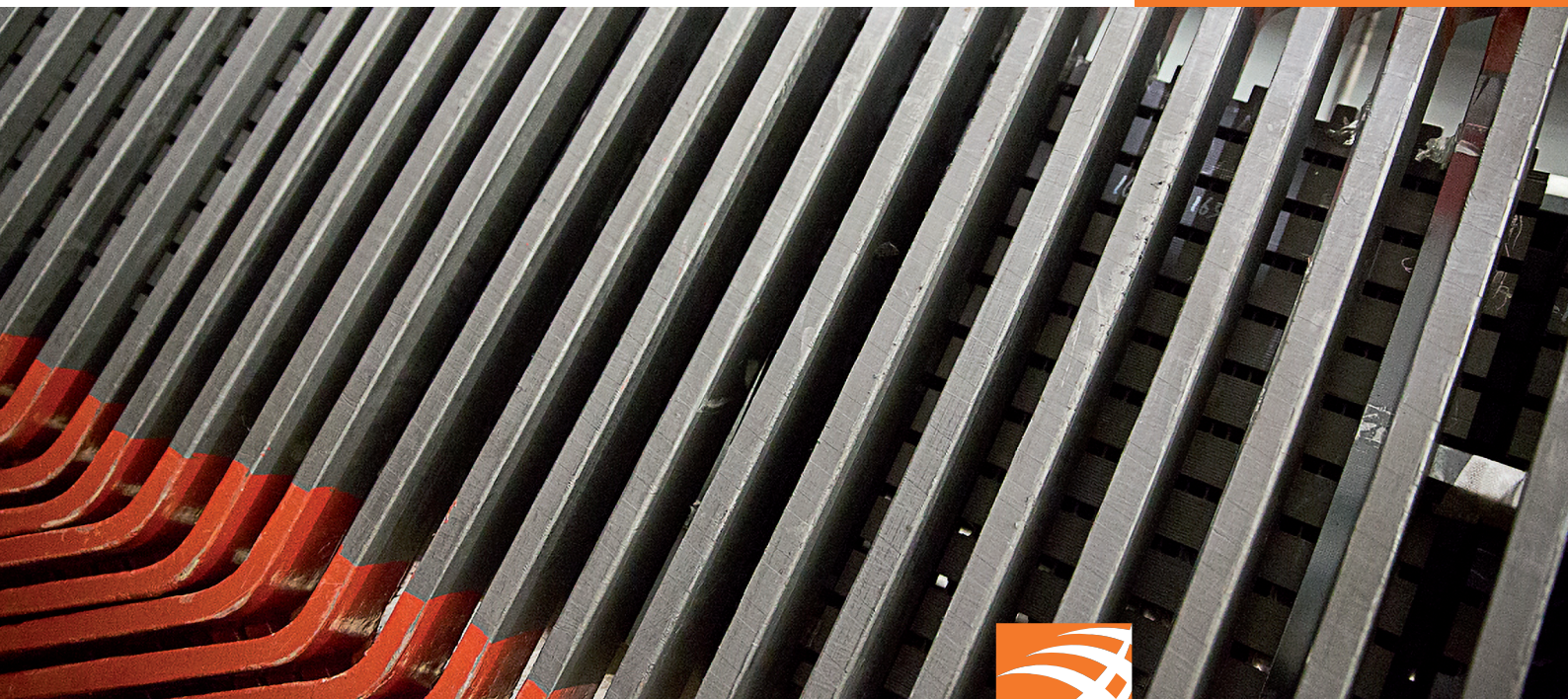


Bilancio di esercizio

al 31 dicembre 2018



CVATrADING



Compagnia Valdostana delle Acque Trading S.r.l. a s.u.

siglabile

"C.V.A. Trading S.r.l. a s.u."

Bilancio d'esercizio al 31 dicembre 2018

Dati Anagrafici	CHATILLON
Sede in	01032450072
Codice Fiscale	62517
Numero Rea	01032450072
P.I.	3.000.000,00 i.v.
Capitale Sociale Euro	SOCIETA' A RESPONSABILITA' LIMITATA
Forma Giuridica	CON UNICO SOCIO
Settore di attività prevalente (ATECO)	351400
Società in liquidazione	no
Società con Socio Unico	si
Società sottoposta ad altrui attività di direzione e coordinamento	si
Denominazione della società o ente che esercita l'attività di direzione e coordinamento	C.V.A. S.p.A. a s.u.
Appartenenza a un gruppo	sì
Denominazione della società capogruppo	C.V.A. S.p.A. a s.u.
Paese della capogruppo	Italia

Sito web: www.cvatrading.it



SOMMARIO

ORGANI SOCIALI	1
CONSIGLIO DI AMMINISTRAZIONE	1
COLLEGIO SINDACALE	1
SOCIETÀ DI REVISIONE	1
RELAZIONE SULLA GESTIONE	2
LETTERA AL SOCIO UNICO	2
COMMENTO AI RISULTATI DELL'ESERCIZIO	6
ANDAMENTO ECONOMICO	6
STRUTTURA PATRIMONIALE	8
GESTIONE DEGLI APPROVVIGIONAMENTI	8
QUADRO GENERALE DI RIFERIMENTO	9
EVOLUZIONE DEL QUADRO NORMATIVO	11
NORMATIVA EUROPEA E DECRETI NAZIONALI	11
PACCHETTO CLIMA ENERGIA	11
RIFORMA ETS	12
DECRETO SOSTEGNO FONTI RINNOVABILI ("DECRETO FER 1")	13
MERCATO ELETTRICO	13
CONFIGURAZIONE ZONALE	14
APERTURA DEL MERCATO DEI SERVIZI DI DISPACCIAMENTO	14
MERCATO DELLA CAPACITÀ	15
MARKET COUPLING	16
RETE	17
CODICE DI RETE	18
EMERGENZA E RIPRISTINO	18
REGOLAZIONE DI FREQUENZA	18
BILANCIAMENTO	19
VENDITA AL DETTAGLIO	19
SERVIZIO DI MAGGIOR TUTELA	19
ONERI GENERALI DI SISTEMA	20
PRESCRIZIONE	20
CONCILIAZIONE	21
TARIFFE	21
PRELIEVI FRAUDOLENTI	24
PERSONALE E FORMAZIONE	25
ORGANIGRAMMA	26
PIANO ASSUNZIONI	27
RELAZIONI INDUSTRIALI	27



RICERCA E SVILUPPO	28
DESCRIZIONE DEI PRINCIPALI RISCHI E INCERTEZZE EX ARTICOLO 2428 DEL CODICE CIVILE	28
RISCHI CONNESSI ALL'ATTIVITÀ COMMERCIALE ED ALLA CONCORRENZIALITÀ DEL MERCATO.....	28
RISCHI DI MERCATO SUI PREZZI DELLE <i>COMMODITIES</i>	28
RISCHI CONNESSI AL REGIME NORMATIVO DELL'ENERGIA ELETTRICA	29
RISCHI FISCALI.....	30
RISCHI CONNESSI ALLA POLITICA AMBIENTALE	33
RISCHIO DI LIQUIDITÀ.....	33
RISCHIO DI CREDITO	34
TRATTAMENTO DELLE INFORMAZIONI RISERVATE.....	34
<i>CORPORATE GOVERNANCE</i>	35
MODELLO ORGANIZZATIVO E GESTIONALE.....	35
CODICE ETICO E DI COMPORTAMENTO	36
NORMATIVA IN MATERIA DI AMMINISTRAZIONE TRASPARENTE.....	36
ATTIVITÀ DI DIREZIONE E COORDINAMENTO E RAPPORTI CON PARTI CORRELATE.....	37
QUOTE PROPRIE	39
FATTI DI RILIEVO AVVENUTI DOPO LA CHIUSURA DELL'ESERCIZIO.....	39
PREVEDIBILE EVOLUZIONE DELLA GESTIONE	39
ELENCO DELLE SEDI SECONDARIE.....	40
BILANCIO AL 31/12/2018.....	41
CONTO ECONOMICO	41
PROSPETTO DELLE ALTRE COMPONENTI DEL CONTO ECONOMICO COMPLESSIVO	42
SITUAZIONE PATRIMONIALE E FINANZIARIA: ATTIVO.....	43
SITUAZIONE PATRIMONIALE E FINANZIARIA: PASSIVO	43
PROSPETTO DELLE VARIAZIONI DEL PATRIMONIO NETTO.....	44
RENDICONTO FINANZIARIO	45
NOTE ILLUSTRATIVE AL BILANCIO	46
INFORMAZIONI SOCIETARIE	46
FORMA E CONTENUTO DEL BILANCIO.....	46
SINTESI DEI PRINCIPALI PRINCIPI CONTABILI.....	48
ATTIVITÀ MATERIALI	48
ATTIVITÀ IMMATERIALI	48
PERDITA DI VALORE DI ATTIVITÀ NON FINANZIARIE	49
PARTECIPAZIONI	50
STRUMENTI FINANZIARI DERIVATI E <i>HEDGE ACCOUNTING</i>	50
COMPENSAZIONE DI ATTIVITÀ E PASSIVITÀ.....	53
DISPONIBILITÀ LIQUIDE E MEZZI EQUIVALENTI.....	53
CREDITI E DEBITI COMMERCIALI.....	54



BENEFICI AI DIPENDENTI	54
FONDI RISCHI ED ONERI.....	55
RICAVI	56
ALTRI PROVENTI.....	56
COSTI.....	56
PROVENTI ED ONERI FINANZIARI	57
IMPOSTE SUL REDDITO.....	57
CRITERI DI CONVERSIONE DELLE POSTE IN VALUTA ESTERA	58
USO DI STIME.....	58
<i>IMPAIRMENT TEST</i>	58
AMMORTAMENTI	59
VALUTAZIONE DEGLI STRUMENTI FINANZIARI DERIVATI.....	59
RILEVAZIONE DEI RICAVI.....	60
FONDO RISCHI SU CREDITI.....	60
BENEFICI AI DIPENDENTI	60
FONDI RISCHI E ONERI	61
VALORE RECUPERABILE DELLE IMPOSTE DIFFERITE ATTIVE	61
PRINCIPI CONTABILI DI RECENTE EMANAZIONE	63
PRINCIPI CONTABILI, EMENDAMENTI ED INTERPRETAZIONI OMOLOGATI APPLICATI DAL 01 GENNAIO 2018	63
PRINCIPI EMANATI MA NON ANCORA IN VIGORE.....	67
INFORMAZIONI SULLA SITUAZIONE ECONOMICA, PATRIMONIALE E FINANZIARIA	73
1. RICAVI DELLE PRESTAZIONI.....	73
2. ALTRI RICAVI E PROVENTI	74
3. COSTI PER MATERIE PRIME E SERVIZI.....	75
4. COSTI DEL PERSONALE.....	78
5. ALTRI COSTI OPERATIVI	79
6. AMMORTAMENTI	79
7. ACCANTONAMENTI E SVALUTAZIONI.....	79
8. PROVENTI/(ONERI) FINANZIARI.....	80
9. IMPOSTE SUL REDDITO	80
10. ATTIVITÀ MATERIALI.....	81
11. ATTIVITÀ IMMATERIALI	82
12. PARTECIPAZIONI	83
13. ATTIVITÀ PER IMPOSTE ANTICIPATE E PASSIVITÀ PER IMPOSTE DIFFERITE	83
14. ALTRE ATTIVITÀ NON CORRENTI	84
15. RIMANENZE	84
16. CREDITI COMMERCIALI.....	85
17. CREDITI PER IMPOSTE SUL REDDITO	86
18. ALTRI CREDITI TRIBUTARI	87

19. DERIVATI	88
20. ALTRE ATTIVITÀ FINANZIARIE CORRENTI.....	93
21. ALTRE ATTIVITÀ CORRENTI	94
22. DISPONIBILITÀ LIQUIDE E MEZZI EQUIVALENTI.....	94
23. PATRIMONIO NETTO	95
24. BENEFICI AI DIPENDENTI.....	97
25. FONDI PER RISCHI ED ONERI.....	98
26. DEBITI COMMERCIALI	100
27. DEBITI PER IMPOSTE SUL REDDITO	101
28. ALTRI DEBITI TRIBUTARI.....	101
29. ALTRE PASSIVITÀ CORRENTI	101
ALTRE INFORMAZIONI	103
NOME E SEDE LEGALE DELL'IMPRESA CHE REDIGE IL BILANCIO CONSOLIDATO	103
ATTIVITÀ DI DIREZIONE E COORDINAMENTO	103
PARTI CORRELATE.....	105
COMPENSI AGLI ORGANI SOCIALI.....	106
COMPENSI ALLA SOCIETÀ DI REVISIONE	106
GARANZIE, IMPEGNI E PASSIVITÀ POTENZIALI.....	106
FATTI DI RILIEVO AVVENUTI DOPO LA CHIUSURA DELL'ESERCIZIO.....	107
INFORMAZIONI EX ART. 1 COMMA 125, DELLA LEGGE 4 AGOSTO 2017 N. 124.....	107
PROPOSTA DI DESTINAZIONE DELL'UTILE DELL'ESERCIZIO	108
RELAZIONE DEL COLLEGIO SINDACALE.....	109
RELAZIONE DELLA SOCIETÀ DI REVISIONE.....	114



ORGANI SOCIALI

CONSIGLIO DI AMMINISTRAZIONE

DE GIROLAMO	Enrico	Presidente del Consiglio di Amministrazione
BIAGINI	Angelo	Consigliere
NORO	Sara	Consigliere

COLLEGIO SINDACALE

DONDEYNAZ	Henri	Presidente del Collegio Sindacale
BAGNA	Walter	Sindaco effettivo
GAILLARD	Ivana	Sindaco effettivo

SOCIETÀ DI REVISIONE

EY S.p.A.

RELAZIONE SULLA GESTIONE

LETTERA AL SOCIO UNICO

Gentile socio,

la Vostra società, costituita il 20 novembre del 2001, opera da oltre 15 anni in Italia nel mercato dell'energia elettrica. Più precisamente C.V.A. Trading S.r.l. a s.u. opera nel settore della vendita e della fornitura di energia elettrica a clienti finali (prevalentemente verso clientela istituzionale ed industriale e, accessoriamente, verso clientela residenziale – Mercato Libero e Mercato della Maggior Tutela) e, al fine del bilanciamento dell'approvvigionamento e della vendita, in un'ottica di ottimizzazione dei profitti, svolge attività di *Energy Management*, con l'obiettivo di ridurre la propria esposizione alle fluttuazioni del prezzo di vendita dell'energia, con operazioni di compravendita di energia elettrica e stipula di derivati finanziari di copertura correlati all'andamento dei mercati elettrici previa sottoscrizione di specifici accordi (es.: ISDA, EFET).

Nel corso del 2108 si è assistito ad un rallentamento dell'economia italiana. soprattutto nella seconda parte dell'anno, e ad un indebolimento sia delle esportazioni sia della produzione industriale. Il risultato è stato un ritmo di crescita inferiore rispetto ai principali partner europei.

Dopo le elezioni nazionali si è aperta una fase di incertezza istituzionale, protrattasi anche dopo la formazione del governo, a seguito di orientamenti di politica economica che hanno destato preoccupazione sui mercati finanziari e che hanno generato tensioni tra le istituzioni europee ed il governo italiano in merito alla loro compatibilità con i criteri di convergenza economico-finanziari comunitari. Tali elementi hanno comportato un temporaneo deterioramento della fiducia degli investitori, un aumento dello spread dei titoli di debito pubblico rispetto a quelli tedeschi ed un'attenzione particolare sui parametri di finanza pubblica. La dinamica della spesa per consumi privati è risultata in lieve calo così come in molti altri Paesi dell'Unione Europea, mentre il ciclo di investimenti ha subito una diminuzione dovuta anche alla contrazione della spesa delle imprese in beni strumentali.

Per quanto riguarda il mercato dell'energia elettrica in cui opera la Vostra società, sempre con riferimento al 2018, occorre rilevare che il mercato a pronti dell'energia ha espresso come Prezzo Unico Nazionale (PUN TWA - Prezzo Unico Nazionale Time Weighted Average) un valore pari a 61,31 Euro per MWh, in crescita di oltre il 13% dai 53,95 Euro per MWh del 2017 e del 43,3% rispetto allo stesso periodo dell'anno 2016 (42,78 Euro/MWh). Osservando l'andamento mensile del PUN, si evidenzia nel mese di gennaio 2018 un valore anomalo rispetto ai mesi precedenti e successivi per effetto principalmente delle temperature anomale in rialzo e della situazione climatica caratterizzata da abbondanti precipitazioni. Tali condizioni, presenti anche in Francia ed in Svizzera, per effetto del *Market Coupling*, hanno condizionato significativamente il risultato. Dal punto di vista fisico si è assistito nel 2018 ad una maggiore importazione e ad una minore esportazione di energia elettrica con l'estero, rispetto all'anno 2017 con preponderanza della prima in termini assoluti. Complessivamente dall'estero sono stati importati circa 43,9 TWh nel 2018 contro i 37,7 TWh dell'anno precedente.



Inoltre, sempre nel 2018, è stata registrata una forte volatilità del prezzo delle Garanzie di Origine (di seguito, per brevità, anche "GO"), titoli, aventi vita autonoma rispetto all'energia e oggetto di separata negoziazione nel mercato elettrico, atti a comprovare la natura "rinnovabile" dell'energia somministrata. Il prezzo delle GO, il cui valore unitario equivale ad 1 MWh, è passato dagli iniziali 0,2/0,3 €/GO (prezzo di negoziazione nel 2017) a circa 0,4 €/GO a inizio gennaio 2018, sino a circa 2,0 €/GO ad inizio settembre 2018 per poi ritornare a circa 1,2 €/GO a fine dicembre 2018. Dal punto di vista dei consumi di energia, occorre rilevare come la variazione nazionale complessiva della richiesta di elettrica in leggera ripresa dello 0,4% rispetto al 2017, ha fatto registrare una domanda paragonabile al 2003, ben quindici anni prima. In termini di volumi di energia ciò ha significato circa +1,4 TWh sul 2017, con una domanda nazionale 2018 attestata a 321,9 TWh (320,4 nel 2017). La domanda è stata soddisfatta prevalentemente dalla generazione termoelettrica per 185,0 TWh (benché in contrazione del 7,6%) e dal forte incremento della produzione idroelettrica (+31,2% a 49,3 TWh) in conseguenza della favorevole disponibilità di acqua del periodo. Si registra invece una leggera contrazione nel *trend* delle altre fonti rinnovabili (-3,1% a 45,9 TWh) ampiamente compensato dal contributo delle importazioni nette (+16,3% a 43,9 TWh).

In questo scenario economico si è andato ad inserire, con specifico riferimento al settore della vendita e della somministrazione di energia elettrica a clienti finali, un processo di razionalizzazione e concentrazione degli operatori che ha visto l'uscita dal mercato di aziende come GALA ed EVIVA (in precedenza erano usciti dal mercato META e INNOWATIO) e l'avvio di gare per la cessione di pacchetti di clientela (ENERGAN, ASCOPIAVE, ecc.).

Le fluttuazioni significative registrate del prezzo dell'energia elettrica, il processo di razionalizzazione e concentrazione degli operatori del mercato, la possibilità che la società venisse inserita nel piano di razionalizzazione delle partecipazioni indirettamente detenute dalla Regione Valle d'Aosta ai sensi del D. Lgs. 175/2016, hanno indotto il socio C.V.A. S.p.A.

a s.u. a richiedere al Vostro Consiglio di Amministrazione (che a decorrere dal mese di giugno 2018 è stato oggetto di revisione nella sua composizione) di *"... compiere tutto quanto necessario ad analizzare le proprie aree di attività onde evidenziarne il valore societario e massimizzarne i profili nell'ottica del mantenimento, da parte di C.V.A., della relativa partecipazione o della sua possibile futura alienazione"*.

Le attività di analisi, condotte con riferimento alle singole linee di *business* di C.V.A. Trading S.r.l. a s.u. (Vendita e *Energy Management*), hanno permesso di evidenziare come le attività di vendita della Vostra società (per il 92% circa legate al segmento B2B con clienti aventi sede legale al di fuori del territorio della Valle d'Aosta) siano state storicamente mirate a favorire la vendita di grandi volumi di energia più che a realizzare margini di redditività. Tale ridotta redditività è stata costantemente mitigata dai ricavi rivenienti dalle politiche di *Energy Management* e dai bassi costi di approvvigionamento dell'energia elettrica. Si è constatato, inoltre, come i contratti di somministrazione stipulati prevedevano, di regola, che il corrispettivo unitario concordato con il cliente comprendesse anche il corrispettivo della cessione delle relative Garanzie di Origine.

Sulla base delle conclusioni delle suddette analisi, il Vostro Consiglio di Amministrazione ha ritenuto opportuno ridefinire immediatamente la strategia commerciale della Vostra società, con interventi mirati ad un recupero di marginalità secondo le seguenti direttrici:

- cercare di contenere l'onere derivante dalla cessione gratuita delle GO ai clienti;
- rinegoziare, laddove possibile, i contratti di somministrazione con i clienti per riportarli ad una marginalità accettabile.

Tali analisi sono state effettuate sui contratti di somministrazione con i clienti in essere ed a valere negli anni 2018, 2019 (gli ordini già contrattualizzati ammontavano a circa 3,7 TWh), 2020 (gli ordini già contrattualizzati ammontavano a circa 1,5 TWh) e 2021 (gli ordini già contrattualizzati ammontavano a circa 0,2 TWh). Inoltre, per quanto riguarda potenziali nuovi contratti di somministrazione, eventualmente anche verso clienti storici, si è ritenuto opportuno dare indirizzo di ricercare marginalità più elevate anche a scapito della riduzione dei volumi somministrati.

A differenza di quanto indicato nella Lettera al socio unico che accompagnava il bilancio 2017, Vi segnaliamo che il piano strategico che si intende mettere in atto, a fronte di un modello di *business* sviluppato dalla Vostra società e caratterizzato per sua natura da una bassa marginalità (l'incidenza dell'EBITDA sul valore dei Ricavi), intende agire su una diversa stratificazione della tipologia di clienti, maggiormente spostata sul mercato *retail* e su clienti *business* di media-piccola taglia.

Tale strategia è finalizzata al miglioramento della marginalità, la quale può essere ottenuta, oltre che attraverso la diversa tipologia di clientela, anche, eventualmente, rivalutando il rapporto commerciale con la clientela storica.

Con riferimento al contenzioso fiscale in essere si segnala che:

- riguardo al contenzioso in corso con gli Uffici delle Dogane (che, come noto, riguarda gli uffici di tutta Italia ed ha per oggetto il recupero delle accise da questi effettuato per effetto del diniego dell'agevolazione per l'energia autoprodotta dalle



incorporate Idroenergia S.c.r.l. e Idroelettrica S.c.r.l.) non si segnalano evoluzioni significative. La Vostra società continua a coltivare il contenzioso in tutte le sedi opportune. Si segnala che, al termine del 2018, le risultanze delle sentenze delle Commissioni Tributarie di merito, sia di primo, sia di secondo grado, evidenziano orientamenti divergenti tra loro seppure mostrando una sostanziale tendenza nell'esprimersi in modo avverso dato l'andamento negativo delle sentenze emesse sia in CTP che in CTR. In particolare, al 31 dicembre 2018, in termini numerici, le sentenze delle Commissioni Tributarie Provinciali favorevoli alla società sono 57 (importo complessivo contenzioso Euro 27.331.335,56), mentre sono 52 quelle che hanno riconosciuto le ragioni degli Uffici dell'Agenzia delle Dogane (importo complessivo contenzioso Euro 22.788.239,34), e le sentenze delle Commissioni Tributarie Regionali favorevoli alla società sono 15 (importo complessivo contenzioso Euro 8.081.600,97), mentre sono 42 quelle che hanno riconosciuto le ragioni degli Uffici dell'Agenzia delle Dogane (importo complessivo contenzioso Euro 28.314.940,16). Si evidenzia che sono 5 le sentenze di primo grado il cui esito risulta influente ai fini del contenzioso; in questi casi, infatti, le CT interessate non si sono espresse nel merito in relazione alle ragioni esposte dalla società nei ricorsi depositati (importo complessivo di Euro 1.323.925,51);

- riguardo al contenzioso in corso con l'Agenzia delle Entrate di Aosta, che come noto riguarda n. 5 avvisi di accertamento, notificati tra il mese di dicembre 2014 ed il mese di aprile 2015 ed inerenti, secondo la tesi sostenuta dall'Agenzia delle Entrate, l'evasione di IVA determinata sull'ammontare imponibile costituito dalla accisa non applicata sulle somministrazioni ai soci delle due consortili si segnala che la Commissione Tributaria Provinciale di Aosta, con la sentenza n. 13/2016, si è espressa favorevolmente alla società e che la Commissione Tributaria Regionale della Valle d'Aosta, con sentenza n. 22/1/2017 del 15 settembre 2017, depositata il 23 ottobre 2017, ha accolto integralmente, nel merito, l'appello dell'Agenzia delle Dogane circa l'esigibilità dell'accisa e solo in parte l'appello proposto dall'Agenzia delle Entrate, per effetto dell'esclusione delle sanzioni amministrative e degli interessi moratori e dell'accoglimento della domanda svolta in via subordinata nell'appello incidentale della società in punto di riduzione della pretesa IVA.

Con riferimento ai citati contenziosi il Vostro Consiglio di Amministrazione ritiene opportuno dare continuità alle azioni di gestione del contenzioso così come fino ad ora intraprese.

COMMENTO AI RISULTATI DELL'ESERCIZIO

Si riepilogano, qui di seguito, i principali dati economici del bilancio della Vostra società per gli esercizi 2018 e 2017

	2018 (Valori in k€)	2017 (Valori in k€)	Delta 2018 vs 2017 k€	Delta 2018 vs 2017 %
TOTALE RICAVI	770.202,0	767.495,5	2.706,5	0,35%
TOTALE COSTI OPERATIVI	768.436,7	764.049,5	4.387,2	0,57%
MARGINE OPERATIVO LORDO	1.765,3	3.446,0	- 1.680,7	-48,77%
AMMORTAMENTI ACCANTONAMENTI E SVALUTAZIONI	391,3	10.973,0	- 10.581,7	-96,43%
MARGINE OPERATIVO NETTO	1.374,0	- 7.527,0	8.901,0	-118,25%
UTILE LORDO	1.324,7	- 8.328,2	9.652,9	-115,91%
UTILE / PERDITA DI ESERCIZIO	806,8	- 9.854,7	10.661,5	-108,19%

Nel 2018 la Vostra società ha continuato a svolgere la sua attività nei due segmenti tradizionali:

- fornitura di energia elettrica a clienti finali: l'attività, focalizzata sul segmento del Mercato Libero nazionale e del Mercato della Maggior Tutela (quest'ultimo limitato al territorio della Regione Autonoma Valle d'Aosta), ha permesso di somministrare, nel 2018, 4.966,0 GWh (+8,3% rispetto al 2017) di cui 85,6 GWh somministrati a clienti del Mercato della Maggior Tutela e 4.880,4 GWh a clienti del Mercato Libero. Nel 2017 erano stati somministrati 4.587 GWh di cui 113 GWh a clienti del Mercato della Maggior Tutela e 4.474 GWh a clienti del Mercato Libero;
- *Energy Management*: nel 2018 la politica di *Energy Management* della Vostra società, volta a limitare l'esposizione alla volatilità del prezzo dell'energia, è stata indirizzata, in analogia a quanto effettuato negli anni precedenti, con l'obiettivo di sintonizzare le strutture di prezzo in acquisto ed in vendita dell'energia, ove possibile, e siglando contratti di approvvigionamento strutturati in modo tale da ridurre l'esposizione al rischio di volatilità dei prezzi di borsa e massimizzare il risultato economico conseguibile all'interno del profilo di rischio definito. Per il solo Mercato Libero complessivamente nel 2018 sono stati approvvigionati 5.466 GWh contro i 5.030 GWh del 2017.

ANDAMENTO ECONOMICO

I risultati dell'esercizio 2018 evidenziano un utile di 806,8 migliaia di Euro (il 2017 chiudeva con una perdita di 9.584,7 migliaia di Euro) dopo aver rilevato un margine operativo lordo di 1.765,3 migliaia di Euro in flessione del 48,8% rispetto ai 3.446,0 migliaia di Euro del 2017 e dopo proventi finanziari per 49,3 migliaia di Euro (contro oneri finanziari per 801,2 migliaia di Euro nel 2017). Le imposte a carico dell'esercizio, per effetto del minor reddito imponibile risultano essere pari a 517,9 migliaia di Euro in riduzione di oltre 1 milione di Euro rispetto ai 1.526,4 migliaia di Euro del 2017. Gli ammortamenti, accantonamenti e svalutazioni ammontano invece a 391,3 migliaia di Euro (la variazione rispetto ai 10.973 migliaia di Euro rilevati nel 2017 è principalmente conseguente agli accantonamenti, effettuati nel passato esercizio, per adeguamento del fondo rischi per 9.770 migliaia di Euro con riferimento al contenzioso IVA in essere con l'Agenzia delle Entrate di Aosta e per 444 migliaia di Euro per



adeguare il fondo rischi al valore dei rischi per contenziosi con l'Agenzia delle Dogane).

I risultati economici dell'esercizio 2018 evidenziano una sostanziale stabilità dei ricavi delle vendite e delle prestazioni (+0,3%) attestatisi a 768.196 migliaia di Euro rispetto ai 765.813 migliaia di Euro del 2017. Tale andamento è conseguente all'effetto contrapposto relativo, da un lato, all'incremento dei volumi di energia somministrata ai clienti e, dall'altro, dei minori ricavi per il maggior utilizzo di strumenti finanziari derivati di copertura sul rischio prezzo dell'energia.

I costi operativi restano anch'essi sostanzialmente invariati nel 2018 (+0,57%) passando da 764.049,5 migliaia di euro del 2017 a 768.436,7 migliaia di Euro del 2018.

Al 31 dicembre 2018 il costo del lavoro, riferito ad un organico medio di 58 persone, ammonta a 3.956 migliaia di Euro (3.654 migliaia di Euro al 31 dicembre 2017 a fronte di un organico medio di 58 persone). Il costo, rapportato alle n. 90.817,48 ore complessivamente lavorate (88.985,96 ore lavorate nel 2017) determina un costo medio orario di 43,60 €/ora in incremento del 6,2% rispetto al costo medio orario di 41,06 €/ora determinato per il 2017.

I Costi operativi risentono, tra l'altro, del maggior costo per 4.160,2 migliaia di Euro, conseguente all'approvvigionamento delle Garanzie di Origine necessarie per certificare la natura rinnovabile dell'energia somministrata ai clienti (titoli che nel 2018 hanno subito una forte volatilità nel prezzo di acquisto).

Il margine operativo lordo di 1.765 migliaia di Euro (3.446 migliaia di Euro al termine del passato esercizio) è stato assorbito da costi per ammortamenti e svalutazioni per 391,3 migliaia di Euro (nel 2017 ammontavano a 10.973 migliaia di Euro, che Vi ricordiamo si riferivano per 9.770 migliaia di Euro alla copertura del rischio correlato al contenzioso fiscale in essere e per 1.064 migliaia di Euro riferito agli interessi passivi correlati al rischio di soccombenza nel contenzioso avente per oggetto l'IVA sulle accise) e, dopo aver beneficiato del saldo positivo di oneri e proventi finanziari per 49,3 migliaia di Euro (oneri per 801 migliaia di Euro nel 2017), ha evidenziato un utile ante imposte di 1.325 migliaia di Euro (- 8.328 migliaia di Euro nel 2017).

La gestione finanziaria, che ha originato il sopracitato saldo positivo di 49,3 migliaia di Euro, ha risentito della dinamica dei tassi, che ha compreso, per tutto il 2018, il tasso di riferimento Euribor a tre mesi su valori negativi, con un tasso medio 2018 dello - 0,3212% contro lo - 0,329% circa del 2017. La Vostra società si è avvalsa dei contratti di tesoreria centralizzata e di conto corrente di corrispondenza sottoscritti con la controllante, che hanno permesso di avere accesso a risorse finanziarie per scoperto di conto corrente e/o a depositare le risorse finanziarie disponibili a tassi di mercato competitivi, per la gestione quotidiana della propria posizione finanziaria.

