiag S.p.A.	1.006	167		1.022	(251)			328
Intesa S.p.A.	408	136		635	(297)			
Coingas S.p.A.	80	17	30	365				37
Viva Servizi S.p.A.		14		712	69	1		
Soci	1.494	334	30	2.734	(479)	1		366
Edma Reti Gas S.r.l.	2.536	328	84	13.638	(133)	92		
Nuova Sirio S.r.l.	16	7						
Società sottoposte a controllo congiunto	2.552	335	84	13.638	(133)	92		
Blugas Infrastrutture S.r.l.		14					145	
Monte Urano S.r.l.		13						
A.E.S. Fano Distribuzione Gas S.r.l.	31	43		18			39	
SIG S.r.l.	64	34			(15)			
Società collegate	94	104		18	(15)		185	
Totale	4.140	773	114	16.390	(627)	93	185	366
<i>Incidenza percentuale sulla corrispondente voce di bilancio</i>	<i>0,53%</i>	<i>2,07%</i>	<i>0,02%</i>	<i>7,51%</i>	<i>(1,97%)</i>	<i>0,29%</i>	<i>8,73%</i>	<i>2,38%</i>

- Rapporti patrimoniali**Esercizio 2019**

Esercizio chiuso al 31 dicembre 2019						
Parte correlata / Voce di bilancio	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.	1.815		262		13.716	5.795
Intesa S.p.A.	522		180	254	3.417	3.688
Coingas S.p.A.	114			63	3.931	3.688
Viva Servizi S.p.A.	144		1	439		1.467
Soci	2.596		443	755	21.064	14.638
Edma Reti Gas S.r.l.	5.193			4.455		
Nuova Sirio S.r.l.	77	230				
Società sottoposte a controllo congiunto	5.269	230		4.455		
Monte Urano S.r.l.	57					
Blugas Infrastrutture S.r.l.	1143	4.153				
A.E.S. Fano Distribuzione Gas S.r.l.	162	490		16		
SIG S.r.l.	65					
Società collegate	1.427	4.643		16		
Totale	9.293	4.873	443	5.227	21.064	14.638
<i>Incidenza percentuale sulla corrispondente voce di bilancio</i>	<i>3,30%</i>	<i>42,23%</i>	<i>8,38%</i>	<i>2,43%</i>	<i>4,52%</i>	<i>22,59%</i>

Esercizio 2018

Parte correlata / Voce di bilancio	Esercizio chiuso al 31 dicembre 2018			
	Credit commerciali	Altre attività finanziarie non correnti	Debiti commerciali	Indebitamento finanziario corrente e non corrente
Consiag S.p.A.	1.443		256	10.000
Intesa S.p.A.	512		340	
Coingas S.p.A.	119		232	1.110
Viva Servizi S.p.A.	652		1.206	
Soci	2.726		2.034	11.110
Edma Reti Gas S.r.l.	6.630		4.259	
Nuova Sirio S.r.l.	57	150		
Società sottoposte a controllo congiunto	6.687	150	4.259	
Monte Urano S.r.l.	26			
Blugas Infrastrutture S.r.l.	984	4.153		
A.E.S. Fano Distribuzione Gas S.r.l.	112	784	2	
SIG S.r.l.	52			
Società collegate	1.175	4.937	2	
Totale	10.587	5.087	6.295	11.110
<i>Incidenza percentuale sulla corrispondente voce di bilancio</i>	<i>3,01%</i>	<i>39,83%</i>	<i>2,51%</i>	<i>0,23%</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 Consiag S.p.A., Coingas S.p.A. ed Intesa S.p.A. (i “**Contratti di servizio**”);
- Riaddebito di costi per personale comandato da società del Gruppo Estra ai soci Consiag S.p.A. ed Intesa S.p.A.;
- Contratti di affitto passivo per locazione delle sedi aziendali di Prato, Arezzo e Siena del gruppo ESTRA, rispettivamente dai Soci Consiag S.p.A., Coingas S.p.A. ed Intesa S.p.A. (i “**Contratti di affitto**”);
- Contratti di finanziamento in essere con i Soci Consiag S.p.A. e Coingas S.p.A. (i “**Contratti di finanziamento**”);
- Contratto di vendita di energia elettrica al socio Intesa S.p.A. per i consumi degli impianti di pubblica illuminazione di cui Intesa S.p.A è gestore affidatario da parte dei Comuni.

Principali operazioni con società sottoposte a controllo congiunto

- Contratti di servizio da società del Gruppo Estra a EDMA Reti Gas;
- Costi per servizi di distribuzione gas da EDMA Reti Gas alle società del Gruppo Estra Energie e Prometeo.