Infine il risultato netto, pari ad un utile di 806,8 migliaia di Euro, assorbe oneri fiscali per 517,9 migliaia di Euro. Per un commento più esaustivo in merito alla posizione fiscale della società ed ai relativi impatti nel conto economico dell'esercizio si rinvia alla nota integrativa.

STRUTTURA PATRIMONIALE

La struttura patrimoniale che si evince dall'analisi del bilancio 2018, in linea con gli anni precedenti, è fortemente caratterizzata dalle impostazioni di gestione industriale date alla società e permeanti sul massimo sfruttamento delle sinergie con il Gruppo C.V.A., da cui deriva una struttura patrimoniale molto leggera, tipica di una società commerciale, caratterizzata dalla bassa intensità delle Attività non correnti (al 31 dicembre 2018 ammontavano a 3.569,8 migliaia di Euro contro le 3.003,7 migliaia di Euro al termine del 2017), riferite, tra l'altro, ad Attività per imposte anticipate per 2.478,9 migliaia di Euro e per 796,2 migliaia di Euro per crediti per depositi cauzionali effettuati per garantire l'operatività della Vostra società.

GESTIONE DEGLI APPROVVIGIONAMENTI

Nel 2018 i mercati dell'energia hanno manifestato ridotti consumi complessivi nazionali paragonabili all'anno 2003 – quindici anni fa - ma in leggera ripresa rispetto all'anno precedente (circa + 0,4%) e prezzi in crescita con conseguente forte pressione sui margini. In tale contesto, la principale politica di approvvigionamenti messa in atto dalla Vostra società, consistente nello stipulare contratti di acquisto con produttori di energia, principalmente da fonte idrica, si è dimostrata di notevole importanza per le attività di *Energy Management* (dispacciamento, ottimizzazione del portafoglio di produzione e di consumo e di *trading* di energia) volte a cercare ulteriori margini di redditività. Tra questi è risultato di fondamentale importanza il contratto di acquisto dell'energia elettrica prodotta dalla controllante C.V.A. S.p.A. a s.u. tramite il suo parco impianti, formato da centrali programmabili e centrali non programmabili dal punto di vista del mercato elettrico. Il contratto, oltre a rendere disponibili 3,0 TWh di energia (le buone condizioni meteo hanno permesso di consuntivare un valore sensibilmente superiore ai 2,754 TWh previsti a *budget*), ha permesso di acquisire la possibilità di programmare la produzione degli impianti. Questo ha consentito di valorizzare l'energia acquistata in considerazione del fatto che la programmazione della produzione di una singola centrale elettrica – dotata a monte di un serbatoio o bacino - influenza in modo più o meno marcato, anche in funzione della stagione e della disponibilità idrica, la produzione della centrale e delle centrali idroelettriche poste a valle della stessa.

Nell'anno 2018, ed in continuità con gli esercizi precedenti, anche se in segnata contrazione in termini di volumi, la Vostra società ha inoltre effettuato approvvigionamenti di energia a termine con i più importanti operatori del mercato, sia italiani che esteri. La continua evoluzione del mercato elettrico italiano ha portato alla maturazione e alla fruibilità anche degli approvvigionamenti di energia elettrica tramite contratti finanziari, di cui la Vostra società si è avvalsa, operando con piena padronanza e con l'obiettivo di ottenere le migliori prestazioni economiche a parità di approvvigionamento. Nel corso dell'anno 2018 C.V.A. Trading S.r.l. a s.u. ha continuato ad operare sul principale mercato organizzato finanziario europeo *European Energy Exchange* (EEX) con una crescente attività grazie alla ormai consolidata conoscenza dei meccanismi di marginazione con la controparte centrale. L'operatività nel suo complesso è riportata di seguito nella tabella di riepilogo degli approvvigionamenti.

Nel 2018 la Vostra società ha effettuato moderate azioni di approvvigionamento dall'estero. Le regole di assegnazione dei diritti di capacità di importazione delle interconnessioni, che



prevedono l'attribuzione tramite aste, introducono complessi elementi di gestione sia pratiche che amministrative. L'evoluzione dei mercati elettrici verso un'integrazione a livello europeo impone la conoscenza approfondita sia dei mercati elettrici degli stati confinanti che degli scambi internazionali. L'importazione dall'estero è stata effettuata nel 2018 sia dalla frontiera francese, ormai a gestione pressoché finanziaria con il consolidamento del *Market Coupling*, che dalla frontiera svizzera, e rappresenta il primo passo necessario per essere sempre presenti, efficaci ed efficienti anche nel mercato elettrico dei prossimi anni. In tale ottica la Vostra società è operativa con un contratto di dispacciamento "*périmètre d'équilibre*" in Francia e un contratto di dispacciamento "*groupe bilan*" in Svizzera. Nel 2018 la Vostra società ha inoltre proseguito nel consolidamento della filiera di gestione dell'energia all'ingrosso all'estero operando attivamente sull'*European Power Exchange* (EPEX Spot), il mercato Europeo Spot equivalente all'IPEX italiano, e abilitandosi all'operatività nelle sessioni infragiornaliere.

Gli approvvigionamenti totali ammontano a 5.560,2 GWh con la seguente suddivisione per tipologia di fornitura:

Energia dalla controllante	3.039,7 GWh;
Energia su Rete Nazionale	379,0 GWh;
Energia da Acquirente Unico*	94,5 GWh;
Energia Finanziaria**	1.714,7 GWh;
Energia Nazionale Rinnovabile	229,8 GWh;
Energia di Importazione	102,4 GWh.

* Equivalente in energia comprensiva di perdite per il dispacciamento

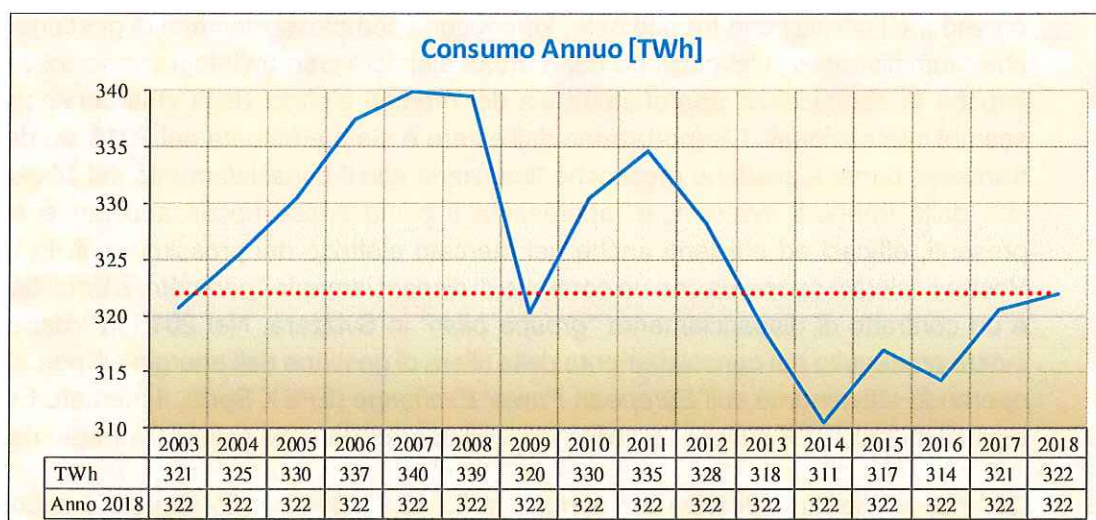
** Energia acquistata in Borsa a PUN il cui prezzo è stato precedentemente oggetto di copertura con contratto di derivato finanziario

C.V.A. Trading S.r.l. a s.u. ha inoltre operato nel corso del 2018, con particolare attenzione a tutti gli strumenti disponibili sul mercato elettrico italiano, partecipando anche alle aste CCC, sia annuali che mensili, per la copertura delle incertezze sul CCT.

L'utilizzo degli strumenti previsti dal Mercato Elettrico (MGP, MI, MSD, MB, ecc.) in continua evoluzione e maturazione verso il mercato unico europeo, ha permesso, oltre al bilanciamento fisico dei flussi di energia in immissione ed in prelievo, interessanti margini di tipo economico.

QUADRO GENERALE DI RIFERIMENTO

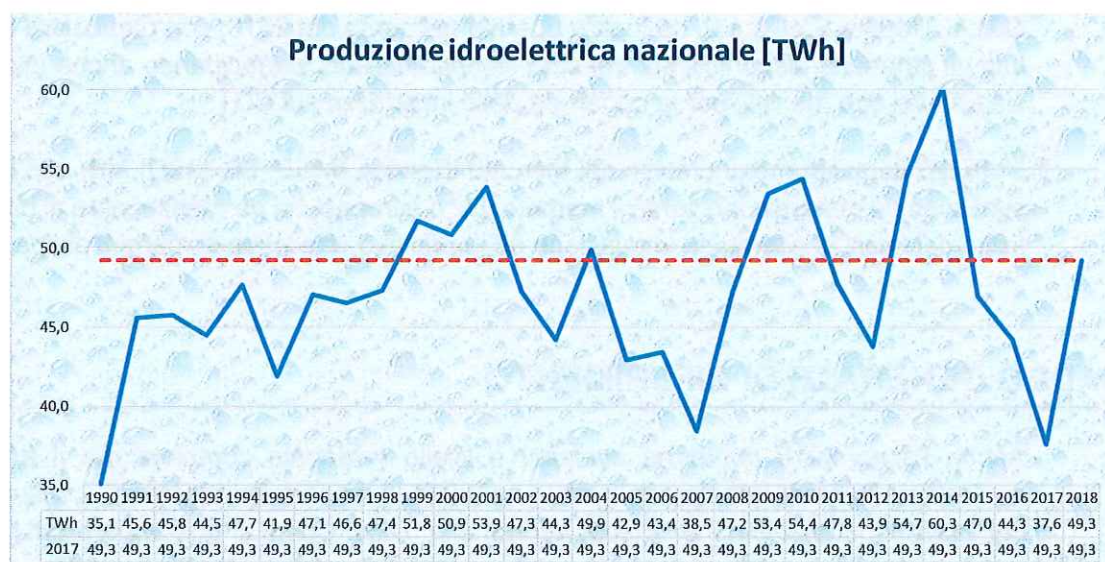
Anche l'anno 2018 conferma consumi a livello nazionale contenuti ma il trend sembra confermare la moderata ripresa iniziata nel 2014. Il leggero incremento di consumi nazionali del 2018 rispetto al 2017 si attesta attorno allo 0,4%. Come si può vedere dal grafico sotto riportato, i consumi dell'esercizio in esame si sono attestati sui livelli del 2003 – quindici anni fa.



Nel 2018, in base ai dati preliminari, la richiesta nazionale di energia elettrica si è attestata a 321,9 miliardi di kilowattora, perdite di rete comprese. Tale richiesta è stata soddisfatta per l'87,1% con la produzione nazionale destinata al consumo e per la restante parte, pari al 12,9%, dal saldo fra import ed export con l'estero.

Rispetto all'anno 2017, la produzione geotermica si è attestata appena a 5,7 TWh/annui con una riduzione del -1,9% rispetto all'esercizio precedente.

La produzione idroelettrica complessiva è invece stata favorevole raggiungendo i 49,3 TWh/annui, contro i 37,5 TWh/annui nel 2017, segnando una decisa ripresa del 31,2%. Come si può vedere nel grafico sottostante, l'anno 2018 si posiziona leggermente sopra il valor medio di produzione dei ventinove anni rappresentati, compatibile con la crescita della capacità installata a partire dall'anno 1990 che era di circa 19 GW contro gli attuali 22,5 GW.



Rimane pressoché stabile invece la produzione eolica, a 17,3 TWh/annui, mentre subisce una contrazione la produzione fotovoltaica (-4,7%) pari a 22,9 TWh/annui con un saldo di -1,13 TWh/annui sul 2017.



La produzione di energia elettrica da fonte rinnovabile in Italia nel 2018, pari a quasi 113 TWh/annui, ha raggiunto il 40% della produzione nazionale netta.

Nel 2018, la massima potenza richiesta sulla rete di trasmissione nazionale è stata pari a 57.567 MW il 01 agosto alle ore 16, in crescita del 4,7% rispetto al picco dell'anno precedente verificatosi sempre nel mese di agosto. Il massimo fabbisogno storico nazionale resta il 21 luglio 2015 con un picco pari a 59.353 megawatt.

Il 2018 è stato il quattordicesimo anno di attività della Borsa elettrica a pieno regime. Il prezzo medio di acquisto sul Mercato del Giorno Prima (il c.d. PUN) è risultato pari a 61,31 Euro/MWh, in crescita rispetto al 2017 (53,95 Euro/MWh). Il 2018 con un 72,0% di liquidità sulla Borsa elettrica non si è discostato di molto dal record storico del 2017 pari al 72,2%. Tra i mercati dell'energia elettrica europei, IPEX è certamente il più liquido. Tale caratteristica deriva in parte dalle particolari regole di gestione del mercato elettrico, mentre l'elevato valore della liquidità evidenzia un preponderante utilizzo di prodotti finanziari, ormai consolidati anche nel mercato italiano, da parte degli operatori elettrici in sostituzione ai classici approvvigionamenti fisici sui mercati OTC, necessari per un corretto bilanciamento dei portafogli.

EVOLUZIONE DEL QUADRO NORMATIVO

L'evoluzione del contesto normativo e legislativo in cui opera la Vostra società è stato caratterizzato, nel corso del 2018, da numerosi interventi da parte dell'Autorità di Regolazione per Energia Reti e Ambiente (di seguito, per brevità, "**ARERA**" o "**Autorità**"), nonché da parte del legislatore nazionale, delle istituzioni europee, del Gestore Mercati Energetici S.p.A. (di seguito, per brevità, "**GME**"), di Acquirente Unico e di Terna S.p.A. (di seguito, per brevità, "**Terna**")

Nel seguito, sono più dettagliatamente riportati gli interventi normativi che hanno interessato il settore elettrico a livello nazionale ed europeo durante l'anno 2018.

NORMATIVA EUROPEA E DECRETI NAZIONALI

Nel corso del 2018, le istituzioni e gli organismi europei hanno adottato provvedimenti chiave per stabilire le linee di sviluppo del sistema energetico europeo. Le direttive approvate dovranno poi essere recepite negli ordinamenti dei singoli Stati Membri con specifici provvedimenti da parte di questi ultimi.

L'anno si è concluso senza l'approvazione dell'atteso nuovo decreto per il sostegno allo sviluppo delle fonti rinnovabili.

PACCHETTO CLIMA ENERGIA

Il 4 dicembre 2018, la Commissione europea ha annunciato l'adozione formale da parte del Consiglio delle direttive riviste sull'Efficienza Energetica e sulle Energie Rinnovabili (REDII) e della nuova direttiva sulla *Governance* dell'Unione. Quattro degli otto atti legislativi contenuti

nel Pacchetto clima energia (*Clean Energy Package for all Europeans*) di novembre 2016 sono così stati formalmente adottati. Il nuovo *framework* regolatorio ha lo scopo di fornire maggiore certezza normativa per consentire gli investimenti necessari nel settore energetico, ai fini del raggiungimento degli obiettivi climatici. Il testo delle direttive è stato pubblicato il 21 dicembre 2018 in Gazzetta europea ed è entrando in forza il 24 dicembre 2018.

I contenuti principali della direttiva REDII riguardano:

- target al 2030 del 32% di energie rinnovabili con una clausola di revisione al rialzo nel 2023;
- miglioramento del disegno e della stabilità degli schemi di supporto per le rinnovabili;
- riduzione delle procedure amministrative;
- framework regolatorio stabile sull'autoconsumo;
- incremento di attenzione nei settori dei trasporti e del teleraffrescamento/teleriscaldamento;
- uso delle bioenergie.

Per quanto concerne l'efficienza energetica:

- nuovo target di efficienza energetica del 32,5% con clausola di revisione al rialzo nel 2023;
- estensione dell'obbligazione di risparmio energetico oltre il 2020, che attrarrà nuovi investitori e attori di mercato;
- rafforzamento delle regole sulla bollettazione e sul *metering* in particolare nelle situazioni multi abitative che incrementano la capacizzazione dei cittadini sul controllo dei loro consumi;
- richiesta di regole chiare e trasparenti da parte degli Stati Membri circa l'allocazione di costi per il riscaldamento/raffrescamento e acqua sanitaria, nelle situazioni multi abitative dotate di sistemi collettivi di servizio.

RIFORMA ETS

Nella Gazzetta Ufficiale UE del 14 marzo 2018 è stata pubblicata la Direttiva (UE) 2018/410, che modifica la Direttiva 2003/2018/CE, riformando il sistema ETS. Sono infatti apportate variazioni al fattore lineare di riduzione delle quote di emissione assegnate agli Stati, aumentandolo tuttavia del 2,2% a partire dal 2021. Sono state al momento mantenute le assegnazioni gratuite per i settori a rischio di *carbon leakage* (delocalizzazione) fino al 2030. La direttiva dovrà essere recepita dagli Stati Membri entro il 9 ottobre 2019.



DECRETO SOSTEGNO FONTI RINNOVABILI ("DECRETO FER 1")

Il nuovo decreto sul sostegno allo sviluppo delle fonti rinnovabili non è stato approvato dal legislatore italiano, ma sono proseguite le consultazioni e gli scambi su una bozza di testo che è stato trasmesso dal Ministero dello Sviluppo Economico al Ministero dell'Ambiente e della Tutela del Territorio e del Mare. A tale proposito l'ARERA ha pubblicato, con Delibera 591/2018/I/efr, il proprio parere in merito allo schema di decreto interministeriale per l'incentivazione della produzione di energia elettrica da fonti energetiche rinnovabili. In particolare, l'Autorità condivide la revisione al ribasso, rispetto al precedente decreto ministeriale, da 500 kW a 100 kW, della soglia al di sotto della quale l'energia elettrica immessa viene commercialmente ritirata dal GSE anziché rimanere nella titolarità del produttore, nonché l'estensione dell'allocation degli incentivi attraverso aste competitive, riducendo la taglia minima di ammissione da 5 MW a 1 MW, essendo tale strumento il migliore per favorire la concorrenza fornendo adeguate garanzie sugli investimenti e ridurre in tal modo i costi per i consumatori. Secondo l'ARERA, per rendere l'asta pienamente efficiente, sarebbe però necessario rimuovere il *floor price* (o almeno ridurlo ulteriormente rispetto a quanto prospettato nello schema di decreto FER) ed utilizzare come criterio di selezione la minore tariffa spettante richiesta e non la percentuale di riduzione richiesta rispetto alla tariffa base, ovvero, in alternativa, prevedere che tutte le tipologie impiantistiche partecipanti all'asta, a parità di gruppo, abbiano la stessa tariffa base. In relazione sia alle aste sia ai registri, l'Autorità propone di sostituire, tra i criteri di priorità, la data di completamento della domanda di partecipazione alla procedura con la data di ottenimento dell'autorizzazione alla realizzazione dell'impianto, elemento più idoneo a qualificare l'attività del soggetto proponente. Con riferimento ai contingentati, l'Autorità ritiene opportuno che, sia per le aste sia per i registri, essi siano differenziati per fonte ed eventualmente anche per area geografica, al fine di tenere conto delle caratteristiche della rete e del sistema elettrico. È condivisa, inoltre, l'introduzione, nel caso di *feed in premium* variabile, della previsione secondo cui, qualora il prezzo di mercato sia più alto della tariffa incentivante, il produttore debba restituire la differenza al GSE (rendendo di fatto lo strumento incentivante simile a un contratto per differenza a due vie). Rispetto al passaggio di proprietà degli impianti, l'ARERA ritiene eccessivamente penalizzante prevedere che il trasferimento a terzi di un impianto iscritto nei registri comporti la riduzione del 50% della tariffa spettante: il trasferimento a terzi non dovrebbe essere né vietato né penalizzato a parità di impianto, e coglie l'occasione per evidenziare che l'onere burocratico connesso con le procedure autorizzative rappresenta un elemento di contrasto allo sviluppo delle rinnovabili sia in termini di costi vivi che i produttori devono sostenere sia in termini di rischiosità dell'attività svolta. Ciò appare ancor più evidente nel caso dei rifacimenti o più in generale delle realizzazioni su *brown fields* dove sarebbe ancor più opportuno e giustificato, secondo l'ARERA, che il Governo prevedesse iter autorizzativi semplificati.

MERCATO ELETTRICO

Il mercato elettrico è stato oggetto di numerosi provvedimenti di riforma, soprattutto per effetto degli indirizzi ed impegni assunti a livello europeo, finalizzati all'armonizzazione dell'intero sistema elettrico in Europa, per una maggiore sicurezza ed efficienza dello stesso. Il provvedimento chiave a tal proposito è il Regolamento UE 2015/1222 - *Capacity Allocation and Congestion Management* (CACM), che oltre a stabilire orientamenti in materia di allocation della capacità e gestione della congestione, contiene anche norme di

armonizzazione de minimis, rimandando a successivi atti di regolazione la definizione di alcuni termini e condizioni o metodologie necessari per dare piena attuazione ai suoi obiettivi, che dovranno essere elaborati di concerto da tutti i gestori di rete (*Transmission system operators*, TSOs) e dagli operatori di mercato nominati (*Nominated electricity market operators*, NEMO) e approvati da tutte le Autorità di regolazione nazionale degli Stati membri attraverso propri atti deliberativi.

CONFIGURAZIONE ZONALE

Ai sensi del Regolamento CACM, con la Delibera 22/2018/R/eel, l'Autorità, prima tra le Autorità di regolazione europee, ha avviato una revisione della configurazione zonale nazionale. L'obiettivo della revisione è la promozione dell'efficienza dei mercati elettrici, evitando costi di ridispacciamento potenzialmente elevati sul Mercato dei Servizi di Dispacciamento (MSD), tramite la risoluzione delle congestioni più frequenti nel Mercato del Giorno Prima (MGP) e nel Mercato Infragiornaliero. L'aggiornamento della configurazione zonale ha previsto, dal 01 gennaio 2019, l'eliminazione dei poli di produzione limitata di Foggia, Brindisi, Priolo. Ulteriori modifiche alla configurazione zonale, proposte da Terna in sede di consultazione, sono state rinviata: lo spostamento dell'Umbria dalla Zona Centro Nord alla Zona Centro Sud e l'introduzione della zona Calabria richiederebbero, infatti, il ricalcolo dei valori storici del prelievo residuo di area con riferimento alla nuova configurazione zonale, al fine di fornire agli utenti del dispacciamento dati adeguati per la programmazione dei prelievi delle utenze profilate; tale ricalcolo sarebbe di competenza delle imprese distributrici di riferimento, con pubblicazione delle informazioni a cura dell'Acquirente Unico, e le tempistiche necessarie per il ricalcolo non sono ancora definite; inoltre, la metodologia per l'algoritmo di risoluzione del MGP redatta ai sensi dell'articolo 37 del Regolamento CACM non è ancora stata approvata. Tali modifiche significative, secondo l'Autorità, richiederanno dunque un preavviso sufficientemente ampio per consentire agli operatori coinvolti di adeguare le proprie modalità di partecipazione al mercato e per evitare di incidere su periodi con riferimento ai quali siano già state concluse transazioni rilevanti sui mercati.

APERTURA DEL MERCATO DEI SERVIZI DI DISPACCIAMENTO

Nel 2017 la Delibera 300/2017/R/eel ha disposto l'apertura del Mercato dei Servizi di Dispacciamento alla domanda elettrica e alle unità di produzione anche da fonti rinnovabili non già abilitate, nonché ai sistemi di accumulo, mediante progetti pilota aventi lo scopo di rendere disponibili maggiori risorse sul mercato dei servizi di dispacciamento e, al contempo, raccogliere elementi utili ad una sua riforma organica.

Facendo seguito a tale iniziativa, Terna ha stabilito l'avvio di progetti pilota. Tali progetti sono stati individuati da Terna previa consultazione e inviati ad ARERA per approvazione. Essi si basano sull'attuale classificazione di unità di produzione e consumo, ma sono altresì permesse forme di aggregazione sia con riferimento alle unità rilevanti e non rilevanti sottese allo stesso nodo di rete, sia con riferimento alle unità non rilevanti di produzione e consumo. Tuttavia, i perimetri di aggregazione non possono eccedere la zona di mercato e sono definiti da Terna in coerenza con il modello di rete utilizzato dall'algoritmo per la selezione delle offerte accettate su MSD, in modo che la movimentazione delle unità virtuali abilitate non comporti violazioni di



vincoli di rete. I progetti non prevedono incentivazione economica a favore degli utenti del dispacciamento partecipanti, i quali possono beneficiare della remunerazione delle risorse di dispacciamento prevista dalla regolazione, comprensiva della remunerazione derivante da eventuali procedure di approvvigionamento a termine. Inoltre, sono escluse dalla sperimentazione le unità di consumo e le unità di produzione rientranti nel contratto di dispacciamento di AU e del GSE.

Nel corso del 2018 Terna ha dunque dato avvio ai progetti pilota per perimetri di aggregazione riguardanti unità di consumo (UVAC - unità virtuali abilitate di consumo), anche inserite in contratti di dispacciamento diversi, e unità di produzione non rilevanti (programmabili o non) inclusi i sistemi di accumulo (UVAP - unità virtuali abilitate di produzione).

L'Autorità ha infatti approvato, a maggio 2018, i rispettivi regolamenti:

- Regolamento relativo al progetto pilota per la partecipazione della domanda al MSD (Delibera 372/2017/R/eel);
- Regolamento relativo al progetto pilota per la partecipazione della generazione distribuita, come UVAP, al MSD (Delibera 583/2017/R/eel).

C.V.A. Trading S.r.l. a s.u. ha deliberato, a dicembre 2017, la partecipazione a questa fase sperimentale del mercato degli aggregatori e si è, pertanto, successivamente dotata di un sistema di ricezione, aggregazione e archiviazione delle misure, nonché di una RTU di comunicazione diretta con Terna e di dieci apparecchi di lettura e trasferimento dati da installare presso i siti di consumo.

A luglio, la possibilità di partecipazione è stata estesa alle unità di produzione rilevanti (UPR) non oggetto di abilitazione obbligatoria (Regolamento approvato con alle Delibera 383/2018/R/eel). Inoltre, con Delibera 402/2018/R/eel, l'ARERA ha approvato il regolamento relativo al progetto pilota per la fornitura del servizio di regolazione primaria di frequenza per il tramite di unità di produzione rilevanti integrate con sistemi di accumulo (UPI).

Successivamente, l'Autorità ha adeguato la delibera 300/2017/R/eel per introdurre le unità virtuali abilitate miste (UVAM), caratterizzate dalla presenza sia di unità di consumo sia di unità di produzione non rilevanti (siano esse programmabili o non programmabili), inclusi i sistemi di accumulo. Le UVAM si configurano come sostitutive delle precedenti UVAC e UVAP, per le quali Terna ha conseguentemente disposto la trasformazione da dicembre 2018.

C.V.A. Trading S.r.l. a s.u. ha avviato le procedure di conversione da UVAC ad UVAM, per la quale sono state effettuate prove tecniche di abilitazione, in conformità al relativo Regolamento, approvato dall'ARERA con Delibera 422/2018/R/eel.

MERCATO DELLA CAPACITÀ

A febbraio 2018 la Commissione europea ha approvato il progetto italiano di introdurre un meccanismo di capacità relativo all'intero mercato, volto a garantire la sicurezza dell'approvvigionamento di energia elettrica in Italia. L'approvazione giunge dopo un lungo iter durante il quale il meccanismo è stato rivisto al fine di garantirne la conformità con le norme UE sugli aiuti di Stato e in particolare con la Disciplina in materia di aiuti di Stato a favore

dell'ambiente e dell'energia 2014-2020.

Il meccanismo di capacità è stato approvato per un periodo di dieci anni, durante i quali l'Italia si impegna ad attuare anche alcune riforme del mercato, con cui intende porre rimedio ai rischi strutturali che caratterizzano l'approvvigionamento del mercato dell'energia elettrica. Nell'ambito della misura, i fornitori di capacità possono ottenere una compensazione finanziaria in cambio della disponibilità a produrre energia elettrica o, nel caso degli operatori della gestione della domanda, della disponibilità a ridurre il consumo di energia elettrica. I fornitori di capacità saranno selezionati sulla base di aste periodiche, aperte ai generatori di energia esistenti e nuovi (compresi i generatori di energie rinnovabili, gli operatori della gestione della domanda e i sistemi di stoccaggio). Anche le importazioni di energia elettrica vengono prese in considerazione, permettendo ai fornitori di capacità ubicati negli Stati membri dell'UE limitrofi di competere per un determinato quantitativo di capacità. Il meccanismo italiano prevede, inoltre, che quando i prezzi dell'energia elettrica raggiungono un determinato livello, insorga l'obbligo per le centrali elettriche selezionate mediante le aste di rimborsare una parte del contributo ricevuto, che esse possono finanziare con le entrate provenienti dalla vendita di energia elettrica.

Nel mese di aprile, l'Autorità ha pertanto adottato il provvedimento 261/2018/R/eel, che modifica e integra la deliberazione ARG/elt 98/11, al fine di adeguare i criteri e le condizioni per la disciplina del mercato della capacità agli indirizzi ministeriali e agli impegni assunti dallo Stato italiano con la Commissione Europea, nonché per introdurre alcuni cambiamenti ai criteri per la disciplina del mercato della capacità in esito alle consultazioni di cui ai documenti 713/2016/R/eel e 592/2017/R/eel, e apportare ulteriori modifiche ai menzionati criteri, anche al fine di delineare una più efficiente allocazione dei rischi.

L'Autorità ha previsto che Terna pubblichi una proposta sullo schema di Regolamento per la partecipazione al MSD della domanda che intende offrire la propria capacità sul mercato della capacità, nell'ambito della sperimentazione e con le modalità di cui alla deliberazione 300/2017/R/eel, elaborandone il contenuto affinché sia compatibile con la configurazione di diritti e obblighi prevista nel mercato della capacità per la domanda.

MARKET COUPLING

Con la Delibera 290/2018/R/eel l'Autorità ha approvato i criteri di ripartizione dei costi regionali relativi all'*intraday coupling* sui confini italiani, ai sensi del Regolamento CACM (art.80) proposti dai TSO e dai NEMO (per l'Italia rispettivamente Terna e GME). L'approvazione è, ai sensi del Regolamento CACM, condizione necessaria alla prosecuzione delle attività legate all'inizio del single *intraday coupling* sui confini nazionali, il cui avvio è previsto nel primo semestre 2019.

I mercati infra-giornalieri ricoprono un ruolo importante sul mercato: essi consentono, infatti, agli operatori di equilibrare le loro posizioni, in quanto apporti e/o prelievi possono cambiare tra il mercato del giorno prima e le operazioni in tempo reale. La crescita delle fonti energetiche intermittenti ha aumentato l'importanza di mercati infra-giornalieri efficienti. Di conseguenza, la Commissione Europea ha stabilito un *Target Model* per i movimenti *intraday* basato sulla negoziazione permanente dell'energia dove la capacità di trasmissione interzonale è distribuita attraverso un'assegnazione permanente implicita. Questo modello è stato inserito nel



Regolamento CACM e le Borse elettriche APX, Belpex, EPEX Spot, Nord Pool Spot e OMIE stanno cercando di rispondere alle necessità di mercato istituendo un ambiente di negoziazione infra-giornaliero permanente, che permetta agli operatori del mercato di beneficiare non solo della liquidità infra-giornaliera a livello nazionale, ma anche della liquidità disponibile in altre aree. L'iniziativa denominata XBID Market Project ha appunto lo scopo di creare un mercato interzonale infra-giornaliero congiunto e integrato, per un commercio permanente interzonale in Europa. Il progetto per lo sviluppo della piattaforma europea XBID, al quale partecipa per l'Italia il GME in posizione di NEMO permetterà ai partecipanti del mercato di abbinare, tramite un meccanismo di negoziazione continua (a patto che sia presente una capacità transfrontaliera disponibile) gli ordini inoltrati da altri partecipanti del mercato in zone differenti in cui l'XBID è in vigore. L'avvio del progetto XBID per la maggior parte dei paesi europei, tra cui l'Italia, avverrà nell'estate 2019.