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 2019 ammontano ad euro 855 migliaia.

I **“Contratti di affitto”** disciplinano le locazioni passive delle sedi aziendali di Prato, Arezzo e Siena del gruppo ESTRA, rispettivamente dai Soci Consiag S.p.A., Coingas S.p.A. ed Intesa S.p.A.. I contratti hanno durata di tre anni, rinnovabili tacitamente per ulteriori 3, a partire dal 01 gennaio 2019. I corrispettivi complessivi riconosciuti ai soci per l'esercizio 2019 ammontano ad euro 2.135 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 e i Soci Consiag S.p.A. e Coingas S.p.A. aventi le seguenti caratteristiche:

- Contratto di finanziamento in essere con il Socio Consiag 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% e debito residuo al 31 dicembre 2019 pari ad Euro 8.750 migliaia;
- Contratto di finanziamento erogato dal 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% e debito residuo al 31 dicembre 2019 pari ad Euro 925 migliaia.

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.

Dirigenti con responsabilità strategica

L'ammontare complessivo dei compensi corrisposti a qualsiasi titolo e sotto qualsiasi forma nell'esercizio chiuso al 31 dicembre 2019 dal Gruppo Estra a favore dei Dirigenti Strategici è pari a Euro 764 migliaia, incluso il Direttore Generale Paolo Abati, dirigente strategico oltre che membro del Consiglio di Amministrazione.

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 2019 e 2018.

Beneficiari	Esercizio chiuso al 31 dicembre 2019			Esercizio chiuso al 31 dicembre 2018		
	Presso la capogruppo	Presso le altre società del gruppo	Totale	Presso la capogruppo	Presso le altre società del gruppo	Totale
Amministratori	341	311	652	363	315	678
Collegio Sindacale	131	304	435	178	319	497
Società di revisione	114	229	343	113	224	337

Di seguito è riportato il prospetto dei corrispettivi di competenza dell'esercizio 2019 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 2019 (Euro migliaia)
Revisione legale dei conti	Revisore della capogruppo	Società capogruppo	71
		Società controllate	163
Servizi di attestazione ⁽¹⁾	Revisore della capogruppo	Società capogruppo	43
		Società controllate	23

(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 ed alla revisione limitata della Dichiarazione non Finanziaria resa alla Capogruppo.

17. Fatti di rilievo avvenuti dopo la chiusura dell'esercizio

Si segnalano i seguenti fatti di rilievo avvenuti successivamente alla chiusura dell'esercizio:

Accordo di investimento per l'acquisizione di Bisenzio Ambiente S.r.l.

Ad inizio aprile 2020, Estra S.p.A., Consiag S.p.A. (socio al 45% di Estra S.p.A.) e Cipeco S.r.l. hanno sottoscritto accordi di investimento finalizzati a procedere ad operazioni societarie volte alla progressiva acquisizione da parte di Estra S.p.A. di un partecipazione di controllo fino all'85% nel capitale sociale di Bisenzio Ambiente S.r.l., attualmente interamente posseduta da Cipeco S.r.l..

La società Bisenzio Ambiente S.r.l. ha per oggetto in particolare la gestione di impianti di stoccaggio e trattamento chimico, fisico e biologico di rifiuti speciali pericolosi e non pericolosi liquidi e titolare, a seguito di conferimento effettuato da Cipeco S.r.l. di una Autorizzazione Integrata Ambientale (A.I.A.) e di un impianto per l'esercizio dell'attività di trattamento rifiuti speciali liquidi pericolosi e non pericolosi, in fase di avvio.

Gli accordi di investimento prevedono per il 2020 un ingresso di Estra nel capitale sociale di Bisenzio Ambiente al 5% mediante sottoscrizione di un aumento di capitale sociale deliberato dal socio Cipeco a favore di terzi di Euro 39 migliaia e contestuale erogazione di un finanziamento di Euro 461 migliaia. Estra S.p.A. è altresì tenuta al rilascio alla Regione Toscana della garanzia finanziaria dell'importo massimo di Euro 4 milioni ed in accordo con le disposizioni di cui alla DGRT n. 743 del 6 agosto 2012 e smi.

L'iniziativa rientra nella strategia del Gruppo di investire nel settore ambientale anche in ottica di diversificazione del business.

Emergenza epidemiologica da COVID-19

Alla data di predisposizione della presente relazione, un nuovo coronavirus conosciuto come Covid-19, inizialmente rilevato a Wuhan, in Cina, sta contagiando migliaia di persone in numerosi paesi del mondo e l'Italia è uno dei paesi che stanno, al momento, sperimentando un livello particolarmente elevato di diffusione.