In ottemperanza al Regolamento CACM, l'ACER ha identificato la Regione per il Calcolo della Capacità Grecia-Italia (*Capacity Calculation Regions – CCR GRIT*) cui appartiene il confine tra Italia Zona Brindisi e Grecia e i confini fra le zone d'offerta interni al territorio italiano. A seguito dell'individuazione della CCR GRIT, l'ARERA ha dunque, in collaborazione con l'autorità greca, approvato nel corso del 2018 le disposizioni previste a riguardo dal Regolamento CACM. In particolare, la Delibera 410/2018/R/eel ha definito le regole di nomina dei diritti di trasmissione di lungo termine (LTTR) sul confine Italia-Grecia, con applicazione fino a dicembre 2018 con riferimento al confine Italia Brindisi-Grecia e a partire da gennaio 2019 con riferimento al confine Italia Sud-Grecia. Con la Delibera 411/2018/R/eel, inoltre, è stata approvata la metodologia di calcolo della capacità per la CCR GRIT. La delibera 434/2018/R/eel ha invece dato corso all'approvazione degli emendamenti proposti dalle Autorità di regolazione della CCR GRIT per il coordinamento delle attività di *redispatching* e *countertrading* con riferimento alle congestioni legate alle zone d'offerta appartenenti alla regione di calcolo Grecia-Italia, e la delibera 435/2018/R/eel ne ha approvato la metodologia di ripartizione dei costi.

Per la Regione per il Calcolo della Capacità Italy North (CCR Italy North) cui appartengono i confini fra Italia zona Nord e Francia, Italia zona Nord e Austria e Italia zona Nord e Slovenia, in ottemperanza alle disposizioni del CACM, l'Autorità nel 2018 ha approvato la versione emendata della Proposta di procedure di *fallback* (ovvero la procedura di allocazione della capacità giornaliera da mettere in atto in via eccezionale qualora non fosse possibile utilizzare il *market coupling* a livello del mercato del giorno prima).

RETE

I provvedimenti in materia di rete elettrica con rilevanza per la Vostra società hanno riguardato principalmente l'adeguamento delle garanzie disciplinate dal Codice di Rete tipo per il trasporto di energia elettrica e l'implementazione a livello nazionale della disciplina europea in materia di emergenza e ripristino dell'energia elettrica, regolazione di frequenza e bilanciamento.

CODICE DI RETE

Con la Delibera 655/2018/R/eel l'Autorità ha integrato il Codice di Rete tipo per il trasporto di energia elettrica al fine di introdurre disposizioni urgenti in termini di regole e soluzioni applicabili dalle imprese distributrici in caso di mancato adeguamento o mancata integrazione delle garanzie prestate dall'utente del trasporto. Il provvedimento ha dunque previsto che il contratto di trasporto di energia elettrica si risolva anche nei casi in cui l'utente, nonostante il sollecito e la diffida ad adempiere da parte del distributore, non proceda entro i successivi sette giorni lavorativi (in cui opera la preclusione alla presentazione di nuove richieste di *switching*):

- a prestare la fideiussione o il deposito cauzionale, nel caso in cui l'utente non abbia più titolo a ricorrere al giudizio di *rating* o alla *parent company guarantee*;
- all'adeguamento della garanzia dovuta a seguito di: stime in aumento di più del 20% o un rilevante incremento dei punti di prelievo oggetto del contratto di trasporto, o ancora una situazione che determina la maggiorazione della garanzia.

A seguito di tale provvedimento ARERA, Terna a fine 2018 ha avviato una consultazione sulla modifica dell'Allegato 61 al Codice di Rete ovvero al Regolamento del sistema di garanzie di cui all'articolo 49 dell'Allegato A della delibera 111/06. Gli interventi proposti sono volti a fornire una prima risposta all'aumento dell'esposizione del sistema al rischio di controparte in un contesto di mercato evidenziato negli ultimi tempi da un aumento delle situazioni di sofferenza economico-finanziaria degli operatori che agiscono in qualità di utenti del dispacciamento.

EMERGENZA E RIPRISTINO

Nel 2018 Terna ha avviato una consultazione per l'implementazione a livello nazionale del Regolamento (UE) 2017/2196 recante Codice di Rete in materia di emergenza e ripristino dell'energia elettrica (*Network Code Emergency and Restoration o E&R*). Il Regolamento (UE) 2196/2017, entrato in vigore il 18 dicembre 2017, stabilisce le regole per la gestione da parte del *transmission system operator* (TSO) degli stati membri delle situazioni di emergenza e/o blackout, individuando in particolare: gli strumenti e le strutture necessari a garantire il ripristino del sistema; le norme per la sospensione e il ripristino delle attività di mercato e il *settlement* delle partite economiche; gli obblighi in capo ai soggetti tenuti all'applicazione del Regolamento.

REGOLAZIONE DI FREQUENZA

Con la delibera 450/2018/R/eel l'Autorità, di concerto con le altre autorità di regolazione europee, ha approvato la proposta di tutti i TSO europei (Terna per l'Italia) di definizione dei *Load Frequency Control Blocks* (LFC – Blocks). A maggio 2018, infatti, con la Delibera 291/2018/R/eel l'Autorità aveva già chiesto l'adeguamento della proposta presentata dai TSO secondo alcune indicazioni concordate con le altre autorità di regolazione europee. Il provvedimento si inquadra nel processo di implementazione della *System Operation*



Guideline (SO GL), regolamento europeo entrato in vigore nel settembre 2017, che definisce i criteri generali a cui i TSO degli Stati Membri devono conformarsi ai fini della regolazione di frequenza e potenza del sistema elettrico europeo. In questo contesto è prevista una regolazione gerarchica in cui ciascuna area sincrona risulta suddivisa in *Load Frequency Control Blocks* ed ognuno dei blocchi è suddiviso in aree di controllo della frequenza di carico (*Load Frequency Control Area*), che a loro volta sono articolate in una o più aree di Monitoraggio (*Monitoring Areas*). Per ognuna di queste funzioni, cambiano le responsabilità dei TSO.

BILANCIAMENTO

Con la Delibera 535/2018 R/eel, l'Autorità ha approvato la proposta di termini e condizioni relativa al bilanciamento predisposta da Terna ai sensi del Regolamento Balancing (UE 2017/2195) e verificato positivamente le proposte di modifica del Codice di trasmissione, dispacciamento, sviluppo e sicurezza della rete, ad eccezione della proposta sul coordinamento tra MSD e MI. Tali proposte sono finalizzate al coordinamento tra il mercato del bilanciamento e il mercato infragiornaliero, che sarà necessario con la futura introduzione della contrattazione *intraday* continua richiesta dal regolamento CACM. A tale proposito, l'Autorità ritiene necessario inquadrare la proposta nell'ambito della più generale riforma del servizio di dispacciamento.

VENDITA AL DETTAGLIO

Nell'ambito della vendita al dettaglio, è stato nuovamente prorogato il termine di abolizione del Servizio di Maggior Tutela. L'Autorità ha contestualmente proseguito nell'attuazione e implementazione di misure volte a favorire il passaggio da tale servizio al Mercato Libero.

SERVIZIO DI MAGGIOR TUTELA

Tra i primi provvedimenti adottati dall'esecutivo insediatosi nel primo semestre 2018 c'è stato il Decreto Legge 25 luglio 2018, n.91, successivamente convertito nella Legge 21 settembre 2018, n.108, recante proroga di termini previsti da disposizioni legislative (cosiddetta "Legge Milleproroghe") che ha stabilito il rinvio dell'abolizione del Servizio di Maggior Tutela di un anno, ovvero al 01 luglio 2020. Tale proroga ha determinato una serie di obblighi informativi in capo ai venditori nei confronti dei clienti che ancora ricadono in regime tutelato.

Nel mentre, l'Autorità ha portato a compimento la disciplina della Tutela SIMILE, ideata con l'intento di favorire una migrazione consapevole della clientela servita in Maggior Tutela verso il Mercato Libero. Facendo seguito alle disposizioni adottate nel 2016 (in particolare alle delibere 369/2016/R/eel, 541/2016/R/eel, 633/2016/R/eel) che hanno portato all'istituzione, dal 01 gennaio 2017, della Tutela SIMILE, con la delibera 449/2018/R/eel, l'Autorità ha completato lo strumento, definendo l'offerta da applicare, trascorsi 24 mesi dalla data di attivazione della fornitura di Tutela SIMILE, in assenza di diversa scelta da parte dei clienti finali.

Per accompagnare il consumatore verso il Mercato Libero in questa fase di transizione e guidarlo nella scelta delle offerte, consentendogli di comprendere le modalità ed i meccanismi per poter poi individuare consapevolmente il proprio fornitore, l'Autorità ha portato a compimento anche lo strumento "Portale Offerte", che mette a disposizione un motore di ricerca di offerte per la fornitura di energia elettrica, gas o entrambi ("dual fuel") ed offre una serie di informazioni utili sui mercati dell'energia elettrica e del gas e sulle novità di legge previste. Online dal 01 luglio 2018, il Portale Offerte, realizzato e gestito da Acquirente Unico, rende consultabili le offerte del Mercato Libero, già presenti sul portale Trova Offerte dell'ARERA, e tutte le offerte PLACET, vale a dire le offerte a prezzo libero ma con condizioni contrattuali definite dell'ARERA, che per effetto della Delibera 89/2018/R/com tutti i venditori sono stati obbligati ad inserire, dal 1 marzo 2018, nel proprio pacchetto di proposte commerciali, in coerenza con quanto previsto dalla Legge n. 124/2017.

Sempre con l'intento di stimolare concorrenza e trasparenza del mercato e, conseguentemente, fornire una garanzia di affidabilità sul Mercato Libero che tuteli la clientela, è in previsione la creazione di un Elenco dei venditori di energia elettrica, al quale tutti i venditori, per lo svolgimento della propria attività, dovranno necessariamente essere iscritti e che sarà istituito con decreto dal Ministero dello Sviluppo Economico, come previsto dalla Legge n.124/2017 (art. 1, commi 80-81). Il 7 giugno 2018, lo schema di Regolamento recante criteri, modalità, requisiti tecnici, finanziari e di onorabilità per l'iscrizione e la permanenza nell'Elenco, predisposto dal Ministero dello Sviluppo Economico a partire dalla proposta elaborata lo scorso anno dall'ARERA con la Delibera 762/2017/I/eel, ha ricevuto parere favorevole, con osservazioni, da parte del Consiglio di Stato. Una volta emanato il decreto istitutivo, l'Elenco sarà pubblicato sul sito web del Ministero e aggiornato mensilmente.

ONERI GENERALI DI SISTEMA

Facendo seguito ad una prima riduzione degli oneri generali di sistema stabilita dall'ARERA in occasione dell'aggiornamento tariffario di fine giugno, per far fronte ai forti aumenti dei prezzi delle materie prime energetiche e delle quotazioni all'ingrosso dell'energia elettrica e del gas, che hanno raggiunto in Italia e in Europa livelli record, a settembre 2018 l'Autorità ha deciso di congelare gli oneri generali di sistema per due trimestri consecutivi. Di conseguenza, per evitare che nel 2019 si sovrappongano gli effetti che deriveranno dalla riattivazione degli oneri generali, con la delibera 626/2018/R/eel è stato disposto il rinvio di un anno, rispetto al previsto 01 gennaio 2019, per il completamento della riforma delle tariffe relativa alle componenti degli oneri generali di sistema per i clienti domestici. Il medesimo provvedimento ha tuttavia disposto l'eliminazione della progressività dalla componente $DISP_{BT}$ a restituzione del differenziale relativo all'attività di commercializzazione applicata a tutti i clienti finali aventi diritto alla Maggior Tutela: dal 01 gennaio 2019 la componente $DISP_{BT}$ è applicata alle forniture presso abitazioni di residenza anagrafica dei clienti domestici in base alla medesima struttura tariffaria già vigente per le forniture presso abitazioni diverse, ovvero prevedendo unicamente una quota fissa.

PRESCRIZIONE

La delibera 97/2018/R/com, in attuazione delle disposizioni contenute nella Legge di Bilancio



2018 relativamente ai cosiddetti maxi-conguagli, ha disposto che per le fatture di energia elettrica con scadenza successiva al 1 marzo, nei casi di rilevanti ritardi nella fatturazione da parte dei venditori o nella fatturazione di conguagli per la mancata disponibilità di dati effettivi per un periodo particolarmente rilevante, il cliente possa eccepire la prescrizione - passata da 5 a 2 anni - e pagare soltanto gli ultimi 24 mesi fatturati. Più specificatamente, la delibera dispone che la prescrizione biennale prevista dalla Legge di Bilancio 2018 decorra dal termine entro cui l'esercente il servizio è obbligato ad emettere il documento di fatturazione, come individuato dalla regolazione vigente, e che il perimetro di applicazione delle indicazioni contenute nella Legge di Bilancio 2018, nelle more degli approfondimenti necessari, sia costituito da tutti i clienti finali domestici e non domestici connessi in bassa tensione. Con successiva deliberazione 683/2018/R/com, l'Autorità ha inoltre disposto che i venditori, per i casi derivanti da ricalcoli la cui responsabilità sia attribuita al distributore, abbiano titolo a richiedere all'impresa distributrice la restituzione delle corrispondenti somme versate in eccesso, riconoscendo ai distributori la facoltà di adempiere a tale obbligo operando una compensazione di tali somme con gli altri importi dovuti dai medesimi venditori nei loro confronti.

CONCILIAZIONE

Ad aprile 2018, l'Autorità ha posto in consultazione i propri orientamenti volti ad armonizzare e perfezionare la disciplina in materia di procedure di risoluzione extragiudiziale delle controversie tra clienti o utenti finali e operatori o gestori nei settori regolati. In esito al DCO 199/2018/R/com, l'Autorità ha pertanto approvato con Delibera 355/2018/R/com una nuova versione del Testo Integrato Conciliazione (TICO), i cui effetti hanno avuto decorrenza dal 01 gennaio 2019, stabilendo: l'esclusione dall'ambito di applicazione del TICO delle controversie facenti capo a clienti multi-sito – cioè con fornitura di energia elettrica in più punti di prelievo – qualora il contratto includa almeno un punto in alta e/o altissima tensione in aggiunta ai punti alimentati in BT o MT; un termine minimo di 40 giorni per l'invio del reclamo – al posto dei 35 giorni proposti inizialmente – per l'attivazione del Servizio Conciliazione, ferma restando la possibilità di presentare la domanda di conciliazione a valle del ricevimento della risposta ritenuta insoddisfacente; l'abrogazione del termine di un anno dall'invio del reclamo per le domande di conciliazione relative ai settori energetici; un termine di 10 giorni antecedenti al primo incontro per la richiesta del venditore di convocazione del distributore in qualità di ausilio tecnico, con facoltà (e non obbligo) per il venditore di formulare quesiti al distributore convocato; l'applicazione della disciplina abbreviata anche per i casi in cui il cliente, a valle di un reclamo scritto, abbia ricevuto comunicazione dal venditore di costituzione in mora con indicazione del termine per l'avvio dell'eventuale richiesta di sospensione della fornitura al distributore.

TARIFFE

Il 01 gennaio 2018 ha preso avvio la modifica della struttura tariffaria degli oneri generali di sistema prevista dalla delibera 481/2017/R/com. La nuova struttura è basata sul raggruppamento delle precedenti aliquote degli oneri generali di sistema in solo due componenti: ASOS, destinata al sostegno alle energie rinnovabili e alla cogenerazione; ARIM per i rimanenti oneri generali di sistema e le componenti perequative UC3 e UC6. La

componente ARIM è applicata in maniera indifferenziata rispetto alle classi di agevolazione, mentre la componente ASOS è applicata in maniera distinta. In particolare, la componente ASOS varia a seconda che un utente sia o meno incluso nelle imprese a forte consumo di energia elettrica e, per quest'ultime, a seconda della classe di agevolazione.

Il servizio di tutela del settore elettrico prevede, per quanto riguarda la copertura dei costi della materia prima energia (che, indicativamente, rappresenta circa il 50% della spesa del cliente tipo al lordo delle imposte), la definizione di componenti economiche che riflettono i prezzi che si determinano nei mercati all'ingrosso. Tali componenti consentono, quindi, di trasferire ai clienti finali i costi dell'energia che consumano e, esprimendo un segnale di prezzo che si forma nel mercato, aiutano il cliente finale ad orientarsi anche sul Mercato Libero con una scelta consapevole. Per il settore elettrico, la metodologia di aggiornamento adoperata dall'Autorità a partire dal 2017 prende a riferimento per la copertura dei costi della componente energia – rappresentativa dei costi sostenuti da Acquirente Unico per acquistare energia nel mercato all'ingrosso - la previsione della media trimestrale del Prezzo Unico Nazionale (PUN), che si forma sulla borsa elettrica, relativa al trimestre oggetto di aggiornamento, oltre ai costi di dispacciamento per il medesimo trimestre pubblicati da Terna. Il riferimento al trimestre fornisce segnali di prezzo che riflettono l'andamento stagionale (per l'energia elettrica, prezzi più bassi nel II trimestre). Le predette modalità di determinazione delle condizioni economiche di fornitura del Servizio di Maggior Tutela rendono la regolazione in materia coerente con la legislazione europea del c.d. Terzo Pacchetto Energia.

Nel corso del 2018, le tariffe regolate hanno dapprima registrato un forte calo durante i primi mesi dell'anno, per effetto del calo complessivo dei costi di approvvigionamento, risultato della riduzione attesa dei prezzi nei mercati all'ingrosso, della stabilità dei costi complessivi di dispacciamento e del recupero, a beneficio dei consumatori, di un avanzo di gettito. Successivamente, invece, le tensioni internazionali e la conseguente forte accelerazione delle quotazioni del petrolio, cresciute del 57% in un anno e del 9% nel solo mese di maggio, hanno pesantemente influenzato anche i prezzi nei mercati all'ingrosso dell'energia, con ripercussioni sui prezzi per i clienti finali sia del Mercato Libero che del mercato tutelato. Allo scopo di mitigare l'impatto dell'attuale congiuntura, l'Autorità è intervenuta con una modulazione degli oneri generali di sistema, in modo da ridurre l'aumento di spesa per i clienti domestici e non domestici, con pari effetti sia sul mercato tutelato che su quello libero, contenendo nel terzo trimestre l'incremento di spesa per energia elettrica di una famiglia tipo a +6,5%. Il perdurare della tendenza al rialzo dei prezzi all'ingrosso ha avuto un forte impatto sulle condizioni economiche di fornitura applicate ai clienti finali in conclusione di anno determinando un aumento del prezzo per l'utente tipo del 7,6%.

Con riferimento a quanto indicato dall'Autorità nella Memoria 491/2018/I/com, l'andamento dei prezzi all'ingrosso di energia e gas se, da un lato, appare riconducibile ad una normale stagionalità annua e ad altre condizioni contingenti, quali per esempio, in Francia, la fermata di reattori nucleari per manutenzione o limitazione nell'uso dell'acqua per la refrigerazione degli impianti a causa delle elevate temperature estive, sono, dall'altro, per la loro entità e durata nel tempo, riconducibili a specifiche dinamiche e politiche del settore energetico, che stanno determinando a livello internazionale forti tensioni sui prezzi delle *commodities*, con impatto anche sui prezzi all'ingrosso e al dettaglio dell'energia negli altri Paesi europei. In uno scenario di ripresa economica globale si inserisce, infatti, il significativo aumento dei prezzi delle *commodities* energetiche guidata, in particolare, dalla domanda di carbone e GNL nell'Asia nordorientale. Si tratta di due combustibili i cui prezzi risultano correlati, sia pure in



misura diversa, all'andamento del prezzo del petrolio che, a sua volta, incorpora le tensioni legate all'offerta del proprio mercato. Inoltre, la crescita del prezzo del GNL asiatico, con una conseguente riduzione dell'offerta residuale di gas per l'Europa, ha contribuito a spingere verso l'alto le quotazioni del gas europeo (+ 22% - in Euro – rispetto al II trimestre 2018). A ciò occorre aggiungere i rischi legati alla riduzione dell'offerta interna europea di gas naturale, per effetto, in primis, della contrazione della producibilità olandese e dell'allungamento dei tempi di manutenzione del gasdotto Trans Europa Naturgas Pipeline che, collegando i Paesi Bassi fino alla Svizzera, trasporta il gas dei giacimenti olandesi alla Germania, alla Svizzera e all'Italia, grazie alla connessione con Transigas. Oltre alle quotazioni internazionali, rileva, tra i fattori che negli ultimi mesi del 2018 hanno assunto un importante ruolo di guida dei prezzi dell'energia elettrica e del gas in Italia e in Europa, la crescita significativa del prezzo dei permessi di emissioni di CO₂, ossia del titolo che i produttori di energia elettrica devono acquistare per compensare la loro CO₂ immessa nell'atmosfera. Le quotazioni della CO₂ si sono portate nel mese di settembre a livelli record (picco di oltre di 25€/t). Le ragioni di tale crescita sono correlate principalmente all'approvazione della Direttiva 2018/410/UE, che, definendo le regole del meccanismo EU ETS (*European emission trading system*) nel periodo 2021-2030 e regolando il funzionamento della c.d. *Market stability reserve*, ha avviato un percorso di riequilibrio del mercato dopo anni di eccesso di offerta. Il prezzo della CO₂ si sta, pertanto, avvicinando al costo di *switching* tra carbone e gas naturale nella generazione termoelettrica, essendo questo il benchmark del costo di abbattimento delle emissioni nel breve termine. I recenti aumenti del prezzo del gas naturale hanno, tuttavia, spinto al rialzo tale costo di sostituzione e favorito così l'aumento del prezzo della CO₂. Sulla dinamica del PUN, oltre ai fattori sopra descritti, hanno influito anche il calo della produzione idroelettrica e le temperature superiori alla media stagionale nel mese di settembre, nonché la riduzione dell'import del sistema italiano.

Con la delibera 706/2018/R/eel l'Autorità ha disposto l'aggiornamento della componente RCV, introdotta dalla deliberazione 659/2015/R/eel per tenere conto dell'impatto derivante dalla dimensione aziendale sui costi, con riferimento alla possibilità o meno di sfruttare eventuali economie di scala. L'ARERA, in particolare, ha ritenuto opportuno prevedere, per quanto attiene le componenti RCV, RCV_{sm} e RCV_i, che:

- il tasso di *unpaid ratio* riconosciuto sia determinato procedendo ad un'analisi comparata sulla base di tutti gli elementi a disposizione come rilevabili da quanto dichiarato dagli esercenti e in maniera differenziata al fine di tenere conto dell'impatto della dimensione dell'esercente sulle possibili politiche di gestione e di recupero del credito che possono essere messe in atto;
- il livello degli oneri da riconoscere, determinato applicando i predetti livelli di *unpaid ratio* al livello di importi fatturati aggiornati sulla base della migliore stima del livello dei prezzi e del consumo medio dei clienti serviti in Maggior Tutela nel 2019, sia diminuito per tenere conto del ricorso a strumenti di copertura del rischio morosità;
- gli altri costi operativi siano determinati a partire dai valori di bilancio dell'anno 2017, desumibili dai conti annuali separati trasmessi dagli esercenti in ottemperanza ai vigenti obblighi di *unbundling* contabile e tenendo conto delle informazioni, ove disponibili, comunicate dagli operatori in sede di trasmissione dei conti annuali separati, oltre ai costi tipici dell'attività di commercializzazione;
- in relazione alla remunerazione del capitale investito netto, si proceda secondo la

metodologia parametrica di stima del capitale circolante netto già utilizzata in passato;

- la determinazione del livello di remunerazione da applicare al capitale investito netto avvenga, come già in passato, mediante la metodologia del *Weighted Average Cost of Capital* (WACC), tenuto conto tuttavia della necessità di rivederne il livello anche in coerenza con quanto operato dall'Autorità mediante la deliberazione 639/2018/R/com; il livello di WACC considerato nella determinazione delle componenti RCV risulta pari a 6,5%;
- il riconoscimento dell'onere IRAP avvenga, in continuità con il passato, in maniera separata e sia determinato a partire dalle informazioni desumibili dai bilanci di esercizio degli operatori, in ragione della peculiare struttura aziendale tipica delle società di vendita.

L'aggiornamento del corrispettivo PCV fino al 30 giugno 2018, attuato nel 2016 mediante la deliberazione 633/2016/R/eel, col fine di permettere la corretta formulazione della proposta economica da parte degli operatori interessati a partecipare alla Tutela SIMILE, è stato successivamente prorogato fino al 31 dicembre 2018 con la deliberazione 364/2018/R/eel.

Per quanto concerne, infine, la componente $DISP_{BT}$, l'Autorità con la deliberazione 626/2018/R/eel ha ulteriormente differito al 01 gennaio 2020 l'eliminazione della progressività residua dalle aliquote a copertura degli oneri generali applicate alle utenze domestiche e previsto il completo superamento della progressività della componente $DISP_{BT}$ applicata ai clienti domestici residenti, che assume pertanto la medesima struttura già vigente per le forniture presso abitazioni diverse, costituita unicamente da una quota fissa.

PRELIEVI FRAUDOLENTI

Nel corso dell'anno 2018 l'Autorità ha condotto verifiche ispettive in relazione al citato meccanismo di compensazione della morosità per prelievi fraudolenti di cui all'articolo 16bis del TIV nell'ambito delle quali sono state riscontrate circostanze tali da giustificare l'introduzione di possibili migliorie sotto il profilo della tempestività e dell'efficientamento della gestione del fenomeno dei prelievi fraudolenti da parte dei soggetti coinvolti; per tali ragioni con la deliberazione 568/2018/R/eel è stato avviato un procedimento per la successiva adozione di provvedimenti atti a rendere più efficiente la gestione del fenomeno dei prelievi fraudolenti anche mediante la riforma dell'attuale meccanismo di compensazione della morosità connessa ai prelievi fraudolenti di cui all'articolo 16bis del TIV, a partire dalle prossime determinazioni che dovranno essere effettuate dalla CSEA nel corso dell'anno 2019 e, al contempo è stata sospesa l'efficacia dell'articolo 16bis del TIV fino alla conclusione del procedimento medesimo.



PERSONALE E FORMAZIONE

Nel corso dell'anno 2018 l'organico medio di C.V.A. Trading S.r.l. a.s.u. è stato di n.58 persone (n. 58 persone nel 2017).

Al 31 dicembre 2018 l'organico di C.V.A. Trading S.r.l. a.s.u. è di 57 persone (57 al 31 dicembre 2017).

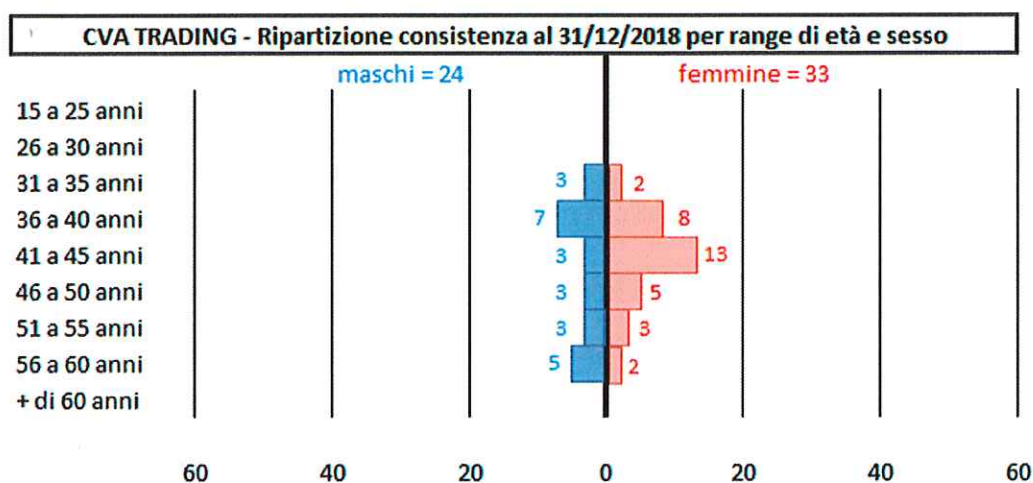
Si riporta di seguito un dettaglio delle variazioni intercorse nel numero di dipendenti di C.V.A. Trading S.r.l. a.s.u. tra il 31 dicembre 2017 e il 31 dicembre 2018:

	Consistenza al 31 dicembre 2017	Assunzioni	Cessazioni	Mobilità intragruppo	Cambi di categoria in ingresso	Cambi di categoria in uscita	Consistenza al 31 dicembre 2018
Dirigenti	-	-	-	-	-	-	-
Quadri	5	-	-	-	-	-	5
Impiegati	52	-	-	-	-	-	52
Operai	-	-	-	-	-	-	-
Totale	57	-	-	-	-	-	57

Nel corso del 2018 si sono registrate n. 0 assunzioni, n. 1 cessione di contratto positiva dal Gruppo C.V.A., n. 1 cessione negativa al Gruppo C.V.A. e n. 0 cessazioni lavorative delle quali non si ha evidenza nella rappresentazione tabellare in quanto si compensano alla colonna intitolata "Mobilità Infragruppo."

Tra il 2017 e il 2018, l'organico medio e quello effettivo sono rimasti costanti, comportando la stabilità che non ha visto variazione tra i 57 dipendenti del 31 dicembre 2017 e i 57 dipendenti del 31 dicembre 2018 (così composti: 5 quadri, 52 impiegati) regolati dal Contratto Collettivo Nazionale di Lavoro per i lavoratori addetti al settore elettrico.

La ripartizione dei dipendenti di C.V.A. Trading S.r.l. a.s.u. al 31 dicembre 2018 per range di età e sesso è di seguito riportata:



La composizione per categoria professionale (quadri, impiegati, operai) e l'evoluzione in raffronto agli esercizi precedenti è di seguito riportata:



Nel corso del 2018 sono state lavorate complessivamente n. 90.817,48 ore (89.042,73 ordinarie e 1.774,75 straordinarie) corrispondenti a 1.577,70 ore (1.544,00 ordinarie e 33,70 straordinarie) medie lavorate da ogni dipendente in forza presso C.V.A. Trading S.r.l. a s.u..

Nel corso del 2017 sono state lavorate complessivamente n. 88.985,96 ore (n. 87.122,80 ordinarie e n. 1.863,16 straordinarie) corrispondenti a n. 1.543,02 ore (n. 1.510,71 ordinarie e n. 32,31 straordinarie) medie lavorate da ogni dipendente in forza presso C.V.A. Trading S.r.l. a s.u..

Dei 57 dipendenti in servizio al 31 dicembre 2018, 43 (45 a fine 2017 e 46 a fine 2016) hanno optato per il conferimento integrale ad un fondo di previdenza complementare, 7 (6 a fine 2017 e 6 a fine 2016) per il conferimento parziale ad un fondo di previdenza complementare e 7 (6 a fine 2017 e 6 a fine 2016) per il mantenimento del TFR in azienda.

Nel triennio 2016-2018, oltre alla normale attività formativa di ingresso che ha interessato il personale neo assunto, sono stati proposti ai dipendenti corsi di formazione, sia presso le sedi operative aziendali, sia all'esterno.

Il numero delle persone formate nell'anno 2018 è di seguito indicato:

- formazione in materia di salute e sicurezza – 51 addetti.

ORGANIGRAMMA

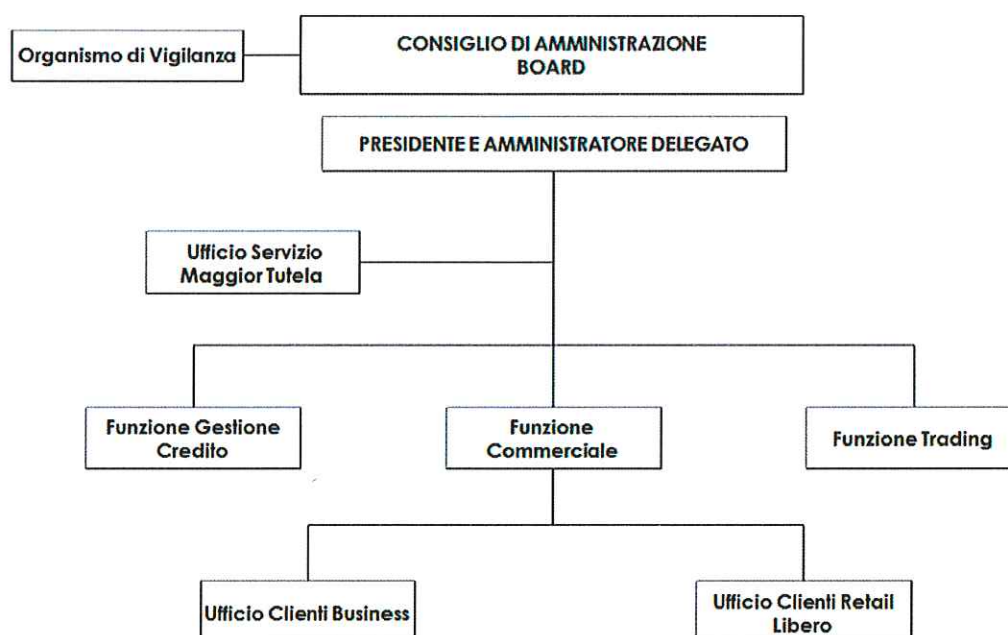
Per quanto riguarda C.V.A. Trading S.r.l. a s.u., con decorrenza 01 marzo 2018, al fine di garantire l'*unbundling* funzionale, le attività riconducibili alla parte commerciale e alla gestione

Bilancio di esercizio al 31/12/2018



del credito inerenti al Mercato di Maggior Tutela sono state separate dalle analoghe attività inerenti al Mercato Libero con la creazione dell'Ufficio Servizio Maggior Tutela in staff all'Amministratore Delegato.

Al 31 dicembre 2018 l'organigramma di C.V.A. Trading S.r.l. a s.u. è il seguente:



PIANO ASSUNZIONI

Il Consiglio di Amministrazione, anche tenuto conto delle rilevanti modifiche alla disciplina del contratto di lavoro a tempo determinato e della somministrazione di lavoro apportate dal Decreto Legge n. 87 del 12 luglio 2018 "Disposizioni urgenti per la dignità dei lavoratori e delle imprese" (c.d. Decreto Dignità), nella riunione del 26 luglio 2018, ha approvato il *budget* del personale 2018/2019 che prevede l'inserimento di 5 risorse per la stabilizzazione di posizioni attualmente ricoperte da personale somministrato, oltre ad eventuali assunzioni conseguenti all'applicazione della L 68/1999 sul collocamento obbligatorio (categorie protette).

Le attività di selezione saranno avviate nel corso del 2019.

RELAZIONI INDUSTRIALI

C.V.A. Trading S.r.l. a s.u. continua ad intrattenere con le Organizzazioni Sindacali i rapporti necessari ad esprimere la più completa trasparenza sulle attività significative intraprese, ad applicare le norme contrattuali e a consentire la gestione del personale per l'organizzazione del lavoro e nel rispetto delle norme di prevenzione e sicurezza sul lavoro.

Durante il periodo 2016-2018 è continuata l'attività diretta a uniformare i trattamenti relativi al

personale presente nelle società del Gruppo C.V.A. secondo quanto previsto dal “Protocollo delle relazioni industriali nel Gruppo C.V.A.”. Sono stati firmati con le Organizzazioni Sindacali i verbali di accordo relativi alle seguenti tematiche:

- verbali a livello di Gruppo C.V.A.: accordi economici, videosorveglianza, antintrusione, dispositivi satellitari sugli automezzi e controllo a distanza delle attività aziendali, integrazione verbale premio di risultato anno 2016, *welfare* di produttività anno 2016, premio di risultato anni 2017-2018 e integrazione;
- verbali a livello di singola società: modifica dell'intervallo meridiano della Funzione Commerciale/Ufficio Clienti Retail Libero, formazione P.E.R.F.O.R.M.2, premio di risultato anno 2016 cassa 2017, premio di risultato anno 2017 cassa 2018, premio di risultato anno 2018 cassa 2019.

RICERCA E SVILUPPO

La Vostra società non ha svolto attività di ricerca e sviluppo.

DESCRIZIONE DEI PRINCIPALI RISCHI E INCERTEZZE EX ARTICOLO 2428 DEL CODICE CIVILE

RISCHI CONNESSI ALL'ATTIVITÀ COMMERCIALE ED ALLA CONCORRENZIALITÀ DEL MERCATO

La Vostra società opera in un settore caratterizzato da elevati livelli di concorrenzialità dovuti sia alla necessità di fronteggiare quanto stabilito in tema di abolizione del Servizio di Maggiore Tutela (attualmente fissato per il 01 luglio 2020) sia dall'affacciarsi sul mercato di importanti operatori internazionali che propongono offerte concorrenziali rivolte alla clientela nazionale.

Per far fronte a tali rischi la società attua una politica commerciale atta a far valere la propria connotazione fortemente vocata alla natura rinnovabile dell'energia elettrica prodotta dagli impianti in possesso del Gruppo C.V.A..

Per quanto attiene invece al rischio derivante dalla variabilità dei prezzi di vendita la società propone varie tipologie di contratto per meglio adattarsi alle esigenze del cliente (ad esempio contratti strutturati per B2B, tariffa *flat* per *retail*), mentre per mitigare il rischio derivante dall'oscillazione dei prezzi di acquisto dell'energia sono state attivate politiche di copertura rischi attraverso la stipula di contatti derivati sull'energia, descritti al paragrafo successivo nel dettaglio dei meccanismi di funzionamento.

RISCHI DI MERCATO SUI PREZZI DELLE *COMMODITIES*

C.V.A. Trading S.r.l. a s.u. è esposta ai rischi di mercato sui prezzi delle *commodities*, e in



particolar modo dell'energia elettrica. Nel 2018 per gestire tale rischio, in continuità con gli scorsi esercizi, la Vostra società ha ritenuto opportuno, dopo una attenta analisi degli strumenti presenti sul mercato, procedere anche alla stipula di contratti derivati finanziari finalizzati alla copertura di tale rischio.

La politica del Gruppo C.V.A. è volta a limitare l'esposizione alla volatilità dei mercati e l'operatività è indirizzata all'obiettivo di sintonizzare le strutture di prezzo dell'energia in acquisto ed in vendita siglando, ove possibile, contratti di approvvigionamento strutturati in modo tale da ridurre l'esposizione al rischio di volatilità dei prezzi di borsa.

Nel corso del 2018 sono proseguite le fasi entro le quali si articola l'attività di *Energy Management*. In C.V.A. Trading S.r.l. a s.u. sono state concentrate le attività cosiddette di "Front Office", cioè l'esecuzione delle operazioni sui mercati sia fisici che finanziari dell'energia, con l'obiettivo di perseguire la massimizzazione del risultato economico conseguibile all'interno del profilo di rischio definito da apposito Comitato Rischi; i portafogli di *trading* vengono monitorati puntualmente tramite specifici limiti di rischio, misurati sia in termini di quantità che in termini di massimo *Mark to Market Loss*. Presso la capogruppo C.V.A. S.p.A. a s.u. sono operativi il "Risk Office", con responsabilità di analisi relative al profilo di rischio del Gruppo C.V.A. e di coerenza delle operazioni poste in essere dal "Front Office" rispetto a tali livelli, ed il "Back Office", per la gestione amministrativa delle operazioni poste in essere da C.V.A. Trading S.r.l. a s.u..

Nel corso del 2018 si è consolidata ed affinata la mitigazione dei rischi di oscillazione dei prezzi di mercato tramite approvvigionamenti sia di tipo fisico che finanziario grazie alla maggior liquidità e fruibilità dei mercati a termine.

Alla data del 31 dicembre 2018, i contratti derivati finanziari conclusi dalla Vostra società e finalizzati alla copertura del rischio di oscillazione del prezzo dell'energia elettrica generato dal portafoglio di acquisti e vendite della società, presentano un *fair value* netto positivo di circa 9.958 migliaia di Euro; in aggiunta, la società detiene in portafoglio alcune posizioni fisiche e finanziarie sul prezzo dell'energia negoziate con finalità di intermediazione di breve termine e/o di arbitraggio che presentano un *fair value* netto positivo di circa 1.534 migliaia di Euro.

La Vostra società, come già avvenuto nei passati esercizi, ha ritenuto necessario fronteggiare il rischio di volatilità del corrispettivo di assegnazione della capacità di trasporto ad integrazione della disciplina delle condizioni economiche del dispacciamento, riferita al differenziale tra i prezzi zonali e il prezzo unico nazionale, partecipando nel 2018 alle aste CCC aventi valenza sull'esercizio 2019.

RISCHI CONNESSI AL REGIME NORMATIVO DELL'ENERGIA ELETTRICA

Le attività di produzione e vendita di energia elettrica sono disciplinate da normative nazionali e sovranazionali complesse e articolate, con intenti spesso restrittivi.

L'esigenza di regolare in modo sempre più stringente le norme in materia di energia elettrica potrebbe comportare, in futuro, l'adozione di nuove leggi e regolamenti finalizzate a privilegiare determinate fonti di produzione o ad eliminare/limitare privilegi in essere su determinate categorie di produttori.

Un eventuale cambiamento potrebbe determinare una diminuzione della domanda dell'energia elettrica prodotta dal Gruppo C.V.A..

RISCHI FISCALI

Alla data del presente bilancio sono identificati presso la Vostra società dei rischi fiscali per i quali non è possibile escludere il pagamento di ulteriori imposte, sanzioni o interessi. Sulla base invece del contenzioso fiscale in essere, eventuali ulteriori pagamenti non avrebbero effetti negativi rilevanti sui risultati operativi e/o sulla sua situazione economica e finanziaria grazie all'apposito fondo stanziato nel corso degli esercizi. È possibile classificare i rischi fiscali secondo le seguenti tipologie:

- rischio riconducibile ad atti di diniego alla compensazione di crediti per accisa:** trattasi di crediti per accisa a valere sui capitoli 1411/01 e 1411/02, compensati mediante detrazione dai debiti maturati in periodi successivi per le stesse tipologie d'imposta e non ammessi dall'Ufficio dell'Agenzia delle Dogane di Piacenza. La società, non condividendo l'interpretazione normativa degli Uffici, ha presentato ricorso presso la competente Commissione Tributaria Provinciale. Con Sentenza n. 88/1/2012, depositata in data 13/11/2012, la Commissione Tributaria di Piacenza si è espressa con un giudizio intermedio, rigettando il ricorso proposto dalla società afferente le accise, ma annullando le sanzioni irrogate dall'ufficio. La società, non ritenendo fondate le argomentazioni espresse in Sentenza, ha presentato in data 09/05/2013 appello avverso la stessa presso la Commissione Tributaria Regionale, provvedendo in attesa della sentenza, in via cautelativa, al versamento delle accise richieste dall'Agenzia. Con Sentenza n. 3382, depositata in data 29/11/2016, la C.T.R. di Bologna, in riforma della sentenza impugnata, ha accolto l'appello della società annullando i provvedimenti emessi dell'Agenzia delle Dogane. A seguito del dispositivo favorevole, in forza del disposto dell'art. 68, D. Lgs. n. 546/1992 e di quanto più diffusamente affermato dalla Circolare n. 49/E del 2010 in data 22/12/2016, C.V.A. Trading S.r.l. a s.u. ha presentato all'Agenzia delle Dogane istanza di rimborso dei crediti annullati (Euro 699.966) oltre agli interessi e alle indennità di mora. Si rileva inoltre che in data 5/05/2017 l'Avvocatura Generale dello stato ha notificato a C.V.A. Trading S.r.l. a s.u. ricorso per la cassazione della sopramenzionata sentenza della CTR di Bologna. La società ha presentato nei termini di legge il controricorso per cassazione in data 9/06/2017 e successivo deposito il 13/06/2017. A seguito dell'esecutività della Sentenza di secondo grado nel corso dell'esercizio 2017 l'Agenzia delle dogane di Piacenza ha rimborsato l'importo di Euro 291.129 e ha presentato diniego per la parte residua pari a Euro 408.836, avverso il quale in data 13 giugno 2017 la società ha depositato ricorso presso la CTP di Piacenza. Ad oggi la situazione che si presenta vede la CTP di Piacenza disporre (con ordinanza n. 130/2018) la sospensione del giudizio in attesa della pronuncia della corte di Cassazione relativamente alla sentenza n 3382 della CTR di Bologna;
- rischio riconducibile al tema della autoproduzione da fonti rinnovabili:** le contestazioni mosse dall'Agenzia delle Dogane verso la società Idroelettrica S.c.r.l. (poi incorporata nella Idronergia S.c. r.l.) e verso la società Idronergia S.c.r.l. (ora incorporata nella Vostra società) vertono sul mancato

Bilancio di esercizio al 31/12/2018



assoggettamento ad accisa dell'energia fatturata dai Consorzi ai propri Soci consorziati, in quanto non ritenuta applicabile l'esenzione dell'accisa ai sensi dell'art.52 T.U.A comma 3 lett b). A tal fine si precisa che il TUA (504/1995) prevede l'esenzione da imposta erariale per l'energia elettrica "prodotta con impianti azionati da fonti rinnovabili ai sensi della normativa vigente in materia, con potenza disponibile superiore a 20 kW, consumata dalle imprese di autoproduzione in locali e luoghi diversi dalle abitazioni". Non si rinviene, però, nello stesso TUA una propria definizione di "impresa di autoproduzione" e, pertanto, in presenza di tale lacuna legislativa, è stata ragionevolmente ritenuta applicabile la nozione di autoproduttore prevista specificatamente dal Decreto Bersani n. 79/99, art.2, comma 2. Con nota 13/12/2013 l'Agenzia delle Dogane si è espressa relativamente alla mancata estendibilità al settore fiscale della nozione di autoproduttore recepita dal suddetto Decreto. Ciò ha comportato l'avvio di un contenzioso con gli Uffici competenti che ammonta a complessivi 53.926,50 migliaia di Euro.

Ritenendo di aver sempre operato nel massimo rispetto della normativa fiscale ed in stretta conformità alle indicazioni specificamente fornite dalla stessa Amministrazione Finanziaria, a tal fine le due Consortili hanno presentato, autonomamente, istanza volta a vedere riconosciuto il legittimo affidamento delle società medesime nell'aver applicato il regime d'esenzione d'accisa sull'energia prodotta da fonti rinnovabili e distribuita, nel corso del tempo, ai propri soci consorziati ai sensi dell'art. 52 comma 3 lett. b) del TUA, e dichiarate come non dovute l'imposta e le sanzioni richieste o, comunque, contestate dai vari Uffici territoriali dell'Agenzia e dalla Guardia di Finanza in relazione alla suddetta fattispecie. In data 25 maggio 2015 l'Agenzia delle Dogane e dei Monopoli - Direzione Interregionale per la Liguria, il Piemonte e la Valle d'Aosta, ha trasmesso alle due consortili le note di risposta alle istanze. Con le succitate risposte l'Agenzia ha comunicato di ritenere sussistere nel caso i presupposti per il riconoscimento del legittimo affidamento, riconoscendo la buona fede dell'operato delle società nell'incertezza delle norme applicabili in campo fiscale, ma solo ai fini della non debenza delle sanzioni, degli interessi e dell'indennità di mora, mentre, secondo tale interpretazione dell'Agenzia stessa, resterebbe in ogni caso dovuto il tributo.

A fronte risposta della Direzione Interregionale la società Idroenergia S.c.r.l. (e la società Idroelettrica S.c.r.l.) ha provveduto ai pagamenti richiesti dai singoli Uffici delle Dogane contro cui successivamente è stato presentato ricorso alle Commissioni Tributarie Provinciali di competenza. Per tale ragione gli importi pagati sono stati iscritti a bilancio quali crediti verso gli Uffici delle Dogane, trattandosi di pagamenti che secondo la linea difensiva delle consortili sono non dovuti. Parte dei contenziosi in essere hanno avuto già un esito in primo grado.

Con riferimento all'evoluzione del contenzioso, si rimanda a quanto dettagliato in introduzione in termini di sentenze favorevoli e sfavorevoli di primo e secondo grado.

Si evidenzia che sono cinque le sentenze di primo grado il cui esito risulta ininfluenza ai fini del contenzioso: in questi casi, infatti, le CT interessate non si sono espresse nel merito in relazione alle ragioni esposte dalla Vostra società nei ricorsi depositati.

Le consortili Idroenergia S.c.r.l. e Idroelettrica S.c.r.l., attualmente incorporate nella Vostra società, si sono viste contestare, altresì, da parte della Agenzia delle Entrate di Aosta l'IVA da quest'ultima ritenuta dovuta sulle accise per gli anni 2009, 2010, 2011, 2012, 2013 per un

totale complessivo, dal 2009 al 2013, di Euro 10.249.458 oltre alle relative sanzioni di Euro 12.670.103, gli interessi, le indennità e le spese. La Vostra società e le sue incorporate hanno presentato ricorso contro gli avvisi di accertamento ricevuti, provvedendo, tra l'altro, al versamento di un terzo dell'imposta dovuta (oltre ad interessi, indennità e spese) a titolo di riscossione provvisoria per un totale di Euro 3.885.993.

Per quanto riguarda l'evoluzione del contenzioso si segnala che con la sentenza n. 13/2016 la CTP di Aosta si è espressa favorevolmente alle Consortili. L'Agenzia delle Entrate ha appellato la sentenza avanti la CTR con istanza di sospensiva dell'esecutività della sentenza impugnata per non procedere con il rimborso dell'IVA versata dalla società a titolo provvisorio. Con Ordinanza Collegiale n. 16/2016, depositata in data 17 ottobre 2016, la CTR di Aosta ha dichiarato l'inammissibilità dell'istanza di sospensione dell'esecutività della Sentenza n. 13/2016 pronunciata dalla Commissione Tributaria Provinciale di Aosta. A seguito della dichiarazione di inammissibilità, l'Agenzia delle Entrate di Aosta, in data 01 dicembre 2016, ha disposto il rimborso dell'IVA versata.

La CTR della Valle d'Aosta si è espressa nel merito della vertenza con la sentenza n.22/17 depositata il 23 ottobre 2017: ha accolto integralmente l'appello dell'Agenzia delle Dogane circa l'esigibilità dell'accisa e solo in parte l'appello proposto dall'Agenzia delle Entrate, per effetto dell'esclusione delle sanzioni amministrative e degli interessi moratori e dell'accoglimento della domanda svolta in via subordinata nell'appello incidentale della società in punto di riduzione della pretesa IVA.

Avverso la predetta sentenza, la società ha proposto ricorso per cassazione, notificato l'11 dicembre 2017 e iscritto a ruolo al Reg. Gen. n. 28682/2017 in data 15 dicembre 2017, nel quale ha impugnato la sentenza della C.T.R. di Aosta.

Medio tempore, stante l'esecutività della sentenza di appello, l'Agenzia delle Entrate ha proceduto alla notifica di due intimazioni di pagamento, con le quali, sulla base della sentenza della CTR, ha richiesto il pagamento delle somme dovute a titolo di IVA ed interessi da Idroenergia S.c.r.l. per i soli anni 2011 e 2013, per un ammontare di circa complessivi Euro 2 milioni.

Con istanza depositata presso la CTR di Aosta in data 4/1/2018, la società ha chiesto, ai sensi dell'art. 62-bis, D. Lgs. n. 546/1992, e anche con provvedimento d'urgenza inaudita altera parte:

- di sospendere l'esecutività della sentenza della C.T.R. della Valle D'Aosta, n. 22/1/2017, impugnata innanzi alla Corte di Cassazione;
- per l'effetto, sospendere in pendenza del giudizio di cassazione la riscossione delle somme di cui alle intimazioni di pagamento emesse dall'Agenzia delle Entrate per un ammontare di circa Euro 2 milioni, nonché di tutte le ulteriori somme (accise e IVA) dovute sulla base della predetta sentenza.

Con riferimento alle intimazioni di pagamento, la società, ritenendo non dovuti, sulla base del *dictum* della sentenza della CTR, gli interessi pretesi con le intimazioni, ha presentato ricorso alla CTP di Aosta (dep. 11/12/2017) contro le stesse, con richiesta di sospensione dell'esecuzione, anche *inaudita altera parte*.



Con decreto in data 15/12/2017, il presidente della CTP ha respinto la richiesta del provvedimento d'urgenza ed ha rinviato al collegio l'esame dell'istanza di sospensione nell'udienza del 20/2/2018.

La società ha pertanto effettuato il pagamento delle somme contestate in data 9/1/2018. La CTP di Aosta, con la sentenza n. 53/2018, depositata il 10/7/2018, ha accolto i ricorsi (dopo averli riuniti), statuendo non essere dovuti interessi. La CTR di Aosta ha confermato tale decisione, respingendo l'appello dell'Agenzia con sentenza n. 53/2018, dep. il 12/12/2018.

Con riferimento ai rimborsi ricevuti in data 1/12/2016, si segnala che in data 29/5/2017 (ric. dall'AE 30/5/2017) Idroenergia S.c.r.l. ha presentato alla DRE istanza di rimborso dei maggiori interessi ritenuti spettanti, pari a circa Euro 60.000.

In data 19/9/2017 l'Agenzia notificato provvedimento di diniego del rimborso: la società ha presentato ricorso alla CTP di Aosta, depositato in data 17/11/2017. La CTP di Aosta, con la sentenza n. 52/2018, depositata il 10/7/2018, ha accolto il ricorso. La CTR di Aosta ha confermato tale decisione, respingendo l'appello dell'Agenzia con sentenza n. 52/2018, dep. il 12/12/2018. La DRE ha informato di aver iniziato la procedura di rimborso.

Si segnala, altresì, che in data 15/1/2019 la DRE di Aosta dell'Agenzia Entrate ha iniziato una verifica generale relativa al periodo d'imposta 2016 in capo alla società C.V.A. Trading S.r.l. a s.u.: la verifica è attualmente in corso e non risultano per ora contestazioni verbalizzate.

RISCHI CONNESSI ALLA POLITICA AMBIENTALE

L'attività commerciale svolta dalla C.V.A. Trading S.r.l. a s.u. non comporta particolari rischi connessi alla politica ambientale; tuttavia, la direzione industriale del Gruppo C.V.A. si è dotata di una struttura dedicata alla sicurezza e ai controlli qualitativi in materia di inquinamento ambientale e smaltimento dei rifiuti. Il Gruppo C.V.A. ha adottato una politica, in materia di ambiente, rivolta non solo al rispetto della normativa vigente, ma anche al miglioramento continuo. Il mantenimento della certificazione ambientale ISO conferma ed assicura l'impegno del Gruppo C.V.A. nella salvaguardia dell'ambiente e nell'uso razionale delle risorse naturali.

Tali attività sono svolte nel rispetto delle normative vigenti.

Pertanto, non si evidenziano sanzioni o pene inflitte a C.V.A. Trading S.r.l. a s.u. per danni ambientali.

RISCHIO DI LIQUIDITÀ

Il rischio di liquidità rappresenta il rischio che le risorse finanziarie disponibili all'azienda non siano sufficienti per far fronte alle obbligazioni finanziarie, nei termini e scadenze prestabiliti.

La politica di gestione del rischio di liquidità della Vostra società è prudente, nel senso che la società adotta un'opportuna strategia per evitare criticità. L'obiettivo minimo è di dotare in ogni momento la società delle risorse finanziarie necessarie. Tale obiettivo è stato perseguito grazie all'intervento della controllante C.V.A. S.p.A. a s.u., con la quale è stato sottoscritto, in data 02

gennaio 2013, un contratto di conto corrente e convenzione di tesoreria accentrata per effetto del quale si potrà gestire, nel corso degli anni, il rischio liquidità senza fare ricorso all'indebitamento bancario, ricorrendo, invece, all'utilizzo dell'affidamento reso disponibile dalla controllante ed ammontante a 100.000 migliaia di Euro.

RISCHIO DI CREDITO

Il rischio di credito rappresenta l'esposizione della società di vendita del Gruppo C.V.A. a potenziali perdite derivanti dal mancato adempimento delle obbligazioni assunte dalla controparte.

Tale rischio può discendere sia da fattori di natura più strettamente tecnico-commerciale od amministrativo-legale (contestazioni sulla natura/quantità della fornitura, sulla interpretazione di clausole contrattuali, ecc.), sia da fattori di natura tipicamente finanziaria, ovvero il cosiddetto *credit standing* della controparte.

Le attività di vendita dell'energia sono concentrate in C.V.A. Trading S.r.l. a s.u., la cui esposizione al rischio di credito è principalmente legata alla corretta valutazione ed al monitoraggio del cliente a cui verrà poi effettuata la somministrazione di energia elettrica.

Al fine di controllare tale rischio, la Vostra società, con riferimento ai clienti del Mercato Libero, utilizza strumenti per la valutazione del cliente "*business*" e "*small business*" al momento della sua richiesta di fornitura, per il successivo monitoraggio dei flussi attesi e per l'attuazione delle eventuali azioni di recupero. Per quanto riguarda il rischio di credito relativo agli altri clienti del Mercato Libero, attivi nel segmento clienti definito "domestico" e del Mercato della Maggior Tutela, la Vostra società, pur non potendo implementare delle azioni volte alla valutazione preliminare del cliente, continuerà a mantenere gli standard di controllo già consolidati. Inoltre, per mitigare ulteriormente il rischio legato all'eventuale insolvenza dei clienti somministrati sul di Mercato Libero, è stato altresì stipulato un contratto per l'assicurazione dei crediti derivanti dalle forniture verso clienti *business and small business*.

Tali azioni hanno permesso di rilevare a bilancio, nonostante il proseguire della crisi economica e finanziaria in atto, costi per svalutazione dei crediti vantati verso la clientela per soli 65 migliaia di Euro (506 migliaia di Euro nell'anno precedente), stante la sostanziale congruità del fondo accertato nei passati esercizi.

TRATTAMENTO DELLE INFORMAZIONI RISERVATE

Il 4 maggio 2016 è stato pubblicato sulla Gazzetta Ufficiale dell'Unione Europea il Regolamento 2016/679 (GDPR) del 27 aprile 2016 relativo alla protezione delle persone fisiche con riguardo al trattamento dei dati personali, successivamente entrato in vigore il 25 maggio 2018. Con il D. Lgs. n. 101/2018, vigente a partire dal 19 settembre 2018, l'Italia ha adeguato la normativa nazionale alle disposizioni del GDPR, adeguando ed aggiornando il D. Lgs. n. 196/2003 (Codice Privacy).

Per rendere la protezione dei dati ancora più sicura ed effettiva il GDPR ha previsto la figura



del Data Protection Officer (DPO) ovvero il Responsabile della protezione dei dati; una figura professionale con particolari competenze in campo informatico, giuridico, di valutazione del rischio e di analisi dei processi, la cui responsabilità principale è quella di sovrintendere alla gestione del trattamento dei dati personali nel rispetto delle normative *privacy* europee e nazionali.

Il Titolare del trattamento della C.V.A. S.p.A. a s.u. ha nominato un unico DPO per le società del Gruppo C.V.A. dotate di lavoratori alle proprie dipendenze, compresa la società, i cui principali compiti sono: i) fornire consulenza in merito al GDPR ed alle altre disposizioni in materia di protezione dei dati personali; ii) verificare costantemente l'osservanza del GDPR e delle altre disposizioni in materia di protezioni dei dati personali, attraverso un'adeguata strutturazione di attività di controllo periodiche, in loco e a distanza; iii) curare la formazione del personale in materia di protezione dei dati personali; iv) fornire pareri preventivi in merito alla valutazione di impatto in materia di *privacy*, ad esempio in occasione dell'introduzione di un nuovo trattamento di dati personali; v) cooperare, quando necessario, con le autorità di controllo.

CORPORATE GOVERNANCE

MODELLO ORGANIZZATIVO E GESTIONALE

Il D. Lgs. 8 giugno 2001 n. 231, rubricato "Disciplina della responsabilità amministrativa delle persone giuridiche, delle società e delle associazioni anche prive di personalità giuridica", ha introdotto nell'ordinamento giuridico italiano un regime di responsabilità amministrativa a carico delle società per alcune fattispecie di reato (a titolo esemplificativo e non esaustivo, reati contro la pubblica amministrazione, reati societari, ecc.) commesse da persone che rivestono funzioni di rappresentanza, di amministrazione o di direzione dell'ente, nonché da persone sottoposte alla direzione o alla vigilanza di questi ultimi, nell'interesse o a vantaggio delle società stesse.

In attuazione di quanto previsto dall'art. 6 del suddetto D. Lgs. n. 231/2001, l'organo amministrativo della società ha deliberato l'approvazione del proprio "Modello di Organizzazione, Gestione e Controllo".

Scopo di tale modello è la predisposizione di un sistema strutturato ed organico di procedure e di attività di controllo, volto a prevenire la commissione delle diverse tipologie di reato contemplate dal D. Lgs. n. 231/2001. Parimenti, la medesima società ha provveduto a nominare un Organismo di Vigilanza con mandato triennale.

L'Organismo è composto da tre membri nominati che, come detto, vigilano sul funzionamento e l'osservanza del Modello; l' Organismo di Vigilanza, dotato di autonomi poteri di iniziativa e di controllo, ha riferito puntualmente il proprio operato nelle Relazioni periodiche sottoposte all'attenzione del Consiglio di Amministrazione, nell'ambito delle quali è stato evidenziato anche quanto emerso dai flussi informativi di rilievo ricevuti dalle diverse strutture aziendali interessate. Sotto il medesimo profilo, è stata cura dell'Organismo di Vigilanza monitorare gli aggiornamenti normativi, nonché le modifiche strutturali che hanno interessato la società, così

da valutare costantemente adeguatezza e rispondenza del modello organizzativo societario; per tale ragione, sono state eseguite le attività prodromiche alla rivisitazione dell'intero documento.

Infine, allo scopo di verificare l'attualità degli standard di controllo già implementati per le attività ritenute sensibili ai sensi del citato Decreto, l'Organismo ha valutato e suggerito gli eventuali adeguamenti necessari, supportando C.V.A. Trading S.r.l. a s.u. nell'implementazione di nuove specifiche procedure aziendali e/o nell'aggiornamento di quelle vigenti e nell'attività di formazione ed informazione di tutto il personale aziendale della stessa.

CODICE ETICO E DI COMPORTAMENTO

La consapevolezza dei risvolti etici, morali, sociali ed ambientali che accompagnano le attività poste in essere dalle società del Gruppo C.V.A., unitamente alla considerazione dell'importanza rivestita tanto da un approccio cooperativo con gli *stakeholder* quanto dalla buona reputazione delle stesse, hanno ispirato la stesura del Codice Etico e di Comportamento del Gruppo C.V.A..

L'emissione del Codice Etico e di Comportamento è stata adottata con delibera del Consiglio di Amministrazione della controllante C.V.A. S.p.A. a s.u. ed il documento è unico per tutte le società del Gruppo C.V.A., le quali ne hanno ratificato l'entrata in vigore con un'opportuna delibera dei relativi organi amministrativi. Il Codice Etico e di Comportamento è vincolante, poiché espressivo degli impegni e delle responsabilità etiche nella conduzione degli affari e delle attività aziendali assunti da tutti i collaboratori.

NORMATIVA IN MATERIA DI AMMINISTRAZIONE TRASPARENTE

La Legge 6 novembre 2012, n. 190 ed il D. Lgs. 14 marzo 2013, n. 33 hanno introdotto rilevanti obblighi in materia di prevenzione della corruzione, di pubblicità e trasparenza in capo alle pubbliche amministrazioni nonché alle società da queste controllate o partecipate. Tali disposizioni trovano attuazione nel contesto di C.V.A. Trading S.r.l. a s.u., in forza delle modifiche dell'ambito soggettivo di applicazione apportate dal D. Lgs. n. 97/2016 e dal D. Lgs. n. 175/2016, ponendo in capo alla stessa diversi adempimenti: in particolare, viene richiesta la predisposizione di misure di prevenzione della corruzione e di pubblicità e trasparenza integrative di quelle adottate ai sensi del D. Lgs. n. 231/2001, nonché la pubblicazione periodica di una serie di dati ed informazioni societarie all'interno della sezione "Società Trasparente" appositamente creata sul sito istituzionale di C.V.A. Trading S.r.l. a s.u..