Il Consiglio di Amministrazione di Estra ha, sin da subito, monitorato con estrema attenzione l'evolversi degli eventi al fine di ottemperare alle normative emanate circa l'attuazione delle misure di contenimento del contagio ed individuato tempestivamente le misure ritenute più appropriate a sostegno dei lavoratori, della sicurezza e dei servizi, garantendo un'informazione continuativa a tutti i dipendenti.

In particolare, attraverso un Comitato per la gestione dell'emergenza appositamente costituito, sono state subito messe in atto varie misure precauzionali atte a contenere la diffusione del nuovo coronavirus e salvaguardare la salute e sicurezza nei luoghi di lavoro. Le misure hanno riguardato, in particolare:

- La pulizia e sanificazione dei luoghi di lavoro;
- Il ridimensionamento delle compresenze sui luoghi di lavoro, soprattutto attraverso: i) l'attivazione per quanto possibile di smart working o altre forme di lavoro che non richiedano la presenza in azienda, ii) l'utilizzo di ferie arretrate non fruite, permessi contrattuali, recupero delle ore di straordinario, ecc., iii) in ogni caso, il rispetto delle distanze minime di sicurezza;
- La regolamentazione degli accessi ai luoghi di lavoro e, in particolare, la regolamentazione degli accessi del personale dipendente in azienda e nelle parti comuni per evitare gli assembramenti e il mancato rispetto

delle distanze di sicurezza e la riduzione all'indispensabile dell'accesso alle sedi aziendali da parte di consulenti, clienti o fornitori vari;

- La prevenzione e gestione di eventuali persone con sintomatologia;
- La stipula di un'assicurazione a sostegno dei lavoratori in caso di contagio da COVID-19. La polizza prevede una copertura assicurativa la cui validità si estende a tutti i dipendenti, fino al 31 dicembre 2020 compreso;
- La riduzione di ogni spostamento delle persone fisiche ai soli spostamenti per comprovate esigenze lavorative o situazioni di necessità.

Stante il loro carattere di servizio "essenziale", il Gruppo non ha registrato al momento interruzioni di attività, ma solo alcune limitazioni.

Con riferimento alle attività di business prevalenti, si evidenzia:

- per la distribuzione di gas naturale: un forte ridimensionamento/sospensione di tutte le attività procrastinabili poiché non direttamente legate alla sicurezza e alla continuità del servizio;
- per la vendita di gas naturale ed energia elettrica: i) la decisione di chiudere tutti gli uffici al pubblico offrendo canali alternativi di contatto, tramite i quali poter effettuare, a distanza, le stesse pratiche che si sarebbero svolte presso gli uffici, ii) la decisione di non applicare gli interessi di mora normalmente previsti sulle bollette scadute o in scadenza tra il 9 marzo e il 20 aprile.

Il Consiglio di Amministrazione ritiene che i risultati e la situazione finanziaria e patrimoniale del Gruppo possano essere impattati dalla situazione emergenziale principalmente per effetto di: i) una prevedibile riduzione dei consumi della clientela retail e business (a seguito della chiusura delle attività "non essenziali" disposta dalle prescrizioni ministeriali entrate in vigore il 10 marzo 2020) e ii) un possibile incremento dei crediti scaduti ed in sofferenza nei confronti della clientela domestico, retail, business e pubblica amministrazione.

Ciononostante, considerata la rapida evoluzione della situazione e del contagio e le forti incertezze relative alla durata della situazione emergenziale ed all'estensione degli effetti economico-sociali del Coronavirus Covid-19, non è al momento possibile valutare in maniera attendibile quelli che possono essere i reali impatti sulla performance e sulla situazione finanziaria e patrimoniale del Gruppo.

Prato, 6 aprile 2020

p. il Consiglio di Amministrazione
Il presidente del Consiglio di Amministrazione
Francesco Macrì



E.S.TR.A. S.p.A.

Bilancio consolidato al 31 dicembre 2019

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 dal prospetto della situazione patrimoniale-finanziaria consolidata al 31 dicembre 2019, dal prospetto consolidato di conto economico, dal prospetto consolidato delle altre componenti di conto economico complessivo, dal prospetto delle variazioni del patrimonio netto consolidato, dal rendiconto finanziario consolidato per l'esercizio chiuso a tale data e dalle note al bilancio consolidato che includono anche la sintesi dei più significativi 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 2019, 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.

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 e 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 2019, 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 informativi 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 e energia elettrica immesse nella rete di distribuzione, al netto della stima delle eventuali perdite di rete, tenuto conto dei dati resi disponibili a fine esercizio dai trasportatori, soggetti a potenziali revisioni in esercizi successivi, come previsto dalla normativa di riferimento. 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.</p> <p>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>Il paragrafo "Stime contabili significative" del bilancio consolidato al 31 dicembre 2019 riporta l'informativa sui principi di rilevazione dei ricavi per vendita di gas e energia elettrica adottati dal Gruppo.</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 e 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 informativi 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>

Operazioni di aggregazione aziendale

Nel corso dell'esercizio 2019, il Gruppo ha acquisito il 100% di Murgia Reti Gas S.r.l. a fronte di un corrispettivo di euro 42,1 milioni e il residuo 88% di Ecolat S.r.l. a fronte di un corrispettivo di euro 6,4 milioni.

Al 31 dicembre 2019 la Direzione ha completato il processo di allocazione del prezzo di acquisto della Ecolat S.r.l. rilevando attività materiali riferite a fabbricati e impianti per euro 7,6 milioni; mentre, come consentito dall'IFRS3, ha provvisoriamente allocato il prezzo di acquisto della Murgia Reti Gas S.r.l. alle attività, passività e passività potenziali, rilevando un maggior valore delle attività immateriali riferite a beni in concessione per euro 19,5 milioni.

I processi e le modalità di contabilizzazione delle operazioni di acquisizione sono basate su assunzioni a volte complesse, che per loro natura implicano il ricorso al giudizio della Direzione, con particolare riferimento all'allocazione del prezzo di acquisto al fair value delle attività acquisite e delle passività assunte, all'allineamento dei principi contabili delle società acquisite a quelli del Gruppo, nonché alla determinazione dei risultati dalla data dell'acquisizione del controllo ai fini della loro inclusione nel bilancio consolidato di Gruppo.

In considerazione della rilevanza dell'importo delle acquisizioni, del giudizio richiesto e della complessità delle assunzioni utilizzate, nell'allocazione del prezzo di acquisto al fair value delle attività acquisite e alle passività assunte, abbiamo ritenuto che tale tematica rappresenti un aspetto chiave della revisione.

Il paragrafo "Aggregazioni e cessioni aziendali, ed acquisizioni e cessioni di interessenze di minoranza - Esercizio 2019" del bilancio consolidato al 31 dicembre 2019 riporta l'informativa sulle caratteristiche delle suddette operazioni e dei relativi effetti contabili.

Le nostre procedure di revisione in risposta all'aspetto chiave hanno riguardato, fra l'altro:

- l'analisi degli accordi stipulati fra le parti al fine di comprenderne i termini e le condizioni chiave;
- l'identificazione e la verifica della stima del fair value delle attività acquisite e passività assunte alla data dell'acquisizione;
- l'analisi delle relazioni degli esperti della Direzione che hanno assistito il Gruppo nella determinazione dei fair value, nonché la valutazione della loro competenza, capacità e obiettività;
- l'analisi delle previsioni economico finanziarie delle entità acquisite, nonché la verifica della ragionevolezza delle assunzioni valutative utilizzate, quali i tassi di crescita di lungo periodo e i tassi di attualizzazione, avvalendoci, anche, dell'ausilio di nostri esperti in tecniche di valutazione;
- la verifica della correttezza metodologica e aritmetica del processo di allocazione;
- la verifica del trattamento contabile adottato nel bilancio consolidato di E.S.TR.A. S.p.A..

Infine, abbiamo esaminato l'informativa fornita nelle note illustrative del bilancio.

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 relative misure di salvaguardia.

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.T.R.A. S.p.A. sono responsabili per la predisposizione della relazione sulla gestione e della specifica sezione sul governo societario di cui al comma 2, lettera b) dell'art. 123-bis del D. Lgs. 24 febbraio 1998 n. 58 del Gruppo E.S.T.R.A. al 31 dicembre 2019, 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 e gli assetti proprietari di cui al comma 2, lettera b) dell'art. 123-bis, comma 4, del D. Lgs. 24 febbraio 1998, n. 58, con il bilancio consolidato del Gruppo E.S.T.R.A. al 31 dicembre 2019 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.T.R.A. al 31 dicembre 2019 e sono redatte in conformità alle norme di legge.

Con riferimento alla dichiarazione di cui all'art. 14, c. 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.

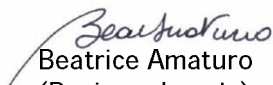
Dichiarazione ai sensi dell'art. 4 del Regolamento Consob di attuazione del D. Lgs. 30 dicembre 2016, n. 254

Gli amministratori della E.S.T.R.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 di carattere non finanziario relativa all'esercizio chiuso al 31 dicembre 2019.

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, 29 aprile 2020

EY S.p.A.



Beatrice Amaturio
(Revisore Legale)