Stante la volontà di ottemperare alle suddette prescrizioni, nel corso del 2018 C.V.A. Trading S.r.l. a s.u. ha provveduto a nominare un Referente interno del Responsabile della prevenzione della corruzione e della trasparenza della capogruppo C.V.A. S.p.A. a s.u., in ottemperanza a quanto previsto nella Determinazione ANAC n. 1134/2017 "*Nuove linee guida per l'attuazione della normativa in materia di prevenzione della corruzione e trasparenza da parte delle società e degli enti di diritto privato controllati e partecipati dalle pubbliche amministrazioni e degli enti pubblici economici*", entrata in vigore in data 5 dicembre 2017, data di pubblicazione dell'avviso sulla Gazzetta Ufficiale.



Si chiarisce che solo con l'adozione delle sopra menzionate Linee guida, l'ANAC ha precisato gli obblighi di adozione di misure di prevenzione della corruzione e della trasparenza in base alla natura dei soggetti e delle attività svolte.

Nel corso del 2018 C.V.A. Trading S.r.l. a s.u. ha, inoltre, avviato il processo per l'integrazione delle misure anticorruzione e trasparenza all'interno del proprio Modello 231 e ha implementato la sezione "Società Trasparente" sul proprio sito web istituzionale, ad oggi costantemente aggiornata.

Per completezza, si segnala che il Gruppo C.V.A. è altresì soggetto all'applicazione degli obblighi di trasparenza imposti dalla normativa regionale della Valle d'Aosta, ed in particolare dalla L.R. 23 luglio 2010, n. 22 (c.d. "*Opération Transparence*"). In virtù di tale prescrizione, C.V.A. Trading S.r.l. a s.u. pubblica nella rispettiva sezione del proprio sito aziendale i dati e le informazioni richieste dalla normativa regionale, aggiornando gli stessi secondo la periodicità prevista.

ATTIVITÀ DI DIREZIONE E COORDINAMENTO E RAPPORTI CON PARTI CORRELATE

La Vostra società non detiene partecipazioni di controllo in altre società, mentre è sottoposta al controllo della società C.V.A. S.p.A. a s.u., che ne detiene direttamente la totalità delle quote. In base agli artt. 2497 e seguenti del Codice Civile, così come aggiunti dall'art. 5 D. Lgs. 17 gennaio 2003 n. 6, si dichiara che la società è soggetta ad attività di direzione e coordinamento da parte del socio unico C.V.A. S.p.A. a s.u..

Nell'ambito della nota integrativa vengono evidenziati i rapporti intercorsi con la società che esercita l'attività di direzione e coordinamento (C.V.A. S.p.A. a s.u.), con le altre società dalla stessa controllate (CVA Vento S.r.l. a s.u., Wind Farm Monteverde S.r.l. a s.u., Deval S.p.A. a s.u., Valdigne Energie S.r.l.), nonché con le altre parti correlate.

Le operazioni rientranti nell'attività di direzione e coordinamento concluse nell'esercizio 2018 non sono qualificabili né come atipiche né come inusuali, e rientrano nell'ordinario corso degli affari.

In ottemperanza a quanto richiesto dal comma 5 dell'articolo 2497-bis del Codice Civile:

- si rinvia a quanto indicato nell'apposito paragrafo della presente relazione per quanto riguarda l'informativa concernente i rapporti intrattenuti con chi esercita l'attività di direzione e coordinamento e le società dalla stessa controllate;
- si ribadisce che l'appartenenza al Gruppo C.V.A. ha permesso alla Vostra società di fruire di benefici in tutti i settori della gestione e che, per quanto riguarda gli effetti sul risultato dell'esercizio, gli stessi possono essere considerati positivi in quanto, in assenza di tale appartenenza, riteniamo che la Vostra società non avrebbe potuto esercitare la propria attività se non sopportando maggiori costi.

In particolare si segnala che il contratto di riaddebito *intercompany* dei servizi resi dalla capogruppo C.V.A. S.p.A. a s.u. in *outsourcing* è stato rivisto, seguendo i dettami della normativa di settore, utilizzando, per lo più, il criterio di assorbimento delle attività

rappresentato dal metodo delle time-card.

Tale criterio risulta maggiormente rappresentativo ed ha consentito alla società, di realizzare un consistente risparmio in termini di costi relativi ai servizi in staff.

Le tabelle seguenti riepilogano i rapporti economici e patrimoniali intercorsi con le società del Gruppo C.V.A. e le altre parti correlate nell'esercizio di riferimento (principalmente riferiti alla somministrazione/acquisto di energia ed ai servizi di *outsourcing* acquistati dalla capogruppo C.V.A. S.p.A. a s.u.):

Società	Anno 2018			Anno 2017		
	Crediti finanziari	Crediti comm.II	Crediti diversi	Crediti finanziari	Crediti comm.II	Crediti diversi
Società controllante	60.771	99.948	22	47.165	93.436	6.448
CVA S.p.A.	60.771	99.948	22	47.165	93.436	6.448
Società sottoposte al controllo congiunto		268			295	
DEVAL S.p.A.		227			207	
CVA TRADING S.r.l.		-			0	
VALDIGNE ENERGIE S.r.l.		1			1	
CVA VENTO S.r.l.		5			4	
Altre Società Gruppo CVA		35			83	
Altre parti correlate		1.809			2.113	
MONTEROSA S.P.A.		335			511	
REGIONE AUTONOMA VALLE D'AOSTA		330			310	
CASINO DE LA VALLEE S.P.A.		319			82	
FUNIVE DEL PICCOLO S. BERNARDO S.P.		288			292	
CERVINO SPA		230			229	
COURMAYEUR MONT BLANC FUNIVE S.P.A.		154			121	
FUNIVE MONTE BIANCO S.P.A.		45				
ISECO S.P.A.		24				
STRUTTURA VALLE D'AOSTA S.R.L.		20				
AEROPORTO VALLE D'AOSTA S.P.A.		16				
SITRASB S.P.A.		15				
AUTOPORTO VALLE D'AOSTA S.P.A.		12				
IN.VA S.P.A.		10				
VALECO S.P.A.		7				
PROGETTO FORMAZIONE S.C.R.L.		1				
Altre Parti Correlate		4				

Società	Anno 2018			Anno 2017		
	Debiti finanziari	Debiti comm.II	Debiti diversi	Debiti finanziari	Debiti comm.II	Debiti diversi
Società controllante		139.990	3.818		125.871	1.288
CVA S.p.A.		139.990	3.818		125.871	1.288
Società sottoposte al controllo congiunto		9.186			9.020	
DEVAL S.p.A.		8.578			8.912	
VALDIGNE ENERGIE S.r.l.		221			107	
CVA VENTO S.r.l.		386				
Altre parti correlate		26			15	
Altre - Sindaci e Amministratori		26			15	



Società	Anno 2018			Anno 2017		
	Ricavi delle vendite	Altri ricavi e proventi	Proventi finanziari	Ricavi delle vendite	Altri ricavi e proventi	Proventi finanziari
Società controllante	1.252	-	31	1.163	2.743	32
CVA S.p.A.	1.252	-	31	1.163	2.743	32
Società sottoposte al controllo congiunto	530	422	-	229		
DEVAL S.p.A.	244	422		221	3	
CVA TRADING S.r.l.				2		
VALDIGNE ENERGIE S.r.l.	12			9		
CVA VENTO S.r.l.	75			41		
Altre Società Gruppo CVA	199					
Altre parti correlate	9.507	1		9.904		
REGIONE AUTONOMA VALLE D'AOSTA	1.852			1.848		
MONTEROSA S.p.A.	1.586			1.670		
CERVINO SPA	1.441			1.576		
CASINO DE LA VALLEE S.p.A.	1.167			1.092		
AFUNIVE DEL PICCOLO S. BERNARDO S.p.A.	775			817		
GOURMAYEUR MONT BLANC FUNIVE S.p.A.	740			784		
FUNIVE MONTE BIANCO S.p.A.	411			368		
STRUTTURA VALLE D'AOSTA S.R.L.	281			200		
ISECO S.p.A.	240			186		
AUTOPORTO VALLE D'AOSTA S.p.A.	174			151		
SITRASB S.p.A.	162			135		
INVA S.p.A.	117			107		
Altre Parti Correlate	562			972		

Società	Anno 2018			Anno 2017		
	Costi operativi	Altri oneri	Oneri finanziari	Costi operativi	Altri oneri	Oneri finanziari
Società controllante	140.683	271	-	107.904	334	-
CVA S.p.A.	140.683	271		107.904	334	
Società sottoposte al controllo congiunto	55.628	-	-	52.638	-	-
Deval S.p.A.	49.462			49.498		
CVA Trading S.r.l.				2		
Valdigne Energie S.r.l.	4.870			3.138		
CVA Vento S.r.l.	1.296					
Altre Società Gruppo CVA	-					
Altre parti correlate	11					

QUOTE PROPRIE

Alla data del 31 dicembre 2018, C.V.A. Trading S.r.l. a s.u. non risultava in possesso direttamente, per tramite di società fiduciaria o per interposta persona né di quote proprie né di azioni della società controllante.

FATTI DI RILIEVO AVVENUTI DOPO LA CHIUSURA DELL'ESERCIZIO

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

PREVEDIBILE EVOLUZIONE DELLA GESTIONE

Il contesto di mercato in cui opera la Vostra società appare, oggi ed in prospettiva, potenzialmente favorevole per gli operatori nel settore della vendita ai clienti finali, soprattutto grazie a:

- sviluppo tecnologico:
 - delle apparecchiature attraverso migliori prestazioni/minori costi (impianti da fonti rinnovabili, storage, mobilità elettrica, ...);

- delle infrastrutture/sistemi di comunicazione attraverso la digitalizzazione (piattaforme web e app, servizi cloud, analisi dei big data);
- evoluzione della normativa (riforma del dispacciamento);
- tendenza generale allo sviluppo del consumatore in ottica 'smart' (*prosumer*);
- prossima fine del regime tutelato.

In tale contesto si ritiene che la strategia di breve termine della Vostra società si focalizzerà nello sviluppo del portafoglio clienti *retail* e *business*.

Le attese per il 2019 restano positive benché si ipotizzi che i risultati della Vostra società risentiranno della volatilità dei prezzi dell'energia elettrica e della forte competitività nel mercato della clientela *business* e *retail*.

ELENCO DELLE SEDI SECONDARIE

C.V.A. Trading S.r.l. a s.u., al 31/12/2018, oltre che nella sede legale di Via Stazione, 31 a Châtillon (AO), esercita la propria attività nelle sedi di:

- Aosta, Via Monsignor Duc, 3;
- Aosta, Via Clavalité 8;
- Morgex, Via Valdigne 57;
- Pont Saint Martin, Via Resistenza 4.



BILANCIO AL 31/12/2018

CONTO ECONOMICO

Importi in Euro	Note	Anno 2018		Anno 2017	
		Totale	Di cui parti correlate	Totale	Di cui parti correlate
Ricavi					
Ricavi delle prestazioni	(1)	768.195.998	11.290.157	765.812.796	11.568.349
Altri ricavi e proventi	(2)	2.006.089	423.544	1.682.742	145.409
TOTALE RICAVI (A)		770.202.087		767.495.538	
Costi operativi					
Costi per materie prime e servizi	(3)	763.302.180	196.582.988	759.341.231	173.970.756
Costi del personale	(4)	3.960.047	-	3.653.696	-
Altri costi operativi	(5)	1.174.483	10.824	1.054.594	-
TOTALE COSTI OPERATIVI (B)		768.436.710		764.049.522	
MARGINE OPERATIVO LORDO (A-B)		1.765.377		3.446.016	
Ammortamenti, accantonamenti e svalutazioni					
Ammortamenti	(6)	100.663	-	252.502	-
Accantonamenti e svalutazioni	(7)	290.676	-	10.720.525	-
TOTALE AMMORTAMENTI, ACCANTONAMENTI E SVALUTAZIONI (C)		391.339	-	10.973.027	-
RISULTATO OPERATIVO (A-B+/-C)		1.374.038		-7.527.011	
Gestione finanziaria					
Proventi finanziari	(8)	329.145	31.231	275.215	32.479
Oneri finanziari	(8)	378.435	-	1.076.446	-
TOTALE GESTIONE FINANZIARIA (D)		-49.290		-801.231	
RISULTATO PRIMA DELLE IMPOSTE (A-B+/-C+/-D)		1.324.748		-8.328.242	
Imposte sul reddito	(9)	517.906	-	1.526.431	-2.742.736
Risultato netto delle attività in continuità		806.842		-9.854.674	
Risultato netto delle attività cessate		-	-	-	-
RISULTATO NETTO DEL PERIODO		806.842		-9.854.674	

PROSPETTO DELLE ALTRE COMPONENTI DEL CONTO ECONOMICO COMPLESSIVO

Importi in Euro	Note	Anno 2018	Anno 2017
Risultato del periodo (A)	(23)	806.842	(9.854.674)
Altre componenti del conto economico complessivo riclassificabili a Conto Economico nei periodi successivi (al netto dell'effetto fiscale)			
- Quota efficace delle variazioni di fair value della copertura di flussi finanziari (cash flow hedge)	(23)	10.729.868	5.151.620
Totale delle altre componenti del conto economico complessivo riclassificabili a Conto Economico nei periodi successivi (al netto dell'effetto fiscale) (B)		10.729.868	5.151.620
Altre componenti del conto economico complessivo non riclassificabili a Conto Economico nei periodi successivi (al netto delle imposte)			
- Rimisurazione delle passività per piani a benefici definiti ai dipendenti	(23)	(312)	(15.500)
Totale delle altre componenti del conto economico complessivo non riclassificabili a Conto Economico nei periodi successivi (al netto delle imposte) (C)		(312)	(15.500)
Totale Utile/(perdita) rilevata direttamente a patrimonio netto (B+C)		10.729.556	5.136.120
Utile complessivo rilevato nell'esercizio (A+B+C)		11.536.398	(4.718.554)



SITUAZIONE PATRIMONIALE E FINANZIARIA: ATTIVO

Importi in Euro	Note	Anno 2018		Anno 2017	
		Totale	Di cui parti correlate	Totale	Di cui parti correlate
ATTIVITA'					
Attività non correnti					
Attività materiali	(10)	86.029	-	37.148	-
Attività immateriali	(11)	-	-	87.830	-
Partecipazioni	(12)	118	-	118	-
Attività per imposte anticipate	(13)	2.478.926	-	2.393.340	-
Altre attività non correnti	(14)	1.004.743	-	485.225	-
Totale attività non correnti		3.569.816		3.003.661	
Attività correnti					
Rimanenze	(15)	14.719	-	22.508	-
Crediti commerciali	(16)	218.263.205	102.024.668	202.359.272	95.844.143
Crediti per imposte sul reddito	(17)	123.749	21.808	6.787.535	6.448.023
Altri crediti tributari	(18)	3.348.902		5.277.098	2.493.944
Derivati	(19)	22.290.731	-	9.920.906	-
Altre attività finanziarie correnti	(20)	60.770.696	60.770.696	47.165.191	47.165.191
Altre attività correnti	(21)	6.402.010	242	6.845.864	239
Disponibilità liquide e mezzi equivalenti	(22)	3.208.105	-	6.636.170	-
Totale attività correnti		314.422.117		285.014.544	
Attività classificate come possedute per la vendita		-		-	
TOTALE ATTIVITA'		317.991.933		288.018.205	

SITUAZIONE PATRIMONIALE E FINANZIARIA: PASSIVO

Importi in Euro	Note	Anno 2018		Anno 2017	
		Totale	Di cui parti correlate	Totale	Di cui parti correlate
PATRIMONIO NETTO					
Capitale sociale		3.000.000	-	3.000.000	
Altre riserve		36.035.853	-	35.160.971	-
Utili/(Perdite) accumulate		1.114.314	-	1.267.456	-
Risultato netto dell'esercizio		806.842	-	-9.854.674	-
Totale patrimonio netto	(23)	40.957.009		29.573.753	
PASSIVITA'					
Passività non correnti					
Benefici ai dipendenti	(24)	590.471	-	622.074	-
Fondi per rischi ed oneri	(25)	16.787.435	-	19.044.642	-
Passività per imposte differite	(13)	8.406.168	-	4.254.112	-
Totale passività non correnti		25.784.074		23.920.828	
Passività correnti					
Debiti commerciali	(26)	229.265.359	149.201.890	218.537.715	134.905.684
Debiti per imposte sul reddito	(27)	3.186.670	3.186.670	-	-
Altri debiti tributari	(28)	4.385.650	627.093	5.326.018	1.287.502
Derivati	(19)	10.799.651	-	6.837.986	-
Altre passività correnti	(29)	3.613.519	3.787	3.821.906	-
Totale passività correnti		251.250.850		234.523.624	
Passività correlate ad attività destinate ad essere cedute		-	-	-	-
TOTALE PATRIMONIO NETTO E PASSIVITA'		317.991.933		288.018.205	

PROSPETTO DELLE VARIAZIONI DEL PATRIMONIO NETTO

Euro	Capitale Sociale	Riserva Legale	Altre riserve	Riserva da rimisuraz. per piani a benefici ai dipendenti	Riserva di cash flow hedge	Utile/(Perdite) accumulati	Risultato netto esercizio	Totale
Al 01 gennaio 2017	3.000.000	600.000	11.442.725	-38.260	5.841.981	-915.082	2.182.538	22.113.902
Riparto utili / (perdite) 2016								
- utili portati a nuovo	-	-	-	-	-	2.182.538	-2.182.538	-
Utile / (Perdita) complessivo rilevato nell'esercizio								
- utili e perdite rilevate direttamente a patrimonio netto	-	-	-	-15.500	5.151.620	-	-	5.136.120
- utile dell'esercizio	-	-	-	-	-	-	-9.854.674	-9.854.674
Altri movimenti	-	-	12.178.405	-	-	-	-	-
Al 31 dicembre 2017	3.000.000	600.000	23.621.130	-53.760	10.993.601	1.267.456	-9.854.674	29.573.753
Al 01 gennaio 2018	3.000.000	600.000	23.621.130	-53.760	10.993.601	1.267.456	-9.854.674	29.573.753
Riparto utili / (perdite) 2017								
- utili portati a nuovo	-	-	-9.854.674	-	-	-	9.854.674	-
Utile / (Perdita) complessivo rilevato nell'esercizio								
- utili e perdite rilevate direttamente a patrimonio netto	-	-	-	-312	10.729.868	-	-	10.729.556
- utile dell'esercizio	-	-	-	-	-	-	806.842	806.842
Altri movimenti	-	-	-	-	-	-153.142	-	-
Al 31 dicembre 2018	3.000.000	600.000	13.766.456	-54.072	21.723.469	1.114.314	806.842	40.957.009

RENDICONTO FINANZIARIO

Importi in Euro	Anno 2018	Anno 2017
A. Flussi finanziari derivanti dall'attività operativa (metodo indiretto)		
Utile (perdita) dell'esercizio	806.842	(9.854.674)
Imposte sul reddito	517.906	1.526.431
Interessi passivi finanziari netti	49.290	801.231
Accantonamenti e proventizzazioni fondi rischi e oneri	513.361	9.770.179
Accantonamenti e proventizzazioni TFR e altri benefici	14.933	19.037
Ammortamenti delle immobilizzazioni	100.663	252.502
Svalutazioni crediti	290.676	950.346
Svalutazioni, rivalutazioni e plus/minusvalenze	-	(51)
Risultato di partecipazioni valutate ad equity	-	-
Altre rettifiche per elementi non monetari	-	-
Flusso finanziario post rettifiche elementi non monetari	2.293.671	3.465.002
Variazione del CCN		
Decr./(incr.) dei crediti commerciali al netto della sval.	(16.194.609)	24.777.170
Incremento/(decremento) dei debiti verso fornitori	10.727.644	(47.653.834)
Incremento/(decremento) altre attività/passività correnti	16.951.501	6.560.806
<i>di cui: imposte nette (pagate)/rimborsate</i>	<i>9.247.062</i>	<i>(8.499.020)</i>
Variazioni del CCN	11.484.537	(16.315.858)
Flusso finanziario dopo le variazioni del CCN	13.778.208	(12.850.856)
Altre variazioni non ricomprese nelle variazioni del CCN		
Variazione netta Fondi Rischi ed Oneri	(3.089.436)	7.442.541
Variazione netta TFR ed altri benefici ai dipendenti	(54.971)	(71.841)
Variazione altre Attività e passività non ricomprese nel ccn	(519.518)	(297.184)
Altre variazioni non ricomprese nelle variazioni del CCN	(3.663.925)	7.073.516
Flusso finanziario della gestione operativa (A)	10.114.283	(5.777.340)
B. Flussi finanziari derivanti dall'attività d'investimento		
(Investimenti)/Disinvestimenti - Immobilizzazioni materiali	(61.714)	(14.830)
(Investimenti)/Disinvestimenti - Immobilizzazioni immateriali	-	-
(Investimenti)/Disinvestimenti - partecipazioni ed avviamento	-	-
(Investimenti)/Disinvestimenti o rimborsi - Attività finanziarie (correnti e non)	(2.104)	18.748
Flusso finanziario dell'attività di investimento (B)	(63.818)	3.918
C. Flussi finanziari derivanti dall'attività di finanziamento		
Interessi incassati/(pagati)	278.013	251.605
Mezzi di terzi	(13.603.400)	(2.185.600)
Incremento (decremento) Attività/passività finanziarie tesoreria accentrata	(13.603.400)	(2.185.600)
Accensione/(Rimborso) finanziamenti	-	-
Mezzi propri	(153.142)	12.178.405
Aumento di capitale a pagamento	-	-
(Rimborso di capitale)	-	-
Altri incrementi (decrementi) di capitale	(153.142)	12.178.405
Variazione crediti verso soci	-	-
Cessione (acquisto) di azioni proprie	-	-
Dividendi (e acconti su dividendi) pagati	-	-
Flusso finanziario dell'attività di finanziamento (C)	(13.478.529)	10.244.410
Incremento (decremento) delle disponibilità liquide (A + B + C)	(3.428.065)	4.470.989
<i>Di cui disponibilità liquide nette da operazioni straord.</i>	<i>-</i>	<i>78.117</i>
Disponibilità liquide al 01 gennaio	6.636.170	2.165.182
Disponibilità liquide al 31 dicembre	3.208.105	6.636.170

NOTE ILLUSTRATIVE AL BILANCIO

INFORMAZIONI SOCIETARIE

Il bilancio d'esercizio della C.V.A. Trading S.r.l. a s.u. (di seguito, per brevità, anche "**CVA TRADING**" o "**la Società**") per l'esercizio chiuso al 31 dicembre 2018 è stato autorizzato dal Consiglio di Amministrazione in data 27 marzo 2019. La Società, ed il Gruppo C.V.A., di cui fa parte, opera nel settore dell'energia elettrica. La Società, che ha forma giuridica di società a responsabilità limitata a socio unico, ha la sua sede legale presso Châtillon (Aosta), in Via Stazione, 31.

FORMA E CONTENUTO DEL BILANCIO

Il bilancio d'esercizio della Società per l'esercizio chiuso al 31 dicembre 2018 è stato predisposto in accordo con gli *International Financial Reporting Standards* (IFRS) emessi dall'*International Accounting Standards Board* (IASB).

A tale proposito si precisa che i principi ed i criteri contabili applicati al presente bilancio sono conformi a quelli adottati nell'anno precedente, salvo i "Principi contabili, emendamenti ed interpretazioni omologati applicati dal 01 gennaio 2018", a cui si rimanda.

Il bilancio d'esercizio è stato redatto in base al principio del costo storico, tranne che per gli strumenti finanziari derivati, le attività finanziarie disponibili per la vendita, i corrispettivi potenziali e le passività per distribuzioni non monetarie che sono iscritti al *fair value*. Il valore contabile delle attività e passività che sono oggetto di operazioni di copertura del *fair value* e che sarebbero altrimenti iscritte al costo ammortizzato, è rettificato per tenere conto delle variazioni del *fair value* attribuibile ai rischi oggetto di copertura. Il bilancio d'esercizio è presentato in Euro e tutti i valori sono arrotondati alle migliaia di Euro, se non altrimenti indicato.

Il bilancio d'esercizio fornisce informazioni comparative riferite all'esercizio chiuso al 31 dicembre 2017.

Il bilancio d'esercizio al 31 dicembre 2018 è costituito dalla Situazione Patrimoniale-Finanziaria, dal Conto Economico, dal Prospetto delle altre componenti di conto economico complessivo, dal Prospetto delle variazioni di Patrimonio Netto, dal Rendiconto finanziario e dalle Note illustrative.

Si specifica che per la Situazione Patrimoniale-Finanziaria la classificazione delle attività e passività è effettuata secondo il criterio "corrente/non corrente" con specifica separazione delle attività e passività cessate o destinate a essere cedute. Un'attività viene considerata 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;
- 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.

Tutte le altre attività sono classificate come non correnti.

Una passività è corrente quando:

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

Tutte le altre passività sono classificate come non correnti.

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

Il Conto Economico è classificato in base alla natura dei costi. In aggiunta al Risultato Operativo, il prospetto di Conto Economico evidenzia il Margine Operativo Lordo ottenuto sottraendo al totale ricavi il totale dei costi operativi.

Si evidenzia che la Società, sulla base di un riesame delle modalità di presentazione del bilancio, ha adeguato lo schema di rendiconto finanziario rispetto all'esercizio precedente ritenendo che la nuova presentazione fornisca una maggiore chiarezza espositiva e informazioni più rilevanti per gli utilizzatori del bilancio in considerazione della natura della Società e delle sue operazioni.

La Società, a partire dall'esercizio 2018, ha inoltre optato per la c.d. "*net presentation*" del margine di negoziazione dell'attività di *trading* sull'energia elettrica all'interno dello schema di conto economico, ritenendo che la nuova esposizione – unitamente alle relative note illustrative - fornisca una migliore rappresentazione della sostanza dell'operazione come richiesto dai principi contabili di riferimento.

Con riferimento a quanto sopra, le informazioni comparative sono state coerentemente riclassificate.

SINTESI DEI PRINCIPALI PRINCIPI CONTABILI

ATTIVITÀ MATERIALI

Immobili impianti e macchinari

Gli immobili in costruzione, i macchinari e gli impianti sono rilevati al costo storico, al netto del relativo fondo di ammortamento e delle perdite di valore cumulate. 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, la Società li ammortizza separatamente in base alla specifica vita utile. Allo stesso modo, in occasione di revisioni straordinarie, il costo è incluso nel valore contabile dell'impianto o del macchinario. Tutti gli altri costi di riparazione, manutenzione e sostituzione che non comportino modificazioni della vita utile, della sicurezza o della produttività sono rilevati nel conto economico quando sostenuti.

L'ammortamento è calcolato a quote costanti sulla vita utile stimata del bene come segue:

Voci di bilancio	Aliquote di amm.to (%)
Attrezzature industriali e commerciali	9,09% - 50,00%
Impianti e macchinari	20,00%
Migliorie su beni di terzi	16,67% - 25,00%
Altri beni	6,00% - 20,00%

Il valore contabile di ogni elemento di immobili, impianti, macchinari e di ogni componente significativo inizialmente rilevato viene interamente svalutato quando non ci si attende alcun beneficio economico futuro dal suo utilizzo o dismissione; il valore contabile viene invece eliminato al momento della dismissione. L'eventuale utile o 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 quando l'elemento è eliminato contabilmente.

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

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 accumulate.



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.

L'ammortamento è calcolato a quote costanti sulla vita utile stimata delle attività immateriali come segue:

Voci di bilancio	Aliquote di amm.to (%)
Diritti di brevetto e di utilizzazione di opere dell'ingegno	20%

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 (successivamente "CGU"). 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 e il valore contabile dell'attività immateriale e sono rilevate nel prospetto dell'utile/(perdita) d'esercizio nell'esercizio in cui avviene l'eliminazione.

PERDITA DI VALORE DI ATTIVITÀ NON FINANZIARIE

Ad ogni chiusura di bilancio la Società valuta l'eventuale esistenza di indicatori di perdita di valore delle attività. In tal caso, o nei casi in cui è richiesta una verifica annuale sulla perdita di valore, la Società effettua una stima del valore recuperabile. Il valore recuperabile è il maggiore fra il *fair value* dell'attività o della CGU, 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 portarla al valore recuperabile.

Nel determinare il valore d'uso, la Società sconta al valore attuale i flussi finanziari stimati futuri usando un tasso di sconto ante-imposte, 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. Tali calcoli sono corroborati

da opportuni moltiplicatori di valutazione e altri indicatori di *fair value* disponibili.

La Società basa il proprio *test* di *impairment* su *budget* dettagliati e calcoli previsionali, predisposti separatamente per ogni CGU. Questi *budget* e calcoli previsionali coprono generalmente un periodo di cinque anni. Per proiettare i futuri flussi di cassa oltre il quinto anno viene calcolato un tasso di crescita a lungo termine.

Le perdite di valore di attività in funzionamento sono rilevate nel prospetto dell'utile/(perdita) d'esercizio nelle categorie di costo coerenti con la destinazione dell'attività che ha evidenziato la perdita di valore. Fanno eccezione le immobilizzazioni precedentemente rivalutate, laddove la rivalutazione sia stata contabilizzata tra le altre componenti di conto economico complessivo. In tali casi la perdita di valore è a sua volta rilevata tra le altre componenti conto economico complessivo fino a concorrenza della precedente rivalutazione.

A ogni chiusura di bilancio la Società 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. Tale ripresa è rilevata nel prospetto dell'utile/(perdita) d'esercizio salvo che l'immobilizzazione non sia contabilizzata a valore rivalutato, nel qual caso la ripresa è trattata come un incremento da rivalutazione.

PARTECIPAZIONI

Le partecipazioni in altre imprese sono valutate al *fair value*, ove possibile. Quando il *fair value* non può essere attendibilmente determinato, le partecipazioni sono valutate al costo, rettificato per perdite durevoli di valore, il cui effetto è rilevato nel conto economico. Il rischio derivante da eventuali perdite eccedenti il valore di carico della partecipazione è rilevato in un apposito fondo nella misura in cui la partecipante è impegnata ad adempiere a obbligazioni legali o implicite nei confronti dell'impresa partecipata o comunque a coprire le sue perdite.

STRUMENTI FINANZIARI DERIVATI E HEDGE ACCOUNTING

Rilevazione iniziale e valutazione successiva

La Società utilizza strumenti finanziari derivati (quali contratti a termine, *commodity swap* o *commodity future*) per coprire l'esposizione al rischio di prezzo del proprio portafoglio energetico. Tali strumenti finanziari derivati - ivi inclusi quelli impliciti (*embedded derivatives*) oggetto di separazione dal contratto principale (c.d. "strumenti ibridi") - sono inizialmente rilevati al valore corrente (*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 ad 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, la Società 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. Prima del 01 gennaio 2018, la documentazione includeva l'identificazione dello strumento di copertura, l'elemento coperto o l'operazione, la natura del rischio oggetto di copertura e il modo in cui la Società valuterà l'efficacia delle variazioni del *fair value* dello strumento di copertura nel compensare l'esposizione ai cambiamenti il *fair value* o i flussi finanziari dell'elemento coperto riconducibili al rischio coperto. Ci si attende che tali coperture siano altamente efficaci nel compensare le variazioni del *fair value* o dei flussi di cassa e vengono valutate su base continuativa al fine di determinare se tali coperture si siano effettivamente dimostrate altamente efficaci negli esercizi per i quali sono state designate come operazioni di copertura.

A partire dal 01 gennaio 2018 - a seguito dell'adozione del nuovo principio IFRS 9 (come più in seguito descritto) - la documentazione include l'identificazione dello strumento di copertura, dell'elemento coperto, della natura del rischio e delle modalità con cui la Società valuterà se la relazione di copertura soddisfa i requisiti di efficacia della copertura (compresa l'analisi delle fonti di inefficacia della copertura e in che modo viene determinato il rapporto di copertura). La relazione di copertura soddisfa i criteri di ammissibilità per la contabilizzazione delle operazioni di copertura se soddisfa tutti i seguenti requisiti:

- 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 la Società effettivamente copre e dalla quantità dello strumento di copertura che la Società 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 (fair value hedge)

Il *fair value hedge* è utilizzato dalla Società con l'intento di proteggersi dal rischio di variazioni avverse del *fair value*, di attività, passività o impegni irrevocabili, che sono attribuibili a un rischio specifico e che potrebbero impattare il conto economico.

La variazione del *fair value* dei derivati di questo tipo, che si qualificano e sono designati come strumenti di copertura, sono rilevate 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.

Coperture dei flussi di cassa (cash flow hedge)

Il *cash flow hedge* viene applicato con l'intento di coprire la Società dall'esposizione al rischio di variazioni nei flussi di cassa attesi associati ad un'attività, una passività o una transazione altamente probabile. Tali variazioni sono attribuibili ad un rischio specifico e potrebbero impattare il conto economico.

La parte efficace delle variazioni del *fair value* dei derivati, che sono designati e si qualificano di *cash flow hedge*, è rilevata a patrimonio netto tra le "altre componenti di conto economico complessivo (OCI)"; tali importi verranno rilevati nel conto economico nello stesso momento in cui l'operazione coperta influenza il conto economico stesso (ad esempio quando viene rilevato l'onere o provento sullo strumento coperto o quando si verifica una vendita prevista).

L'utile o la perdita relativa alla quota di inefficacia vengono, invece, rilevati direttamente a conto economico. Più in particolare, le variazioni del *fair value* degli strumenti derivati non di copertura su *commodity* sono rilevate a conto economico tra i proventi e gli oneri operativi.

Quando uno strumento di copertura giunge a scadenza, viene venduto, annullato o esercitato senza sostituzione (come parte della strategia di copertura), se viene revocata la sua designazione di strumento di copertura oppure qualora la copertura non soddisfi più i criteri per l'applicazione dell'*hedge accounting*, gli utili e le perdite cumulate ed iscritte tra le "altre componenti di conto economico complessivo (OCI)", rimangono sospese a patrimonio netto per poi essere rilevate a conto economico nel momento in cui la transazione futura sarà realizzata. Quando una transazione che era prevista non viene più ritenuta probabile, gli utili e le perdite cumulate e rilevate a patrimonio netto vengono rilevate immediatamente a conto economico.

Valutazione del fair value

Come specificato, la Società valuta gli strumenti finanziari derivati al *fair value* ad ogni chiusura di bilancio. 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. Il *fair value* di un'attività o passività è pertanto 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.

La Società 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.

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, la Società 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.

Ai fini dell'informativa relativa al *fair value*, la Società 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*.

COMPENSAZIONE DI ATTIVITÀ E PASSIVITÀ

Un'attività e una passività (finanziaria e/o commerciale) possono essere compensate e il saldo netto esposto nel prospetto della situazione patrimoniale-finanziaria, quando:

- esista 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.

DISPONIBILITÀ LIQUIDE E MEZZI EQUIVALENTI

Le disponibilità liquide e mezzi equivalenti sono costituiti dai valori in cassa, dai depositi a vista e da investimenti finanziari a breve termine (scadenza a tre mesi o meno dalla data di acquisto) e ad alta liquidità che sono prontamente convertibili in valori di cassa noti e che sono soggetti ad un rischio irrilevante di variazione del loro valore. I depositi e i mezzi equivalenti, dopo la

valutazione iniziale al costo inclusi gli oneri accessori, sono valutati al *fair value*. Il denaro e i valori bollati in cassa sono valutati al valore nominale.

CREDITI E DEBITI COMMERCIALI

I crediti e debiti commerciali sono rilevati inizialmente al *fair value* del corrispettivo da ricevere/pagare, che per tale tipologia corrisponde normalmente al valore nominale indicato in fattura. I crediti commerciali, ove necessario, vengono iscritti al presumibile valore di realizzo, mediante apposizione di stanziamenti (fondo svalutazione crediti) che riflettono la stima delle perdite su crediti (determinate in osservanza di quanto previsto dall'IFRS 9) e che vengono iscritti a rettifica dei valori nominali (si rimanda al successivo paragrafo "Uso di stime" per maggiori dettagli).

Successivamente, ove ne ricorrano i presupposti, i crediti ed i debiti vengono valutati con il criterio del costo ammortizzato. Si precisa che i crediti e debiti commerciali, la cui scadenza rientra nei normali termini commerciali, non sono attualizzati, poiché la componente temporale ha scarsa rilevanza nella loro valorizzazione, e continuano ad essere iscritti al valore nominale corrispondente al prezzo dell'operazione determinato secondo l'IFRS 15.

BENEFICI AI DIPENDENTI

I benefici successivi al rapporto di lavoro sono definiti sulla base di programmi che, in funzione delle loro caratteristiche, possono essere distinti in programmi "*a contributi definiti*" e programmi "*a benefici definiti*".

Sino al 31 dicembre 2006 il fondo trattamento di fine rapporto (TFR) delle società italiane era considerato un piano a benefici definiti. La disciplina di tale fondo è stata modificata dalla Legge n. 296 del 27 dicembre 2006 e successivi decreti e regolamenti emanati nei primi mesi del 2007. Per effetto di tali modifiche, le società con almeno 50 dipendenti sono tenute a trasferire il TFR al "Fondo di Tesoreria" gestito dall'INPS (Istituto Nazionale della Previdenza Sociale) o ad altri fondi pensione complementari. Prima di tali modifiche, il TFR dei dipendenti di tutte le società italiane poteva essere gestito dalle società stesse.

In conformità con lo IAS 19 – Benefici per i dipendenti, il TFR maturato a partire dal 01 gennaio 2007 e che viene versato al fondo INPS e la parte versata all'eventuale previdenza complementare, vengono classificati come piani a contributi definiti in quanto l'obbligazione dell'impresa è limitata al versamento dei contributi dovuti allo Stato ovvero ad un patrimonio o ad un'entità giuridicamente distinta (c.d. fondo).

Le somme rilevate fra gli accantonamenti per il TFR, costituite dall'obbligazione residua relativa al TFR fino al 31 dicembre 2006 (o alla data di scelta da parte del dipendente nel caso di destinazione a fondi complementari), mantengono invece la loro natura di piani a benefici definiti. Trattasi di un piano a benefici definiti non finanziato, considerando i benefici quasi interamente maturati, con la sola eccezione delle future rivalutazioni.

Oltre al TFR maturato fino al 31 dicembre 2006, per la Società rientrano nella categoria di piani a benefici definiti anche le seguenti componenti:



- le mensilità aggiuntive dovute ai dipendenti aventi diritto sulla base dei requisiti previsti dal CCNL (c.d. "IMA");
- il premio fedeltà aziendale erogato al personale dipendente, determinato sulla base del raggiungimento di una determinata anzianità di servizio;
- le agevolazioni tariffarie (c.d. "sconto elettricità"), concesso in favore agli ex dipendenti successivamente al pensionamento;
- l'indennità aggiuntiva per contributi FOPEN dovute ai dipendenti aventi diritto;
- benefici derivanti dal piano relativo all'Accordo sull'art. 4 della Legge n. 92/2012 ("Riforma del Lavoro Fornero").

Il costo corrente relativo alle prestazioni di lavoro ed il valore attuale delle obbligazioni per piani a benefici definiti e altri benefici a lungo termine concessi ai dipendenti viene determinato sulla base di valutazioni attuariali (si veda il successivo paragrafo "Uso di stime").

Le componenti dei benefici definiti sono rilevate come segue:

- le componenti di rimisurazione delle passività, che comprendono gli utili e le perdite attuariali, sono rilevati tra gli altri utili (perdite) complessivi (tali componenti non vengono mai riclassificati a conto economico nei periodi successivi);
- i costi relativi alle prestazioni di servizio sono rilevati a conto economico;
- gli oneri finanziari netti sulla passività a benefici definiti sono rilevati a conto economico tra gli oneri finanziari.

FONDI RISCHI ED ONERI

I fondi per rischi e oneri sono rilevati quando, alla data di riferimento del bilancio, in presenza di un'obbligazione legale o implicita, derivante da un evento passato, è probabile che per soddisfare l'obbligazione si renderà necessario un esborso di risorse il cui ammontare è stimabile in modo attendibile. Se l'effetto è significativo attendibilmente stimabile, gli accantonamenti sono determinati attualizzando i flussi finanziari futuri attesi a un tasso di sconto al lordo delle imposte che riflette la valutazione corrente del mercato del costo del denaro in relazione al tempo e, se applicabile, il rischio specifico attribuibile all'obbligazione. Quando l'accantonamento è attualizzato, l'adeguamento periodico del valore attuale dovuto al fattore temporale è riflesso nel Conto economico come onere finanziario. Laddove si supponga che tutte le spese, o una parte di esse, richieste per estinguere un'obbligazione vengano rimborsate da terzi, l'indennizzo, se virtualmente certo, è rilevato come un'attività distinta.

Per maggiori dettagli sui criteri di stima adottati nella determinazione della passività relativa si rinvia allo specifico paragrafo nell'ambito di "Uso di stime".

RICAVI

La Società è impegnata nella somministrazione di energia a clienti finali, nonché nella compravendita di energia all'ingrosso.

I ricavi derivanti da contratti con i clienti sono rilevati quando il controllo dei beni e servizi è trasferito al cliente per un ammontare che riflette il corrispettivo che la Società si aspetta di ricevere in cambio di tali beni o servizi.

Tale momento è generalmente identificato per l'energia nel momento del consumo (per i clienti finali) o con la consegna fisica (per i clienti grossisti).

La Società generalmente ha concluso che agisce in qualità di "Principale" negli accordi da cui scaturiscono ricavi, in quanto solitamente controlla i beni e servizi prima del trasferimento degli stessi al cliente.

Nel determinare il prezzo della transazione di vendita dei beni, la Società considera gli eventuali effetti derivanti dalla presenza di corrispettivo variabile, di componenti di finanziamento significative e/o di corrispettivi non monetari.

La Società considera inoltre se ci sono altre promesse nel contratto che rappresentano obbligazioni di fare sulle quali una parte del corrispettivo della transazione deve essere allocato.

Nel successivo paragrafo "Uso di stime" vengono illustrate le valutazioni discrezionali significative, le stime e le assunzioni relative ai ricavi derivanti da contratti con i clienti.

ALTRI PROVENTI

Gli altri proventi includono tutte le fattispecie di ricavi non inclusi nelle tipologie precedenti e non aventi natura finanziaria e sono rilevati secondo le modalità sopra indicate per i ricavi delle vendite di beni e prestazione di servizi.

COSTI

I costi sono valutati al *fair value* dell'ammontare pagato o da pagare, al netto dei resi, degli sconti, degli abbuoni e dei premi, nonché delle imposte direttamente connesse con l'acquisto delle merci e le prestazioni di servizi.

I costi per l'acquisizione di beni e servizi sono iscritti quando il loro ammontare può essere determinato in maniera attendibile. I costi per acquisto di beni sono riconosciuti al momento della consegna, che, in base ai contratti in essere, identifica il momento del passaggio dei rischi e benefici connessi. I costi per servizi sono iscritti per competenza in base al momento di ricevimento degli stessi.



PROVENTI ED ONERI FINANZIARI

I ricavi che derivano dall'utilizzo, da parte di terzi, di beni dell'impresa, che generano interessi e dividendi, sono rilevati in bilancio al verificarsi delle seguenti condizioni:

- è probabile che l'impresa cedente potrà fruire dei benefici economici derivanti dall'operazione;
- l'ammontare dei ricavi può essere determinato in modo attendibile.

I proventi finanziari vengono rilevati applicando i seguenti criteri:

- gli interessi devono essere rilevati con un criterio temporale che consideri il rendimento effettivo del bene;
- i dividendi da partecipazioni sono contabilizzati nel momento in cui sorge il diritto all'incasso che, normalmente, corrisponde alla delibera assembleare di distribuzione dei dividendi.

Gli oneri finanziari, quali gli interessi e gli altri costi che l'entità sostiene in relazione all'ottenimento di finanziamenti, sono rilevati tra i costi di competenza dell'esercizio in cui sono sostenuti.

IMPOSTE SUL REDDITO

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 dell'utile/(perdita) d'esercizio.

Imposte differite

Le imposte differite sono calcolate sulle differenze temporanee alla data di bilancio tra i valori fiscali delle attività e delle passività ed i corrispondenti valori di bilancio.

Le imposte differite attive sono rilevate anche a fronte dei crediti fiscali e delle perdite fiscali non utilizzate e riportabili a nuovo, nella misura in cui sia probabile che saranno disponibili imponibili fiscali futuri sufficienti a consentire l'utilizzo della riduzione fiscale. Il valore di carico delle imposte differite attive viene riesaminato a ciascuna data di bilancio e ridotto nella misura in cui non sia più probabile che saranno disponibili in futuro sufficienti imponibili fiscali da permettere in tutto o in parte l'utilizzo di tale credito. Le imposte differite attive non rilevate sono riesaminate ad ogni data di bilancio e sono rilevate nella misura in cui diventa probabile che i redditi fiscali saranno sufficienti a consentire il loro recupero. 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.

CRITERI DI CONVERSIONE DELLE POSTE IN VALUTA ESTERA

La valuta funzionale e di presentazione adottata dalla Società è l'Euro. In presenza di operazioni in valuta estera, le stesse sono inizialmente rilevate al tasso di cambio in essere alla data di effettuazione della transazione. Le attività e le passività in valuta, ad eccezione delle immobilizzazioni, sono iscritte al cambio di riferimento alla data di chiusura del periodo; i relativi utili e perdite su cambi sono imputati a conto economico per il periodo di competenza. L'eventuale utile netto che dovesse emergere viene accantonato in un'apposita riserva non distribuibile fino alla data di realizzo.

USO DI STIME

Il bilancio d'esercizio è predisposto in conformità ai principi IAS/IFRS, che richiedono il ricorso a stime, giudizi e ipotesi che hanno effetto sul valore contabile delle attività e delle passività, sull'informativa relativa alle attività e passività potenziali e sul valore di ricavi e costi rilevati. Le stime e le relative ipotesi sono basate su elementi noti alla data di predisposizione del bilancio, sull'esperienza storica e su altri fattori eventualmente considerati rilevanti.

Le stime e le ipotesi sottostanti sono aggiornate periodicamente e regolarmente dalla Società. I risultati effettivi potrebbero differire dalle stime e richiedere, conseguentemente, di essere modificati. Gli effetti di eventuali variazioni delle stime sono rilevati a conto economico complessivo nel periodo in cui si verificano o nei periodi successivi.

Di seguito sono descritte le voci che richiedono stime e per le quali in futuro si potrebbe dover rilevare una differenza significativa rispetto ai valori contabili di attività e passività.

IMPAIRMENT TEST

Il valore contabile delle attività non correnti viene sottoposto a verifica periodica (ad ogni chiusura di esercizio) e ogni qualvolta le circostanze o gli eventi ne richiedano una più frequente verifica. In presenza di potenziali indicatori di perdita di valore (e obbligatoriamente ad ogni reporting date per le attività a vita utile indefinita), si rende necessario effettuare il c.d. *test di impairment*, nell'ambito del quale viene determinato il valore recuperabile, che risulta essere il maggiore tra il *fair value* al netto dei costi di vendita dell'attività o della più piccola



CGU ed il suo valore d'uso. Il valore recuperabile viene determinato per singola attività ovvero per CGU, nel caso in cui non sia possibile allocare i flussi finanziari alla singola attività.

È necessario registrare una perdita di valore (*impairment loss*) quando il valore contabile dell'attività oggetto di *test* eccede il suo valore recuperabile; viceversa qualora il valore recuperabile superi il valore contabile non è necessario operare alcuna rilevazione.

Il valore d'uso è il valore attuale dei flussi finanziari futuri attesi dall'utilizzo dell'attività o CGU e dalla sua dismissione al termine della vita utile. Il valore d'uso è determinato attraverso il metodo dello sconto dei flussi finanziari operativi ad un tasso espressivo del costo-opportunità del capitale, secondo l'approccio denominato nella prassi professionale *Unlevered Discounted Cash Flow*. Le proiezioni dei flussi finanziari dei primi cinque anni sono basate sul più recente *budget* o piano pluriennale approvato dal Consiglio di Amministrazione, escludendo eventuali flussi finanziari in entrata o in uscita futuri che si stima derivino da future ristrutturazioni o miglioramenti o ottimizzazioni dell'andamento dell'attività. Le proiezioni dei flussi finanziari per i periodi successivi sono ottenute applicando alle estrapolazioni delle proiezioni quinquennali un tasso di crescita stabile o in diminuzione, a meno che un tasso crescente possa essere giustificato. La previsione dei flussi finanziari si basa sui dati di pianificazione operativa della Società, che tiene in considerazione anche informazioni di fonte esterna (a titolo indicativo, prezzi rilevabili su mercati a termine o informazioni provenienti da ricerche macroeconomiche). I costi operativi previsti si basano su presupposti individuali a livello di singola unità generatrice di flussi finanziari. Il costo del capitale della Società viene determinato con il metodo del WACC (weighted average cost of capital), così da risultare rappresentativo del costo medio ponderato delle fonti di finanziamento per la Società (capitale di rischio e capitale di debito). Alcuni parametri utili al calcolo del WACC sono ricavati da indicatori di mercato e da società comparabili.

Si ritiene che le stime sottostanti il calcolo dei valori recuperabili determinati nell'ambito dell'*impairment test* condotto dal *management* siano ragionevoli; tuttavia possibili variazioni nei sottostanti fattori di stima potrebbero produrre valutazioni diverse.

AMMORTAMENTI

Le immobilizzazioni materiali ed immateriali a vita utile definita vengono ammortizzate in modo sistematico lungo la loro vita utile stimata. La vita utile economica di tali immobilizzazioni viene determinata al momento dell'acquisto dagli amministratori, con il supporto di esperti tecnici. La Società effettua periodicamente una valutazione dei cambiamenti tecnologici e di settore, degli oneri di smantellamento/chiusura e del valore di recupero per aggiornare la residua vita utile delle immobilizzazioni. Tale valutazione potrebbe determinare una variazione della vita utile economica delle immobilizzazioni e, conseguentemente, anche del periodo di ammortamento e della sottostante quota di ammortamento da rilevare negli esercizi futuri.

VALUTAZIONE DEGLI STRUMENTI FINANZIARI DERIVATI

Gli strumenti finanziari derivati utilizzati dalla Società sono valutati al *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, invece, il mercato non presenti quotazioni *forward*, vengono utilizzate curve di prezzo previsionali basate su modelli di simulazione sviluppati internamente dalla Società. Gli effetti a consuntivo dei derivati potrebbero tuttavia differire dalle valutazioni effettuate.

Si segnala, inoltre, che le forti turbolenze sui mercati di riferimento delle *commodities* energetiche trattate dalla Società, potrebbero determinare maggiore volatilità nei *cash flows* e nei risultati attesi.

RILEVAZIONE DEI RICAVI

I ricavi delle vendite ai clienti sono rilevati secondo il principio della competenza e in base al *fair value* del corrispettivo ricevuto o ricevibile.

I ricavi delle vendite di energia elettrica ai clienti finali sono rilevati in bilancio in base al momento della fornitura e comprendono, oltre a quanto fatturato in base a letture periodiche, ovvero in base ai volumi comunicati dai distributori e dai trasportatori, una stima dell'energia elettrica erogata nell'esercizio, ma non ancora fatturata. I ricavi tra la data di ultima lettura e la fine dell'esercizio si basano su stime del consumo del cliente, fondate sul suo profilo storico.

FONDO RISCHI SU CREDITI

Come specificato in precedenza, i crediti vengono rilevati in bilancio al loro valore di presumibile realizzo, mediante apposizione di stanziamenti che riflettono la stima delle perdite su crediti e che vengono iscritti a rettifica del loro valore nominale.

La Società utilizza una matrice per calcolare le "*expected credit loss*" (ECL) per i crediti commerciali e le attività contrattuali. Le aliquote di accantonamento si basano sui giorni di scaduto per ogni classe di clienti raggruppati nei vari segmenti che presentano simili andamenti di perdita storica (mercato di appartenenza, tipo di cliente, stato del contratto, tipologia di pagamento).

La matrice si basa inizialmente sui tassi di insolvenza storici osservati dalla Società. Almeno una volta per ogni esercizio, i tassi di insolvenza storici vengono aggiornati.

Pur ritenendo congruo il fondo stanziato, l'uso di ipotesi di calcolo diverse ovvero il cambiamento nelle condizioni macro-economiche, potrebbero determinare una variazione del fondo svalutazione crediti.

BENEFICI AI DIPENDENTI

Come più sopra specificato, il costo corrente relativo alle prestazioni di lavoro ed il valore attuale delle obbligazioni per piani a benefici definiti e altri benefici a lungo termine concessi ai dipendenti viene determinato sulla base di valutazioni attuariali utilizzando il metodo della proiezione unitaria del credito (Projected Unit Credit Cost Method). Tale metodologia considera ogni periodo di lavoro fonte di un'unità aggiuntiva di diritto ai benefici e misura



distintamente ogni unità ai fini del calcolo dell'obbligazione finale. L'ammontare della passività viene calcolato stimando l'ammontare da pagare al momento della risoluzione del rapporto di lavoro, prendendo in considerazione ipotesi economiche, finanziarie e demografiche che vengono annualmente elaborate da un attuario terzo ed indipendente. Tale valore viene imputato pro-rata temporis sulla base del periodo di lavoro già maturato. Per il trattamento di fine rapporto maturato al 31 dicembre 2006 (o alla data di scelta da parte del dipendente nel caso di destinazione a fondi complementari), non viene invece applicato il *pro-rata temporis*, poiché come più sopra specificato, alla data del bilancio i benefici possono considerarsi interamente maturati.

Le componenti di rimisurazione della passività, che comprendono gli utili e le perdite attuariali, nonché gli eventuali effetti derivanti dalle modifiche alle ipotesi attuariali adottate, vengono rilevati tra gli utili (perdite) complessivi.

Sebbene la determinazione del valore attuale dell'obbligazione sia basata sull'utilizzo di assunzioni attuariali obiettive e tra loro compatibili, nonché su parametri di natura finanziaria derivanti da stime di mercato note alla data di chiusura del bilancio circa l'esercizio nel quale le obbligazioni saranno estinte, l'utilizzo di ipotesi differenti, ovvero la modifica delle condizioni macro-economiche, potrebbero determinare una variazione del valore attuale dell'obbligazione.

FONDI RISCHI E ONERI

L'identificazione della sussistenza o meno di un'obbligazione corrente (legale o implicita), nonché la successiva quantificazione dell'eventuale sottostante, rappresenta un processo di non facile determinazione da parte degli amministratori.

Viene effettuata da parte del *management* una valutazione caso per caso delle potenziali obbligazioni, congiuntamente alla stima dell'ammontare delle risorse economiche richieste per l'adempimento delle stesse. La stima degli accantonamenti ai fondi rischi ed oneri deriva pertanto da un processo complesso, che può comportare anche giudizi soggettivi da parte del *management* della Società. Nel caso in cui gli amministratori ritengano che il manifestarsi di una passività sia soltanto possibile, i rischi vengono indicati nell'apposita sezione informativa su impegni e rischi, senza dar luogo a stanziamento.

VALORE RECUPERABILE DELLE IMPOSTE DIFFERITE ATTIVE

Il valore contabile delle imposte differite attive viene ridotto nella misura in cui non sia più probabile l'ottenimento di un reddito imponibile futuro sufficiente per consentire di recuperare, in tutto o in parte, il beneficio derivante da tali imposte. Il valore recuperabile delle imposte differite attive dipende dalla capacità della Società di generare un sufficiente reddito imponibile futuro nel periodo in cui si presume che le differenze temporanee deducibili si riverseranno e

le perdite fiscali riportabili a nuovo potranno essere utilizzate. Nell'effettuare tali valutazioni, il *management* si basa sui più recenti *budget* e piani aziendali (predisposti ed utilizzati anche nell'ambito del *test di impairment* delle attività) e tiene conto anche dell'adesione al regime fiscale del consolidato nazionale di gruppo che consente alla Società di cedere i propri redditi imponibili, positivi o negativi, alla controllante. Inoltre, la Società stima l'impatto dell'annullamento delle differenze temporanee imponibili sugli utili e considera anche il periodo durante il quale tali attività potrebbero essere recuperate.

Tali stime e ipotesi sono soggette ad un certo grado di incertezza, soprattutto in riferimento al futuro andamento macro-economico. Pertanto, variazioni nelle stime correnti, a causa di eventi non previsti, potrebbero determinare un impatto sulla valutazione delle imposte differite attive.

PRINCIPI CONTABILI DI RECENTE EMANAZIONE

PRINCIPI CONTABILI, EMENDAMENTI ED INTERPRETAZIONI OMOLOGATI APPLICATI DAL 01 GENNAIO 2018

I seguenti principi contabili, emendamenti ed interpretazioni si applicano a partire dal 01 gennaio 2018:

IFRS 9 – Strumenti finanziari

Nel luglio 2014, lo IASB ha emesso la versione finale dell'IFRS 9 – Strumenti Finanziari che sostituisce lo IAS 39 – Strumenti Finanziari: Rilevazione e valutazione e tutte le sue precedenti versioni. L'IFRS 9 riunisce tutti e tre gli aspetti relativi al progetto sulla contabilizzazione degli strumenti finanziari: classificazione e valutazione, perdita di valore (*impairment*) e contabilità di copertura (*hedge accounting*). L'IFRS 9 è efficace per gli esercizi che iniziano al 01 gennaio 2018, o successivamente. La Società ha applicato l'IFRS 9 prospetticamente, con una data di prima applicazione del 01 gennaio 2018. Come consentito dal principio, la Società non ha riformulato l'informativa comparativa, che continua a essere predisposta sulla base del precedente principio IAS 39. Le differenze derivanti dall'adozione dell'IFRS 9 sono state rilevate direttamente negli utili non distribuiti e altri componenti di patrimonio netto.

In sintesi le principali disposizioni contenute nel nuovo IFRS 9 sono le seguenti:

- *criteri di classificazione e valutazione delle attività finanziarie* – il nuovo principio sostituisce le diverse regole previste dallo IAS 39 prevedendo un approccio unico, basato sulle modalità di gestione degli strumenti finanziari e sulle caratteristiche dei flussi di cassa contrattuali delle attività finanziarie al fine di determinarne il criterio di valutazione;
- *criteri di classificazione e valutazione delle passività finanziarie* – le variazioni di *fair value* di passività finanziarie designate come valutate al *fair value*, dovute alla variazione del merito creditizio della passività stessa, dovranno essere rilevate negli altri utili/(perdite) complessivi e non più a conto economico;
- *impairment delle attività finanziarie* – l'entità dovrà rilevare le perdite attese (in termini di valore attuale dei futuri mancati incassi) sulle proprie attività finanziarie, nonché fornire adeguate informazioni in merito ai criteri di stima utilizzati;
- *operazioni di copertura (hedge accounting)* – vengono introdotte significative modifiche con riferimento al “test di efficacia”. In particolare, viene abolita la soglia quantitativa dell'80% - 125% ed introdotto un *test* oggettivo che verifichi la correlazione economica tra il derivato di copertura ed il suo sottostante, la contabilizzazione del costo della copertura, l'ampliamento degli elementi coperti e l'informativa richiesta.

La Società ha adottato il nuovo principio IFRS 9 dalla data di entrata in vigore (01 gennaio 2018) ed ha effettuato le seguenti scelte:

- di non riesporre l'informativa comparativa;

- con riferimento ai crediti commerciali, di applicare un approccio semplificato nel calcolo delle perdite attese. Pertanto, la Società non monitora le variazioni del rischio di credito, ma rileva integralmente la perdita attesa a ogni data di riferimento. La Società 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.

In generale la Società non rileva impatti significativi sul proprio prospetto della situazione patrimoniale/finanziaria e patrimonio netto. Più in particolare, l'adozione dell'IFRS 9 ha sostanzialmente modificato la contabilizzazione delle perdite per *impairment* delle attività finanziarie della Società sostituendo l'approccio delle perdite sostenute dallo IAS 39 con un approccio di perdita atteso sui crediti (ECL) prospettico. L'applicazione dei requisiti previsti dall'IFRS 9 in tema di perdita di valore ha comportato la contabilizzazione di ulteriori perdite di valore sui crediti commerciali di Euro 201.502 e al decremento al 01 gennaio 2018, tenuto conto anche degli effetti fiscali, degli Utili a nuovo di Euro 153.142.

Sulla gestione dei derivati finanziari non sono state registrate rettifiche che abbiano impattato sulla consistenza dei saldi patrimoniali al 01 gennaio 2018.

IFRS 15 – Ricavi da contratti con clienti

L'IFRS 15 è stato emesso a maggio 2014 e modificato nell'aprile 2016 ed introduce un nuovo modello in cinque fasi che si applica, con poche eccezioni, a tutti i ricavi derivanti da contratti con i clienti. L'IFRS 15 prevede la rilevazione dei ricavi per un importo che riflette il corrispettivo a cui l'entità ritiene di avere diritto in cambio del trasferimento di merci o servizi al cliente.

L'IFRS 15 richiede alle entità di esercitare un'analisi, prendendo in considerazione tutti i fatti e le circostanze rilevanti nell'applicare ogni fase del modello ai contratti con i propri clienti. Il principio specifica anche la contabilizzazione dei costi incrementali per l'ottenimento di un contratto e dei costi direttamente connessi all'adempimento di un contratto.

L'IFRS 15 sostituisce lo IAS 11 – Construction Contracts, IAS 18 – Revenues e relative interpretazioni ed è efficace per gli esercizi che iniziano al 01 gennaio 2018 o successivamente, con piena applicazione retrospettiva o modificata.

La Società ha adottato l'IFRS 15 utilizzando il metodo retrospettivo modificato, con la data di applicazione iniziale del 01 gennaio 2018. Pertanto, le informazioni comparative non sono state rideterminate e continuano a essere segnalate secondo lo IAS 11, IAS 18 e relative interpretazioni.

L'adozione del nuovo principio non ha avuto impatti sui ricavi e sul conto economico della Società, che ha continuato sostanzialmente a riconoscere i propri ricavi coerentemente con le politiche contabili degli esercizi precedenti.

Si evidenzia inoltre che le disposizioni dell'IFRS 15 in tema di presentazione e di informativa richiesta sono più dettagliate rispetto a quelle degli attuali principi e determinano un aumento dell'informativa richiesta nel bilancio della Società.



Modifiche all'ifrs 2 "Classification and Measurement of Share-based Payment Transactions"

Lo IASB ha emesso le modifiche all'IFRS 2 – Pagamenti basati su azioni che trattano tre aree principali: gli effetti di una condizione di maturazione sulla misurazione di una transazione con pagamento basato su azioni regolata per cassa; la classificazione di una transazione con pagamento basato su azioni regolata al netto delle obbligazioni per ritenute d'acconto; la contabilizzazione, qualora una modifica dei termini e delle condizioni di una transazione con pagamento basato su azioni cambia la sua classificazione da regolata per cassa a regolata con strumenti rappresentativi di capitale.

Al momento dell'adozione, le entità devono applicare le modifiche senza riesporre i periodi precedenti, ma l'applicazione retrospettica è consentita se scelta per tutte e tre le modifiche e vengono rispettati altri criteri.

Queste modifiche sono in vigore per gli esercizi che iniziano al 01 gennaio 2018 o successivamente. La Società non ha avuto impatti dall'applicazione di queste modifiche non avendo contabilizzato transazioni con pagamenti basati su azioni.

Transfers of Investment Property — Amendments to IAS 40

Le modifiche chiariscono quando un'entità dovrebbe trasferire un immobile, compresi gli immobili in fase di costruzione o sviluppo nella voce o fuori dalla voce Investimenti immobiliari. La modifica stabilisce che interviene un cambiamento nell'utilizzo quando l'immobile soddisfa, o cessa di soddisfare, la definizione di proprietà immobiliare e si ha evidenza del cambio di utilizzo. Un semplice cambiamento nelle intenzioni del *management* relative all'uso dell'immobile non fornisce un'evidenza del cambiamento di utilizzo. La Società non ha rilevato alcun effetto dall'applicazione di queste modifiche sul proprio bilancio.

IFRIC Interpretation 22 Foreign Currency Transactions and Advance Consideration

L'interpretazione chiarisce che, nel definire il tasso di cambio spot da utilizzare per la rilevazione iniziale della relativa attività, costi o ricavi (o parte di questi) al momento della cancellazione di un'attività non monetaria o di una passività non monetaria relativa ad anticipi su corrispettivi, la data della transazione è la data in cui l'entità riconosce inizialmente l'attività non monetaria o la passività non monetaria relativa ad anticipi su corrispettivi. Nel caso di pagamenti o anticipi multipli, l'entità deve definire la data della transazione per ogni pagamento od anticipo su corrispettivi. La presente interpretazione non impatta sul bilancio della Società.

IFRS 1 First-time Adoption of International Financial Reporting Standards – Deletion of short-term exemptions for first-time adopters

Sono state cancellate le esenzioni a breve termine previste dai paragrafi E3-E7 dell'IFRS1 in quanto hanno assolto al loro scopo. La modifica è in vigore dal 01 gennaio 2018. Questa modifica non è applicabile alla Società.

IAS 28 Investments in Associates and Joint Ventures – Clarification that measuring investees at fair value through profit or loss is an investment-by-investment choice

Le modifiche chiariscono che:

- un'entità che è un'organizzazione di venture capital, od un'altra entità qualificata, potrebbe decidere, al momento della rilevazione iniziale e con riferimento al singolo investimento, di valutare le proprie partecipazioni in collegate e *joint venture* al *fair value* rilevato a conto economico;
- se un'entità che non si qualifica come entità di investimento, ha una partecipazione in una collegata o *joint venture* che è un'entità di investimento, l'entità può, quando applica il metodo del patrimonio netto, decidere di mantenere la valutazione al *fair value* applicata da quell'entità di investimento (sia questa una collegata o una *joint venture*) nella misurazione delle proprie (della collegata o *joint venture*) partecipazioni. Questa scelta è fatta separatamente per ogni collegata o *joint venture* che è un'entità di investimento all'ultima (in termine di manifestazione) delle seguenti date: (a) di rilevazione iniziale della partecipazione nella collegata o *joint venture* che è un'entità di investimento; (b) in cui la collegata o *joint venture* diventa un'entità di investimento; e (c) in cui la collegata o *joint venture* che è un'entità di investimento diventa per la prima volta capogruppo.

Le modifiche devono essere applicate retrospettivamente dal 01 gennaio 2018. Queste modifiche non sono applicabili alla Società.

Applying IFRS 9 Financial Instruments with IFRS 4 Insurance Contracts – Amendments to IFRS 4

Le modifiche riguardano i problemi che nascono dall'adozione del nuovo principio sugli strumenti finanziari, IFRS 9, prima dell'adozione dell'IFRS 17 *Insurance Contracts*, che sostituisce l'IFRS 4. Le modifiche introducono due opzioni per le entità che emettono contratti assicurativi: un'esenzione temporanea nell'applicazione dell'IFRS 9 e l'*overlay approach*. Queste modifiche non sono applicabili alla Società.

IFRIC Interpretation 22 Foreign Currency Transactions and Advance Consideration

L'interpretazione chiarisce che, nel definire il tasso di cambio *spot* da utilizzare per la rilevazione iniziale della relativa attività, costi o ricavi (o parte di questi) al momento della cancellazione di un'attività non monetaria o di una passività non monetaria relativa ad anticipi su corrispettivi, la data della transazione è la data in cui l'entità riconosce inizialmente l'attività non monetaria o la passività non monetaria relativa ad anticipi su corrispettivi. Nel caso di pagamenti o anticipi multipli, l'entità deve definire la data della transazione per ogni pagamento od anticipo su corrispettivi. Le entità potrebbero applicare le modifiche su base pienamente retrospettiva. In alternativa, un'entità potrebbe applicare l'Interpretazione prospetticamente a tutte le attività, costi e ricavi che rientrano nel suo scopo che sono stati rilevati inizialmente alle seguenti date o successivamente:

- all'inizio dell'esercizio in cui l'entità applica per la prima volta l'interpretazione; o



- all'inizio dell'esercizio precedente presentato a fini comparativi nel bilancio dell'esercizio in cui l'entità applica per la prima volta l'interpretazione.

L'Interpretazione è in vigore per gli esercizi che iniziano al 01 gennaio 2018 o successivamente. La Società non ha rilevato alcun effetto sul proprio bilancio derivante da queste modifiche.

PRINCIPI EMANATI MA NON ANCORA IN VIGORE

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

Ifrs 16 – leases

L'IFRS 16 è stato pubblicato nel gennaio 2016 e sostituisce lo IAS 17 – *Leasing*, l'IFRIC 4 – Determinare se un accordo contiene un *leasing*, il SIC-15 – *Leasing* operativo – Incentivi e il SIC-27 – La valutazione della sostanza delle operazioni nella forma legale del *leasing*. L'IFRS 16 definisce i principi per la rilevazione, la misurazione, la presentazione e l'informativa dei *leasing* e richiede ai locatari di contabilizzare tutti i contratti di *leasing* in bilancio sulla base di un singolo modello simile a quello utilizzato per contabilizzare i *leasing* finanziari in accordo con lo IAS 17. Il principio prevede due esenzioni per la rilevazione da parte dei locatari – contratti di *leasing* relativi ad attività di "scarso valore" (ad esempio i *personal computer*) ed i contratti di *leasing* a breve termine (ad esempio i contratti con scadenza entro i 12 mesi od inferiore). Alla data di inizio del contratto di *leasing*, il locatario rileverà una passività a fronte dei pagamenti del *leasing* (cioè la passività per *leasing*) ed un'attività che rappresenta il diritto all'utilizzo dell'attività sottostante per la durata del contratto (cioè il diritto di utilizzo dell'attività). I locatari dovranno contabilizzare separatamente le spese per interessi sulla passività per *leasing* e l'ammortamento del diritto di utilizzo dell'attività.

I locatari dovranno anche rimisurare la passività per *leasing* al verificarsi di determinati eventi (ad esempio: un cambiamento nelle condizioni del contratto di *leasing*, un cambiamento nei pagamenti futuri del *leasing* conseguente al cambiamento di un indice o di un tasso utilizzati per determinare quei pagamenti). Il locatario riconoscerà generalmente l'importo della rimisurazione della passività per *leasing* come una rettifica del diritto d'uso dell'attività.

La contabilizzazione prevista dall'IFRS 16 per i locatori è sostanzialmente invariata rispetto all'odierna contabilizzazione in accordo allo IAS 17. I locatori continueranno a classificare tutti i *leasing* utilizzando lo stesso principio di classificazione previsto dallo IAS 17 e distinguendo tra due tipologie di *leasing*: *leasing* operativi e *leasing* finanziari.

L'IFRS 16 richiede ai locatari ed ai locatori un'informativa più estesa rispetto allo IAS 17.

L'IFRS 16 entrerà in vigore per gli esercizi che iniziano al 01 gennaio 2019 o successivamente. È consentita l'applicazione anticipata, ma non prima che l'entità abbia adottato l'IFRS 15. Un locatario può scegliere di applicare il principio utilizzando un approccio pienamente retrospettivo o un approccio retrospettivo modificato. Le disposizioni transitorie previste dal principio consentono alcune facilitazioni.

La Società ha scelto di applicare il principio con l'approccio retrospettico modificato. La Società deciderà di applicare lo standard ai contratti precedentemente identificati come *leasing* che applicano lo IAS 17 e l'IFRIC 4. La Società pertanto non applicherà il principio ai contratti che non erano precedentemente identificati come *leasing* secondo lo IAS 17 e l'IFRIC 4. La Società si avvarrà inoltre delle deroghe proposte dal principio sui contratti di *leasing* per i quali i termini del contratto di locazione scadono entro 12 mesi dalla data di applicazione iniziale e i contratti di *leasing* per i quali l'attività sottostante ha un valore basso.

Nel corso dell'anno 2018, la Società ha pertanto intrapreso un'analisi sugli impatti derivanti dall'adozione dell'IFRS 16; tale analisi è basata sulle informazioni attualmente disponibili e potrebbe essere soggetta a cambiamenti a seguito di ulteriori informazioni che diverranno disponibili nel 2019, quando la Società adotterà il nuovo principio. Sulla base delle analisi preliminari svolte, l'applicazione del nuovo principio sembrerebbe non comportare impatti significativi; più in particolare si stima in sede di prima applicazione al 01 gennaio 2019, la rilevazione di un valore di right-of-use (ROU) e in contropartita una corrispondente passività finanziaria per un valore inferiore a 1 milione di Euro. Gli impatti stimati sul risultato dell'esercizio 2019, sarebbero invece inferiori a 10 migliaia di Euro.

Modifiche all'ifrs 10 e allo IAS 28: Sale or Contribution of Assets between an Investor and its Associate or Joint Venture

Le modifiche trattano il conflitto tra l'IFRS 10 e lo IAS 28 con riferimento alla perdita di controllo di una controllata che è venduta o conferita ad una collegata o ad una *joint venture*. Le modifiche chiariscono che l'utile o la perdita risultante dalla vendita o dal conferimento di attività che costituiscono un *business*, come definito dall'IFRS 3, tra un investitore ed una propria collegata o *joint venture*, deve essere interamente riconosciuto. Qualsiasi utile o perdita risultante dalla vendita o dal conferimento di attività che non costituiscono un *business*, è peraltro riconosciuto solo nei limiti della quota detenuta da investitori terzi nella collegata o *joint venture*. Lo IASB ha rinviato indefinitamente la data di applicazione di queste modifiche, ma se un'entità decidesse di applicarle anticipatamente dovrebbe farlo prospetticamente. La Società adotterà queste modifiche quando entreranno in vigore, laddove applicabili.

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, ri-assicurazione) 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 (l'approccio del VTA/*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 01 gennaio 2021 o successivamente, e richiederà la presentazione dei saldi comparativi. È 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 alla Società.

IFRIC Interpretation 23 Uncertainty over Income Tax Treatment

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 tassabile (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.

Un'entità deve definire se considerare ogni trattamento fiscale incerto separatamente od unitamente ad altri (uno o più) trattamenti fiscali incerti. Dovrebbe essere seguito l'approccio che consente la miglior previsione della soluzione dell'incertezza. L'Interpretazione è in vigore per gli esercizi che si aprono al 01 gennaio 2019 o successivamente, ma sono disponibili alcune facilitazioni transitorie. La Società applicherà l'interpretazione alla data di entrata in vigore. La Società ha intrapreso un processo di valutazione circa i potenziali effetti derivanti dall'applicazione dell'Interpretazione in oggetto, sul bilancio e sull'informativa richiesta.

Modifiche all'ifrs 9 Prepayment Features with Negative Compensation

In data 12 ottobre 2017 lo IASB ha pubblicato il documento "*Prepayment Features with Negative Compensation (Amendments to IFRS 9)*". Tale documento specifica che uno strumento di debito che prevede un'opzione di rimborso anticipato potrebbe rispettare le caratteristiche dei flussi finanziari contrattuali ("SPPI" test) e, di conseguenza, potrebbe essere valutato mediante il metodo del costo ammortizzato o del *fair value through other comprehensive income* anche nel caso in cui la "reasonable additional compensation" prevista in caso di rimborso anticipato sia una "negative compensation" per il soggetto finanziatore. La modifica si applica dal 01 gennaio 2019, ma è consentita un'applicazione anticipata. La Società ha intrapreso un processo di valutazione circa i possibili effetti dell'introduzione di queste modifiche sul bilancio della Società.

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;
- 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.

Le modifiche chiariscono inoltre che un'entità in primo luogo deve quantificare tutti costi relativi alle precedenti prestazioni di lavoro, piuttosto che l'utile o la perdita che si sono realizzati al momento del regolamento, senza considerare l'effetto del massimale dell'attività. Tale importo è rilevato nel prospetto dell'utile/(perdita) d'esercizio.

Successivamente, dopo la modifica, la riduzione o il regolamento del piano, l'entità quantifica l'effetto del massimale dell'attività. Qualsiasi variazione in merito, ad eccezione di quanto è già incluso negli interessi netti, deve essere rilevata nelle altre componenti del conto economico complessivo.

Le modifiche si applicano a modifiche, riduzioni o regolamenti del piano che si verificano a partire dal primo esercizio che inizia il 01 gennaio 2019 o successivamente, e ne è consentita l'applicazione anticipata.

Tali variazioni si applicheranno solo a eventuali modifiche future del piano, riduzioni o transazioni della Società.

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

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*".

Le modifiche devono essere applicate in maniera retrospettica e sono efficaci a partire dal 01



gennaio 2019, e l'applicazione anticipata è consentita. Poiché la Società non detiene interessi a lungo termine nelle proprie collegate e *joint venture*, le modifiche non avranno impatto sul bilancio d'esercizio.

Miglioramenti annuali 2015-2017 Cycle (emessi nel dicembre 2017)

Questi miglioramenti includono:

IFRS 3 Business Combinations

Le modifiche puntualizzano 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 rivisitazione al *fair value* della partecipazione precedentemente detenuta nelle attività e passività della *joint operation*. Nel fare ciò, l'acquirente rivaluta l'intera partecipazione 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 01 gennaio 2019, con l'applicazione anticipata consentita. Queste modifiche si applicheranno alle eventuali successive *business combinations* della Società.

IFRS 11 Joint Arrangements

Una parte 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 dall'inizio dell'esercizio a partire dal 01 gennaio 2019 o successivamente, con l'applicazione anticipata consentita. Queste modifiche non sono attualmente applicabili alla Società.

IAS 12 Income Taxes

Le modifiche chiariscono che gli effetti delle imposte sui dividendi sono collegati perlopiù 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 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 01 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 della Società è in linea con tali emendamenti, la Società non prevede alcun effetto sul proprio bilancio.

IAS 23 Borrowing Costs

Le modifiche chiariscono che un'entità deve trattare come finanziamenti non specifici qualsiasi finanziamento effettuato e 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 01 gennaio 2019 o successivamente, e l'applicazione anticipata è consentita. Poiché la prassi attuale della Società è in linea con tali modifiche, non si rileva alcun effetto sul bilancio d'esercizio.

Modifiche a “ The Conceptual Framework for Financial Reporting”

Lo IASB ha pubblicato, nel mese di marzo 2018, la versione rivista del Conceptual Framework for Financial Reporting. Le principali modifiche rispetto alla versione del 2010 riguardano:

- - un nuovo capitolo in tema di valutazione;
- - migliori definizioni e guidance, in particolare con riferimento alla definizione di passività;
- - chiarimenti di concetti come stewardship, prudenza e incertezza nelle valutazioni.

Non si tratta di un vero e proprio standard, per lo IASB il Framework non è infatti un principio contabile ma un punto di riferimento per l'elaborazione e l'interpretazione dei principi contabili. Ha effetto per gli esercizi che hanno inizio dal 01 gennaio 2020 o successivamente.

Modifiche all'IFRS 3 “Definition of a Business”

Lo IASB ha pubblicato, nel mese di ottobre 2018, “*Definition of a Business*” (*Amendments to IFRS 3*) con l'obiettivo di aiutare a determinare se una transazione è un'acquisizione di un *business* o di un gruppo di attività che non soddisfa la definizione di *business* dell'IFRS 3. Le modifiche si applicheranno alle acquisizioni successive al 01 gennaio 2020. L'applicazione anticipata è consentita. La Società non si attende impatti significativi sul proprio bilancio derivanti da queste modifiche.

Modifiche allo IAS 1 e IAS 8 “Definition of Material”

Lo IASB ha pubblicato, nel mese di ottobre 2018, l'emendamento “*Definition of Material*” (*Amendments to IAS 1 and IAS 8*), che ha l'obiettivo di chiarire la definizione di “materiale” al fine di aiutare le società a valutare se un'informazione è da includere in bilancio. Le modifiche si applicheranno a partire dal 01 gennaio 2020. È tuttavia consentita l'applicazione anticipata. La Società non si attende impatti significativi sul proprio bilancio derivanti da queste modifiche.



INFORMAZIONI SULLA SITUAZIONE ECONOMICA, PATRIMONIALE E FINANZIARIA

Si fornisce, di seguito, il dettaglio della composizione delle principali voci del conto economico e dello stato patrimoniale. Le tabelle che seguono, ove non diversamente indicato, riportano i dati in migliaia di Euro.

1. RICAVI DELLE PRESTAZIONI

I ricavi delle prestazioni ammontano complessivamente ad Euro 768.196 migliaia (Euro 765.813 migliaia nell'anno 2017).

Informativa sui ricavi disaggregati

Alla luce della tipologia di settore in cui opera la Società, si propone di seguito una loro suddivisione secondo la natura della prestazione e secondo la tipologia di cliente.

Ricavi per natura della prestazione

La composizione della voce ricavi delle prestazioni viene riportata nella tabella seguente:

	Anno 2018	Anno 2017
RICAVI DELLE VENDITE E DELLE PRESTAZIONI	768.196	765.813
Vendita di energia elettrica	355.176	348.199
Ricavi per trasporto energia	351.336	348.865
Corrispettivi per uso del sistema	53.225	58.736
Contributi di allacciamento e diritti fissi	3.944	4.078
Risultati da attività di trading su commodities	2.102	2.036
Cessione di certificati/titoli energetici	1.446	
Prestazioni di servizi	524	1
Proventi da attività di hedging su commodities	444	3.899

I ricavi per vendita di energia elettrica ammontano complessivamente ad Euro 355.176 migliaia nell'anno 2018 (Euro 348.199 migliaia nell'anno 2017) e risultano così composti:

- Euro 269.464 migliaia (Euro 222.272 migliaia nel 2017) per somministrazione di energia elettrica a clienti (sia nell'ambito del Mercato Libero che del Mercato della Maggior Tutela);
- Euro 92.927 migliaia (Euro 124.789 migliaia nel 2017) per cessioni di energia elettrica a clienti grossisti, tra cui anche i grossisti esteri;
- Euro 7.215 migliaia negativi (Euro 1.138 migliaia nel 2017) per oneri da strumenti di copertura su energia, generati principalmente dai contratti CCC (coperture dal rischio di volatilità del corrispettivo di assegnazione della capacità di trasporto) e dagli effetti delle coperture sulla cessione dell'energia prodotta dagli impianti per cui la Società funge da utente del dispacciamento.

I ricavi per trasporto energia ammontano ad Euro 351.336 migliaia (Euro 348.865 migliaia

nell'anno 2017) e fanno riferimento al recupero del costo sostenuto per il trasporto dell'energia nei confronti dei clienti serviti nell'anno.

I corrispettivi per uso del sistema sono pari ad Euro 53.225 migliaia (Euro 58.736 migliaia nell'anno 2017) e riguardano il recupero dei costi dei servizi di dispacciamento e oneri di sistema nei confronti dei clienti finali.

La voce "Risultati da attività di *trading* su *commodities*" include il margine generato su operazioni in negoziazione di portafogli di *trading* su *commodities* pari ad Euro 2.102 migliaia (Euro 2.036 migliaia al 31 dicembre 2017) come evidenziato nella tabella sottostante.

	Anno 2018	Anno 2017
RISULTATI DA ATTIVITA' DI TRADING	2.102	2.036
Proventi da attività di trading	43.469	22.574
Oneri da attività di trading	41.367	20.538

I contributi di allacciamento e diritti fissi sono pari ad Euro 3.944 migliaia (Euro 4.078 migliaia nell'anno 2017) e sono relativi ai contributi ricevuti dai clienti serviti per richieste effettuate in merito ad attività di allacciamento, incremento di potenza o simili.

I ricavi per la cessione di certificati energetici, pari ad Euro 1.446 migliaia, si riferisce alla cessione dei certificati di garanzia d'origine. Tali cessioni si sono rese necessarie per un aggiustamento del portafoglio delle certificazioni in rapporto ai volumi di energia rinnovabile ceduta.

A complemento dell'informativa di cui sopra, si evidenzia come le attività di cessione di energia a clienti domestici abbia generato ricavi per Euro 31.769 migliaia e quella di cessione a clienti non domestici per Euro 647.717 migliaia, al netto delle poste comuni alle due tipologie di clientela riconducibili principalmente alle poste di sbilanciamento.

La restante parte delle poste di ricavo afferiscono alle attività sui mercati all'ingrosso e dei derivati su *commodities* (*trading* e coperture).

2. ALTRI RICAVI E PROVENTI

La movimentazione della voce altri ricavi e proventi operativi viene riportata nella tabella seguente:

	Anno 2018	Anno 2017
ALTRI RICAVI E PROVENTI OPERATIVI	2.006	1.683
Ricavi da recuperi e compensazioni	1.065	810
Rimborsi assicurativi indennizzi e penalità	718	507
Sopravvenienze ed insussistenze attive	128	138
Altri ricavi e proventi	69	155
Contributi in conto esercizio	27	73



Tale voce è composta principalmente dai ricavi derivanti da recuperi e compensazioni, pari ad Euro 1.065 migliaia, costituiti prevalentemente dai proventi derivanti dai meccanismi di compensazione previsti dalla Cassa per i Servizi Energetici e Ambientali (CSEA) per il Mercato di Maggior Tutela.

Confluiscono in tale voce anche le penalità applicate ai fornitori per inadempimenti contrattuali, indennizzi e bonus sociali ricevuti da distributori (Euro 718 migliaia), e altri proventi diversi (Euro 223 migliaia). Tra questi ultimi, la voce più importante è costituita dalle sopravvenienze attive dovute ad assegni in trattenuta mai incassati dagli utenti e rilevati a sopravvenienza a fronte del superamento dei termini della prescrizione.

I contributi in conto esercizio accolgono per Euro 13 migliaia le erogazioni ricevute da Fondimpresa a sostegno dei progetti formativi dell'esercizio e per Euro 14 migliaia il contributo ricevuto per il progetto HOME (come anticipo sul totale concesso di Euro 77 migliaia) dalla Regione Autonoma Valle d'Aosta ai sensi del Bando Fabbrica Intelligente, misura regionale volta al sostegno dei progetti di ricerca e sviluppo.

La variazione intervenuta rispetto all'esercizio precedente è da attribuire alle seguenti componenti:

- maggior indennizzi ricevuti dai fornitori;
- maggior proventi riconosciuti nell'ambito dei meccanismi di compensazione del mercato tutelato.

3. COSTI PER MATERIE PRIME E SERVIZI

I costi per materie prime e servizi ammontano complessivamente ad Euro 763.302 migliaia (Euro 759.341 migliaia nell'anno 2017). La loro composizione e movimentazione viene rappresentata nella seguente tabella:

	Anno 2018	Anno 2017
COSTI PER MATERIE PRIME E SERVIZI	763.302	759.341
Oneri per trasporto energia	353.893	350.143
Energia elettrica all'ingrosso	336.315	326.570
Oneri per uso del sistema	52.931	56.926
Costi per servizi	9.556	17.735
Certificati/titoli energetici	6.454	2.320
Contributi di allacciamento e diritti fissi	3.650	3.778
Oneri da attività di hedging su commodities	372	1.755
Costi per godimento beni di terzi	105	104
Utilizzo di materiali pubblicitari e di consumo	16	1
Combustibili carburanti e lubrificanti	10	8

Utilizzo delle rimanenze di materiali di consumo e pubblicitari

L'utilizzo di materiali di consumo e pubblicitari (determinato come somma delle variazioni di magazzino e degli acquisti dell'anno) ha determinato costi per Euro 16 migliaia (nel 2017 erano stati registrati costi per Euro 1 migliaia).

Combustibili, carburanti e lubrificanti

Nell'esercizio sono stati registrati acquisti di materiali di consumo per i veicoli aziendali pari ad Euro 10 migliaia (Euro 8 migliaia nel 2017).

Energia acquistata all'ingrosso

La voce, pari ad Euro 336.315 migliaia (326.570 migliaia nell'esercizio 2017) racchiude i costi per l'acquisto di energia elettrica da fornitori nazionali, esteri, dalla capogruppo C.V.A. S.p.A. a s.u. e sulla Borsa Elettrica.

Oneri per trasporto energia

Gli oneri per il trasporto di energia, pari ad Euro 353.893 migliaia (Euro 350.143 migliaia nell'esercizio 2017), fanno riferimento ai costi sostenuti per il trasporto dell'energia sulle reti di distribuzione nazionale.

Oneri per uso del sistema

Gli oneri per uso del sistema, pari ad Euro 52.931 migliaia (Euro 56.926 migliaia nell'esercizio 2017), fanno riferimento al costo sostenuto per il dispacciamento dell'energia elettrica, nonché agli oneri di sistema sostenuti quale corrispettivo per uso delle reti di trasmissione.

Oneri da strumenti finanziari derivati

La voce include gli oneri (variazioni negative di *fair value* e differenziali negativi pagati) derivanti dalle operazioni su derivati classificati contabilmente come di *trading* secondo i criteri previsti dal principio contabile internazionale IFRS 9; nello specifico tale voce include l'effetto di strumenti stipulati con finalità di copertura e che non sono stati oggetto di contabilizzazione in *hedge accounting*, pari ad Euro 372 migliaia (pari ad Euro 1.755 migliaia nel 2017).

Certificati/titoli energetici

I costi per l'acquisto di certificati e titoli energetici ammontano nel 2018 ad Euro 6.454 migliaia (Euro 2.320 migliaia nell'esercizio 2017). Si tratta dei costi sostenuti per l'acquisizione dei Certificati di Garanzia di Origine dell'energia da fonte rinnovabile acquistati dalla capogruppo C.V.A. S.p.A. a s.u., da CVA Vento S.r.l. a s.u., da Valdigne Energie S.r.l. e da fornitori terzi. L'aumento degli oneri è principalmente legato ad un sensibile aumento delle quotazioni dei certificati sui mercati.

Contributi di allacciamento e diritti fissi

I contributi di allacciamento e i diritti fissi sono pari ad Euro 3.650 migliaia (Euro 3.778 migliaia nell'esercizio 2017). Fanno riferimento ai costi sostenuti per le attività svolte dal distributore per attività di allacciamento, incremento di potenza o simili, su richiesta dei clienti serviti.



Costi per servizi

Nell'esercizio 2018 i costi per servizi ammontano ad Euro 9.556 migliaia (Euro 17.735 migliaia nell'esercizio 2017). Essi riguardano prevalentemente gli oneri relativi ai servizi regolati da contratti di *outsourcing* stipulati con altre società del Gruppo C.V.A. e le spese per le consulenze tecniche e professionali.

Si riporta nella tabella sottostante il dettaglio dei costi per servizi occorsi nei due esercizi oggetto di analisi:

	Anno 2018	Anno 2017
Costi per servizi	9.556	17.735
Servizi da Società del Gruppo	5.465	13.204
Consulenze professionali, commerciali, legali ed amministrative	1.370	1.981
Costi per servizi bancari e postali	913	824
Altri costi per servizi	835	671
Assicurazioni	404	416
Pubblicità	264	240
Spese inerenti il personale (mensa, formazione, trasferte)	169	188
Compensi a Società di Revisione	74	128
Compensi agli Amministratori e ai Sindaci	62	83

La voce principale riguarda i servizi erogati da società del Gruppo C.V.A., pari ad Euro 5.465 migliaia (Euro 13.204 migliaia nell'esercizio 2017), che fanno primariamente riferimento alle spese per i servizi acquistati in *outsourcing* dalla controllante C.V.A. S.p.A. a s.u.. Si rinvia a quanto dettaglio sui rapporti con le parti correlate nella Relazione sulla Gestione.

Per maggiori dettagli si rinvia all'apposita sezione dedicata ai rapporti con parti correlate inclusa nella Relazione sulla Gestione.

Le consulenze sono pari a Euro 1.370 migliaia (Euro 1.981 migliaia nell'esercizio 2017). Queste comprendono i costi per le consulenze tecniche, legali e fiscali/amministrative. Da rilevare che nel corso dell'esercizio sono stati coperti costi per un importo pari ad Euro 350 migliaia tramite l'utilizzo dell'apposito fondo stanziato negli esercizi precedenti a copertura delle spese legali sul contenzioso accise.

I costi per servizi bancari e postali sono pari ad Euro 913 migliaia (Euro 824 migliaia nel 2017) e riguardano le spese postali, gli oneri per fidejussioni bancarie e prestazioni bancarie di varia natura.

I compensi agli Amministratori e ai Sindaci, pari ad Euro 62 migliaia nell'esercizio 2018 (Euro 83 migliaia nell'esercizio 2017), fanno riferimento agli emolumenti spettanti al Consiglio di Amministrazione e ai Sindaci. L'esercizio 2017 aveva sostenuto costi più elevati in quanto, per effetto dell'incorporazione di Idroenergia S.c.r.l., la voce accoglieva i costi per gli organi sociali di tutte e due le società.

Le altre voci fanno riferimento ai costi per assicurazioni, servizi per il personale, manutenzioni, utenze e altri costi per servizi. In quest'ultima voce, pari ad Euro 835 migliaia nell'esercizio 2018 (Euro 671 migliaia nell'esercizio 2017), sono inclusi principalmente gli oneri ed i corrispettivi sostenuti dalla Società per l'accesso e l'operatività sui mercati energetici sui cui

essa è attiva.

Costi per godimento beni di terzi

I costi per godimento beni di terzi ammontano ad Euro 105 migliaia nell'anno 2018 (Euro 104 migliaia nell'esercizio 2017). Tali oneri riguardano principalmente l'esborso sostenuto per le locazioni, presso i comuni di Aosta, Morgex e Pont-Saint-Martin, di uffici adibiti a sede per attività di *front office* nei confronti della clientela di *small business* e *retail*. Si riporta di seguito il dettaglio di tale voce:

	Anno 2018	Anno 2017
Costi per godimento beni di terzi	105	104
Affitti e locazioni	93	93
Canoni noleggio autoparco	12	11

4. COSTI DEL PERSONALE

Nell'esercizio 2018 il costo del lavoro è risultato complessivamente pari a Euro 3.960 migliaia (Euro 3.654 migliaia nell'esercizio 2017).

Nel dettaglio i costi del personale si compongono nel seguente modo:

	Anno 2018	Anno 2017
COSTI DEL PERSONALE	3.960	3.654
Salari e stipendi	2.889	2.680
Oneri sociali	791	701
Trattamento di fine rapporto e altri	179	173
Altri costi del personale	102	100

La variazione in aumento del costo del lavoro rilevata nell'anno 2018, rispetto all'esercizio precedente, è principalmente relativa ai seguenti aspetti:

- dall'incremento dei salari legati al rinnovo del CCNL Elettrico siglato in data 25/01/2017 e ai passaggi di categoria intervenuti nel 2017 e che impattano sul costo nel 2018;
- dall'incremento significativo delle cifre accantonate per il premio di risultato dovuto all'aumento degli importi di redditività aziendale e di produttività/qualità come definiti nel verbale di accordo di Gruppo C.V.A. del 15/12/2017;
- ai risparmi contributivi legati al "piano *welfare*" aziendale (gli oneri sociali sono rimasti sostanzialmente invariati a fronte dell'incremento salariale);
- dall'imputazione degli utili attuariali registrati sui benefici ai dipendenti, pari a Euro 1 migliaia nell'anno 2018 contro una perdita attuariale di 3 migliaia di Euro nel 2017.

Nella tabella sottostante si espone il numero medio dei dipendenti rilevato negli esercizi in esame, ripartito per qualifica:



	Anno 2018	Anno 2017
Quadri	5	4
Impiegati	52	54
TOTALE	57	58

5. ALTRI COSTI OPERATIVI

Gli altri costi operativi ammontano complessivamente ad Euro 1.174 migliaia nell'esercizio 2018 (Euro 1.055 migliaia nell'esercizio 2017).

Nella tabella sottostante si riporta il dettaglio di tali oneri suddivisi per tipologia:

	Anno 2018	Anno 2017
ALTRI COSTI OPERATIVI	1.174	1.055
Indennizzi e penalità	673	409
Contributi licenze e altri canoni	324	380
Altri oneri diversi	119	105
Bolli tributi e imposte varie	58	81
Multe sanzione e ammende	1	6
Sopravvenienze e insussistenze passive	-	74

La voce contributi, licenze e altri canoni accoglie principalmente i contributi pagati nel corso dell'esercizio, nei confronti dell'ARERA sulla base di quanto previsto dalla Delibera 11 aprile 2018 236/2018/A e dell'Autorità Garante della Concorrenza e del Mercato (AGCM) sulla base di quanto previsto dalla Legge n. 287/1990, art.10, comma 7-ter.

Le altre voci riportate fanno riferimento ad oneri di varia natura e principalmente non ricorrenti. La voce degli indennizzi e penalità accoglie gli indennizzi riconosciuti ai clienti somministrati per inadempienze contrattuali di varia natura. Per la parte preponderante si tratta di indennizzi che sono stati erogati dalle società di distribuzione e che vengono rimborsati agli utenti.

6. AMMORTAMENTI

Gli ammortamenti di competenza dell'esercizio 2018 ammontano ad Euro 101 migliaia (Euro 253 migliaia nel 2017). La maggior parte degli ammortamenti si riferisce ai costi per le licenze del software di fatturazione utilizzato per la bollettazione del Mercato di Maggior Tutela.

7. ACCANTONAMENTI E SVALUTAZIONI

La voce si attesta ad Euro 291 migliaia nell'esercizio 2018 (importo pari a Euro 10.720 migliaia nell'esercizio 2017). La variazione in diminuzione degli accantonamenti e delle svalutazioni è da attribuirsi al combinato dei seguenti aspetti:

- si è provveduto allo stanziamento a fondo svalutazione crediti pari ad Euro 226 migliaia (Euro 444 migliaia anno 2017) per i contenziosi verso l'Agenzia delle

Dogane, in particolare sono stati svalutati crediti per accise versate per ulteriori Euro 1.127 migliaia ed è stato utilizzato, a copertura, il fondo rischi su accise per Euro 901 migliaia. L'esborso di tale quota di accise, infatti, era stato previsto nello specifico fondo rischi che risulta sostanzialmente riclassificato a fondo svalutazione crediti;

- l'accantonamento al fondo svalutazione crediti, pari ad Euro 65 migliaia rispetto ad Euro 506 migliaia nel 2017. La svalutazione corrisponde all'adeguamento del fondo svalutazione crediti per allineare il valore dei crediti al loro valore di presunto realizzo determinato ai sensi di quanto disciplinato dal nuovo principio IFRS 9;
- l'esercizio 2017 era stato caratterizzato dall'incorporazione degli oneri per accantonamenti della Idroenergia S.c.r.l. a fronte dell'adeguamento del fondo rischi su contenzioso tributario per un importo pari a Euro 9.770 migliaia imputabile al contenzioso IVA verso l'Agenzia delle Entrate di Aosta.

8. PROVENTI/(ONERI) FINANZIARI

La gestione finanziaria presenta un valore netto negativo pari ad Euro 49 migliaia (Euro 801 migliaia nell'esercizio 2017). I proventi finanziari pari ad Euro 329 migliaia sono costituiti principalmente dagli interessi attivi di mora su crediti commerciali e da interessi attivi maturati sul conto corrente di tesoreria infragruppo. Gli oneri finanziari si riferiscono, per l'importo più significativo pari ad Euro 319 migliaia, agli interessi passivi e maturati fino al 31 dicembre 2018 da riconoscere all'Agenzia delle Entrate in caso di soccombenza nel contenzioso avente per oggetto l'IVA sulle accise. Tali interessi hanno come contropartita un fondo rischi. Per la parte residuale, gli interessi passivi si riferiscono agli oneri finanziari derivanti dall'attualizzazione del TFR (e degli altri benefici definiti ai dipendenti) e agli interessi passivi sui depositi cauzionali.

9. IMPOSTE SUL REDDITO

La movimentazione delle imposte sul reddito è riportata nella seguente tabella:

Dettaglio imposte sul reddito	Anno 2018	Anno 2017
IRE-- esercizio corrente	(443)	-
IRE-- esercizi precedenti	(2)	(488)
Proventi (oneri) IRES da consolidato fiscal-- esercizio corrente	-	2.743
IRA-- esercizio corrente	(110)	-
IRA-- esercizi precedenti	-	-
TOTALE IMPOSTE CORRENTI (A)	(555)	2.255
IREs	51	(3.219)
IRAP	(14)	(562)
IMPOSTE ANTICIPATE E DIFFERITE NETTE (B)	37	(3.781)
TOTALE IMPOSTE SUL REDDITO D'ESERCIZIO (A+B)	(518)	(1.526)



Nel 2018 le imposte correnti presentano un saldo negativo pari ad Euro 555 migliaia (saldo positivo Euro 2.255 migliaia nell'esercizio 2017).

Le imposte anticipate presentano un valore positivo di Euro 37 migliaia (negativo per Euro 3.781 migliaia nell'anno 2017), dovuto principalmente a maggiori iscrizioni di imposte anticipate al 31 dicembre 2018.

Non sono presenti imposte differite (pari ad Euro 5 migliaia nell'esercizio 2017).

Il seguente prospetto mostra la riconciliazione tra l'aliquota ordinaria e l'aliquota effettiva IRES. La riconciliazione tra l'aliquota ordinaria e l'aliquota effettiva IRAP non risulta significativa. Nello schema sono inserite solo le imposte correnti e non quelle differite. Pertanto le variazioni apportate all'imposta teorica riguardano sia le variazioni temporanee che definitive.

IRE - - riconciliazione tra onere fiscale teorico ed effettivo	Note	Anno 2018	Anno 2017
Risultato prima delle imposte	[A]	1.325	(8.328)
Onere fiscale teorico (24%)	[B]	318	(1.999)
Differenze temporanee tassabili in esercizi successivi	[C]	-	0
Differenze temporanee deducibili in esercizi successivi	[D]	1.451	1.564
Rigiro differenze temporanee tassabili da esercizi precedenti	[E]	0	23
Rigiro differenze temporanee deducibili da esercizi precedenti	[F]	(1.219)	(14.999)
Differenze permanenti	[G]	289	10.313
Imponibile fiscale	[A+C+D+E+F+G]	1.846	(11.427)
Imposte correnti	[H]	443	-
Aliquota effettiva	[I]	33,4%	n.a.

10. ATTIVITÀ MATERIALI

La composizione e la variazione della voce attività materiali viene riportata nella tabella seguente:

	Impianti e macchinari	Attrezzature industriali e commerciali	Altri beni	Migliorie su beni di terzi	Immobilizzazioni materiali in corso e acconti	Totale
Costo storico	22	18	75	226	-	340
Fondo ammortamento	(21)	(2)	(70)	(210)	-	(303)
Valore netto al 31.12.2017	0	16	6	15	-	37
Incrementi		-	-		62	62
Ammortamenti	(0)	(2)	(7)	(4)		(13)

	Impianti e macchinari	Attrezzature industriali e commerciali	Altri beni	Migliorie su beni di terzi	Immobilizzazioni materiali in corso e acconti	Totale
Riclassifiche		9	50		(58)	-
Altri movimenti						
Totale variazioni nette esercizio 2018	(0)	6	43	(4)	3	49
Costo storico	22	27	125	226	3	402
Fondo ammortamento	(22)	(4)	(77)	(214)	-	(316)
Valore netto al 31.12.2018	-	23	48	12	3	86

Le attività materiali risultano complessivamente pari ad Euro 86 migliaia (Euro 37 migliaia al 31 dicembre 2017).

Al 31 dicembre 2018, il valore delle attività materiali risulta incrementato rispetto all'esercizio precedente (aumento di Euro 49 migliaia), per effetto del saldo netto positivo tra gli investimenti effettuati nel corso dell'esercizio e gli ammortamenti dell'esercizio. Si rileva anche l'entrata in esercizio delle immobilizzazioni in corso e acconti iscritte in parte nell'anno in corso e in parte nell'esercizio precedente.

11. ATTIVITÀ IMMATERIALI

La composizione e la variazione della voce attività materiali viene riportata nella tabella seguente:

	Diritti di brevetto industriale e diritti di utilizzazione delle opere dell'ingegno	Immobilizzazioni immateriali in corso e acconti	Totale
Costo storico	2.527	-	2.527
Fondo ammortamento	(2.439)	-	(2.439)
Valore netto al 31.12.2017	88	-	88
Ammortamenti	(88)	-	(88)
Totale variazioni nette esercizio 2018	(88)	-	(88)
Costo storico	2.527	-	2.527
Fondo ammortamento	(2.527)	-	(2.527)
Valore netto al 31.12.2018	-	-	-

Le attività immateriali, principalmente rappresentate dal sistema informativo di supporto al mercato di maggior tutela, risultano totalmente ammortizzate nel 2018 (Euro 88 migliaia al 31 dicembre 2017). Il valore netto nelle immobilizzazioni immateriali si è ridotto negli anni,



principalmente per effetto dell'ordinario processo di ammortamento (ammortamenti pari ad Euro 88 migliaia nel 2018, Euro 243 migliaia nel 2017).

12. PARTECIPAZIONI

Si riporta di seguito la movimentazione delle partecipazioni:

<i>Euro</i>	<i>Valore a bilancio</i>
Valore netto al 31.12.2017	118
Decremento	0
Totale variazioni nette esercizio 2018	0
Valore netto al 31.12.2018	118

La voce partecipazioni (pari ad Euro 118 al 31 dicembre 2018 e invariata rispetto all'esercizio precedente) risulta così composta:

- Euro 35 afferenti la partecipazione detenuta nella società Cooperativa Elettrica GIGNOD - C.E.G.;
- Euro 83 afferenti la partecipazione detenuta nella società Cooperativa Forza e Luce di Aosta.

13. ATTIVITÀ PER IMPOSTE ANTICIPATE E PASSIVITÀ PER IMPOSTE DIFFERITE

Vengono di seguito dettagliati i movimenti afferenti le "attività per imposte anticipate" e le "passività per imposte differite" per tipologia di differenze temporali:

Imposte anticipate e differite	Anno 2018	Anno 2017
<i>Imposte anticipate a fronte di:</i>		
Svalutazione crediti commerciali ed altri	1.158	1.141
➤ IRES	1.158	1.141
Premi ed altri benefici al personale	160	152
➤ IRES	160	152
Fondi per rischi ed oneri	1.153	1.051
➤ IRES	1.055	939
➤ IRAP	98	112
Strumenti finanziari derivati	-	-
➤ IRES	-	-
➤ IRAP	-	-
Altre imposte anticipate	8	50
➤ IRES	8	50
➤ IRAP	-	-
Totale imposte anticipate	2.479	2.394
➤ IRES	2.381	2.282
➤ IRAP	98	112

Imposte anticipate e differite	Anno 2018	Anno 2017
<i>Imposte differite a fronte di:</i>		
<i>Interessi di mora non incassati</i>	-	(5)
> IRES	-	(5)
<i>Strumenti finanziari derivati</i>	(8.406)	(4.254)
> IRES	(7.231)	(3.659)
> IRAP	(1.175)	(595)
Totale imposte differite	(8.406)	(4.254)
> IRES	(7.231)	(3.659)
> IRAP	(1.175)	(595)
Totale imposte anticipate / (differite) nette	(5.927)	(1.860)
Variazione netta	(4.067)	(1.142)
<i>di cui:</i>		
> <i>Acquisizione con operazione di fusione</i>		701
> <i>Rettifiche in sede di dichiarazione</i>		3.926
> <i>A Conto Economico</i>	37	(3.781)
> <i>A Patrimonio Netto</i>	(4.104)	(1.988)

Le "attività per imposte anticipate", iscritte in bilancio in quanto sussiste la ragionevole certezza della loro recuperabilità, sono pari ad Euro 2.479 migliaia al 31 dicembre 2018 (Euro 2.394 migliaia al 31 dicembre 2017). La variazione in aumento è sostanzialmente imputabile allo stanziamento di ulteriori imposte anticipate sugli accantonamenti a fondi rischi effettuati nell'anno.

Il saldo delle imposte differite ha subito un incremento significativo legato alla contabilizzazione degli effetti fiscali delle operazioni su derivati per la copertura del rischio di prezzo dell'energia secondo il c.d. "*hedge accounting*". Tali effetti, al pari del risultato delle operazioni di copertura, hanno avuto impatto sul patrimonio netto e sul conto economico complessivo. Per maggiori informazioni in merito si rimanda a quanto di seguito illustrato nella nota illustrativa n. 19, relativa agli strumenti finanziari derivati.

14. ALTRE ATTIVITÀ NON CORRENTI

La voce in esame, pari ad Euro 1.005 migliaia al 31 dicembre 2018 (Euro 485 migliaia al 31 dicembre 2017), accoglie i crediti a medio-lungo termine verso il personale, relativi a prestiti concessi ai dipendenti e fruttiferi di interessi (Euro 208 migliaia al 31 dicembre 2018 ed Euro 177 migliaia di Euro al 31 dicembre 2017) ed il valore nominale dei depositi cauzionali attivi alla data di riferimento del bilancio, pari ad Euro 796 migliaia al 31 dicembre 2018 (Euro 308 migliaia al 31 dicembre 2017).

15. RIMANENZE

Il valore delle rimanenze iscritte in bilancio ammonta ad Euro 15 migliaia al 31 dicembre 2018 (Euro 22 migliaia al 31 dicembre 2017).



16. CREDITI COMMERCIALI

Il dettaglio dei crediti commerciali viene evidenziato nella tabella seguente:

	Anno 2018	Anno 2017
CREDITI COMMERCIALI	218.263	202.359
Verso clienti	124.810	115.125
(Fondo svalutazione crediti)	(8.881)	(8.732)
Totale crediti v/clienti	115.929	106.393
Verso imprese controllanti	99.948	93.436
Verso altre parti correlate	2.077	2.408
Verso fornitori (Note credito)	310	122

Crediti verso clienti

I crediti verso clienti, pari ad Euro 115.929 migliaia al 31 dicembre 2018 (Euro 106.393 migliaia al 31 dicembre 2017), sono iscritti al netto del relativo fondo svalutazione.

L'aumento dei crediti verso clienti è prevalentemente riconducibile all'aumento dei ricavi per la vendita dell'energia elettrica.

Si riporta di seguito il dettaglio e la movimentazione del fondo svalutazione crediti alla data di riferimento del bilancio:

	Valore a bilancio
Valore al 31.12.2017	8.732
<i>di cui:</i>	
➤ Mercato Libero	1.157
➤ Mercato a Maggior Tutela	7.575
(Utilizzi)	(117)
Rettifiche la applicazione IFRS 9	201
Accantonamenti	65
Valore al 31.12.2018	8.881
<i>di cui:</i>	
➤ Mercato Libero	1.211
➤ Mercato a Maggior Tutela	7.670

Al 31 dicembre 2018 il fondo svalutazione crediti verso clienti ammonta ad Euro 8.881 migliaia (Euro 8.732 migliaia al 31 dicembre 2017), di cui:

- Euro 7.670 migliaia in merito al Mercato della Maggior Tutela (Euro 7.575 al 31 dicembre 2017);
- Euro 1.211 migliaia in merito al Mercato Libero (Euro 1.157 al 31 dicembre 2017).

Nel corso dell'esercizio 2018 si è reso necessario utilizzare il fondo svalutazione crediti preesistente per coprire perdite su crediti per un ammontare complessivo pari ad Euro 117 migliaia (Euro 94 migliaia nell'anno 2017). È stata inoltre effettuata una valutazione dei crediti in essere alla data di riferimento del bilancio, al fine di valutare il rischio di perdite future sui crediti con un modello basato sulle *Expected Credit Loss*. A seguito di detta analisi, il fondo

svalutazione è stato incrementato, al fine di adeguarlo al probabile rischio di perdita, mediante un accantonamento pari ad Euro 65 migliaia (un accantonamento pari ad Euro 574 migliaia era stato rilevato nel 2017). Si ricorda anche che, come già indicato nella parte introduttiva, gli effetti della prima applicazione del modello ECL in osservanza del nuovo principio IFRS 9, ha comportato una rettifica di Euro 201 migliaia iscritti con impatti sugli utili portati a nuovo nel patrimonio netto.

Crediti verso imprese controllanti ed altre parti correlate

I crediti vantati nei confronti della società controllante sono pari ad Euro 99.948 migliaia e si riferiscono principalmente agli acconti versati per l'acquisizione dell'energia idroelettrica da questa prodotta.

Le altre parti correlate sono rappresentate principalmente dalle altre società del Gruppo C.V.A. e dalle società di impianti di risalita partecipate da Finaosta S.p.A. (controllante di C.V.A. S.p.A. a s.u.). I crediti verso questi soggetti, pari a complessivi Euro 2.077 migliaia al 31 dicembre 2018 (Euro 2.408 migliaia al 31 dicembre 2017) derivano principalmente all'attività di somministrazione di energia elettrica svolta nei confronti di tali soggetti.

Si rimanda all'apposita nota afferente i rapporti con parti correlate per maggiori dettagli in merito.

17. CREDITI PER IMPOSTE SUL REDDITO

Il dettaglio dei crediti per imposte sul reddito viene evidenziato nella tabella seguente:

	Anno 2018	Anno 2017
CREDITI PER IMPOSTE SUL REDDITO	124	6.788
IRES	31	41
IRAP	71	298
Crediti per adesione al consolidato fiscale di Gruppo	22	6.448

La voce in oggetto include le seguenti componenti:

- Euro 31 migliaia (Euro 41 migliaia al 31 dicembre 2017), riferiti ai crediti tributari inerenti l'istanza di rimborso dell'addizionale IRES per mancata deduzione dell'IRAP relativa alle spese per il personale dipendente e assimilato per gli esercizi dal 2007 al 2011.
- Euro 71 migliaia (Euro 298 migliaia al 31 dicembre 2017) per eccedenza di acconti IRAP rispetto al saldo dovuto;
- Euro 22 migliaia al 31 dicembre 2018 (Euro 6.448 migliaia al 31 dicembre 2017) inerenti i crediti tributari riferiti all'istanza di rimborso IRES in consolidato fiscale per mancata deduzione dell'IRAP relativa alle spese per il personale dipendente e assimilato per gli esercizi 2010 e 2011. La voce nell'esercizio precedente comprendeva anche un ammontare di Euro 6.406 migliaia per credito IRES da concordato fiscale.



18. ALTRI CREDITI TRIBUTARI

Il dettaglio degli altri crediti tributari viene evidenziato nella tabella seguente:

	Anno 2018	Anno 2017
ALTRI CREDITI TRIBUTARI	3.349	5.277
Crediti per accise su E.E.	3.341	5.255
Altri crediti	8	22
Crediti IVA	-	-

Crediti per accise su energia elettrica

La voce "crediti per accise su energia elettrica" pari ad Euro 3.341 migliaia al 31 dicembre 2018 (Euro 5.255 migliaia al 31 dicembre 2017) include le seguenti componenti:

	Anno 2018	Anno 2017
Crediti per accise su energia elettrica	3.341	5.255
Crediti per accise in contenzioso	50.624	49.497
F.do Sval Accise in contenzioso	(50.215)	(49.088)
Crediti risultati da dichiarazioni UTF	1.598	3.461
Crediti per accise chieste a rimborso	1.466	1.517
Fondo Svalutaz. Crediti Accise	(132)	(132)
Crediti verso Regioni / Province/ Comuni	-	-

I crediti per Imposta Erariale sul Consumo ("IEC") di energia elettrica e per le relative addizionali, sono determinati sulla base delle elaborazioni prodotte per le dichiarazioni da presentare con riferimento all'esercizio 2018. Più in particolare si riporta di seguito la composizione dei crediti risultati da tali dichiarazioni al 31 dicembre 2018 e per l'anno comparativo:

	Anno 2018	Anno 2017
Crediti risultati da dichiarazioni UTF	1.598	3.461
Crediti verso erario per Imposta Erariale sul Consumo di Energia Elettrica	1.597	3.455
Crediti verso altri per Imposta Addizionale sul Consumo di Energia Elettrica	1	3
Crediti verso altri per Imposta Erariale sul Consumo di Energia Elettrica	-	-
Crediti verso altri per Imposta Addizionale Comunale sul Consumo di Energia Elettrica	-	3

Come più sopra esposto, tra gli altri crediti tributari risultano in particolare anche le seguenti componenti:

- crediti netti per Euro 1.334 migliaia al 31 dicembre 2018 (Euro 1.385 migliaia al 31 dicembre 2017) riferiti all'Imposta Erariale ed Addizionale richieste a rimborso e crediti per accise. Tali crediti sono esposti al netto del relativo fondo svalutazione di Euro 132 migliaia stanziato a fronte di crediti probabilmente inesigibili;
- crediti in contenzioso pari 50.624 migliaia al 31 dicembre 2018 (Euro 49.497 migliaia al 31 dicembre 2017). Si riferiscono principalmente (Euro 50.215 migliaia

al 31 dicembre 2018) al contenzioso per accise in cui si è subentrati con l'incorporazione di Idroenergia S.c.r.l. nel 2017 e descritto nella Relazione sulla Gestione. I crediti riportati corrispondono ai versamenti effettuati a fronte degli avvisi di pagamento notificati dai vari Uffici per le accise contestate dal 2008 al 2013. Si dà atto che gli stessi sono stati interamente svalutati tramite lo stanziamento di un apposito fondo, costituito prudenzialmente stante l'incertezza dell'esito del contenzioso. Si precisa inoltre che è rimasto invariato il credito oggetto del contenzioso instaurato da CVA TRADING contro l'Ufficio delle Dogane di Piacenza, a fronte del mancato riconoscimento delle compensazioni effettuate dalla Società.

Crediti IVA

I crediti IVA ammontano ad Euro 1.839 migliaia e sono stati interamente svalutati mediante utilizzo del relativo fondo. Tali crediti si riferiscono agli importi versati nel mese di gennaio all'Agenzia dell'Entrate a seguito delle intimazioni di pagamento da questa inviate in conseguenza della sentenza di secondo grado sul contenzioso in essere per l'IVA sulle accise (per maggiori dettagli si faccia riferimento alla Relazione sulla Gestione). Tali importi, iscritti a credito in quanto oggetto di contestazione, sono però stati svalutati a fronte del rischio giudicato probabile di soccombere in Cassazione.

19. DERIVATI

Gli strumenti derivati correnti (attivi e passivi) si riferiscono alla valutazione a *fair value* di derivati su *commodity* (energia elettrica) alla data di riferimento del bilancio.

Si riporta di seguito il dettaglio alla data di riferimento del bilancio e le relative informazioni comparative:

	Anno 2018	Anno 2017
Derivati attivi non correnti	835	-
Derivati attivi correnti	21.455	9.921
TOTALE DERIVATI ATTIVI	22.291	9.921
Derivati passivi non correnti	130	-
Derivati passivi correnti	10.669	6.838
TOTALE DERIVATI PASSIVI	10.800	6.838

Si fa presente che al 31 dicembre 2018 e per l'anno comparato non sono presenti posizioni compensate tra le attività e passività per strumenti finanziari derivati.

Fair value per tipologia di operazioni e modalità di contabilizzazione

Le tabelle seguenti espongono il valore nozionale (ossia l'ammontare di energia in base al quale i flussi di cassa sono scambiati) ed il *fair value* dei derivati (attivi e passivi) alla data di



riferimento del bilancio, suddivisi in base alla tipologia di trattamento contabile applicato (*cash flow hedge* o *trading*) e di strumento derivato utilizzato.

Derivati attivi su commodity

Derivati Attivi su Commodities	Al 31 dicembre 2018		Al 31 dicembre 2017	
	Nozionale (GWh)	Fair Value Attività	Nozionale (GWh)	Fair Value Attività
Derivati di cash flow hedge				
➤ Derivati su energia				
▪ Swaps / Forwards			18	9
▪ Futures	2.613	13.629	1.856	7.348
▪ Opzioni				
Totale derivati di cash flow hedge su energia	2.613	13.629	1.874	7.357
Derivati di hedging non hedge accounting				
➤ Derivati su energia				
▪ Swaps / Forwards			0	0
▪ Futures	26	245	0	0
▪ Opzioni				
Totale derivati di hedging non hedge accounting	26	245	0	0
Derivati di trading				
➤ Derivati su energia				
▪ Swaps / Forwards	205	2.866	631	1.658
▪ Futures	705	5.550	76	906
▪ Opzioni				
Totale derivati di trading su energia	910	8.416	707	2.564
TOTALE DERIVATI ATTIVI SU ENERGIA	3.549	22.291	2.580	9.921

Derivati passivi su commodity

Derivati Passivi su Commodities	Al 31 dicembre 2018		Al 31 dicembre 2017	
	Nozionale (GWh)	Fair Value Passività	Nozionale (GWh)	Fair Value Passività
Derivati di cash flow hedge				
➤ Derivati su energia				
▪ Swaps / Forwards				
▪ Futures	1.311	3.672	2.218	4.771
▪ Opzioni				
Totale derivati di cash flow hedge su energia	1.311	3.672	2.218	4.771
Derivati di hedging non hedge accounting				
➤ Derivati su energia				
▪ Swaps / Forwards				
▪ Futures	26	204	0	0
▪ Opzioni				
Totale derivati di hedging non hedge accounting	26	204	0	0

Derivati di trading				
➤ Derivati su energia				
▪ Swaps / Forwards	634	1.997	267	744
▪ Futures	809	4.927	139	1.322
▪ Opzioni				
Totale derivati di trading su energia	1.443	6.923	405	2.067
TOTALE DERIVATI PASSIVI SU ENERGIA	2.780	10.800	2.623	6.838

Scala gerarchia del fair value

La tabella seguente illustra, per gli strumenti finanziari contabilizzati al *fair value* nello stato patrimoniale, le valutazioni al *fair value* alla fine del periodo di riferimento ed il relativo livello nella gerarchia di *fair value* precedentemente esposta:

Scala gerarchica del fair value al 31 dicembre 2018

Scala gerarchica del FV al 31.12.2018	Al 31 dicembre 2018			
	Fair Value	Livello 1	Livello 2	Livello 3
Derivati di cash flow hedge su energia				
➤ Derivati attivi	13.629	13.629		
➤ Derivati passivi	(3.672)	(3.672)		
Derivati di trading su energia				
➤ Derivati attivi	8.416	8.416		
➤ Derivati passivi	(6.923)	(6.923)		
TOTALE AL 31 DICEMBRE 2018	32.641	32.641		

Scala gerarchica del fair value al 31 dicembre 2017

Scala gerarchica del FV al 31.12.2017	Al 31 dicembre 2017			
	Fair Value	Livello 1	Livello 2	Livello 3
Derivati di cash flow hedge su energia				
➤ Derivati attivi	7.357	7.357		
➤ Derivati passivi	(4.771)	(4.771)		
Derivati di trading su energia				
➤ Derivati attivi	2.564	2.564		
➤ Derivati passivi	(2.067)	(2.067)		
TOTALE AL 31 DICEMBRE 2016	3.083	3.083		

In linea generale, il *fair value* degli strumenti finanziari derivati scambiati in mercati regolamentati è determinato utilizzando le quotazioni ufficiali per gli strumenti finanziari. Per gli strumenti finanziari non quotati in mercati regolamentati, invece, il relativo *fair value* viene



determinato mediante appropriati modelli di valutazione per ciascuna categoria, utilizzando i dati di mercato disponibili alla data di riferimento del bilancio ed aggiornando i flussi di cassa attesi in base alle curve dei tassi di interesse. La Società, visto il sempre maggior sviluppo dei mercati regolamentati (e contestuale incremento della relativa liquidità), utilizza per la valutazione al *fair value* dell'intero portafoglio derivati le chiusure di prezzo ufficiali pubblicate dai mercati regolamentati di riferimento per i *futures* dell'energia (dati di *input* di Livello 1).

Hedge accounting

I contratti derivati sono inizialmente rilevati al *fair value*, alla data di negoziazione del contratto e, successivamente, misurati al loro *fair value*. La Società ha definito il proprio modello di applicazione dell'*hedge accounting* e si è dotata degli strumenti operativi necessari per la documentazione formale delle relazioni di copertura, la verifica dell'efficacia e la misurazione contabile degli effetti di copertura, secondo quanto specificamente richiesto dallo IFRS 9.

Il modello di applicazione dell'*hedge accounting* prevede la classificazione dei derivati negoziati dalla Società come coperture di *cash flow hedge*; nello specifico, gli strumenti di copertura utilizzati (*commodity future*) sono designati contabilmente a copertura di future transazioni attese di approvvigionamento di energia sul mercato ovvero di vendita nei confronti del proprio portafoglio clienti ritenute altamente probabili. L'obiettivo delle relazioni di copertura designate è, quindi, quello di fissare, in tutto o in parte, attraverso le posizioni in *commodity future* negoziate, il valore economico dei futuri flussi di energia elettrica acquistati e/o venduti dalla Società.

Per effetto dalla contabilizzazione in *cash flow hedge*, gli effetti economici generati dalla valutazione al *fair value* dei derivati di copertura sono rilevati in una specifica riserva di patrimonio netto (e rappresentati all'interno del conto economico complessivo) per poi essere trasferiti in conto economico nel corso degli esercizi successivi, ossia in concomitanza con la rilevazione delle transazioni di approvvigionamento e vendita di energia sottostanti. La designazione di strumenti derivati di copertura e la conseguente rilevazione nella suddetta riserva di Patrimonio Netto, rileva quale attestazione, ai sensi dell'art. 7, comma 4, del DM 9 giugno 2011, ai fini dell'applicazione dell'art. 112 TUIR DPR 916/1987.

In considerazione delle strategie di copertura realizzate dinamicamente dalla Società (finalizzate al bilanciamento economico del proprio portafoglio di acquisti e vendite di energia) e del funzionamento operativo dei mercati "*future*", i derivati designati in *hedge accounting* sono normalmente estinti anticipatamente prima della relativa scadenza contrattuale (ossia dei relativi flussi di acquisto/vendita oggetto di copertura), con conseguente interruzione delle relazioni di copertura designate ai fini dell'*hedge accounting*; secondo quanto specificamente previsto dallo IFRS 9, le variazioni di *fair value* dei derivati di copertura rilevate contabilmente alla data di interruzione delle relazioni di copertura rimangono imputate a patrimonio netto sino alla data di rilevazione degli effetti economici degli acquisti/vendite sottostanti, allorché sono trasferiti in conto economico. Ne deriva, quindi, che alla data di chiusura dell'esercizio gli effetti di copertura rilevati all'interno della riserva di *cash flow hedge* sono generati principalmente da operazioni estinte nel corso dell'esercizio e solamente in parte da posizioni in essere alla data di bilancio e rilevate in stato patrimoniale al *fair value*.

Effetti dei derivati contabilizzati in cash flow hedge

La tabella seguente espone l'impatto sul patrimonio netto della Società della riserva di *cash flow hedge* rilevata con riferimento ai derivati di copertura del rischio di prezzo dell'energia contabilizzati in *hedge accounting* al 31 dicembre 2018 al lordo dell'effetto fiscale:

Effetti dei derivati contabilizzati in Cash Flow Hedge	Valore a bilancio
Saldi di apertura all'1.1.2018	15.248
Storno effetti non realizzati alla data di chiusura dell'esercizio precedente	(2.585)
Variazioni di fair value con impatto a patrimonio netto	35.764
Effetti rilasciati a conto economico	(18.297)
Saldi di chiusura al 31.12.2018	30.130

L'efficacia dei derivati di copertura rilevata al 31 dicembre 2018 all'interno della riserva di *cash flow hedge* (positiva per 30.130 migliaia di Euro, al lordo dell'effetto fiscale) è relativa per la maggior parte a derivati estinti anticipatamente nel corso dell'esercizio (positiva per 25.807 migliaia di Euro) e in parte minore ai derivati in essere alla data di bilancio (positiva per 9.957 migliaia di Euro); tale importo sospeso contabilmente in patrimonio netto fa riferimento a futuri flussi di acquisto e/o di vendita di energia elettrica che troveranno manifestazione economica (con conseguente rilascio degli effetti economici sospesi in patrimonio netto) principalmente nell'esercizio 2019 (Euro 21.430 migliaia) e in parte nell'esercizio 2020 (Euro 7.994 migliaia) e 2021 (Euro 705 migliaia).

Analisi di sensitivity del rischio di prezzo delle commodities

Come esposto nell'apposita sezione di "*risk management*" inclusa nella Relazione sulla Gestione al presente bilancio, la Società è esposta al rischio di oscillazione dei prezzi delle *commodities* - con esclusivo riferimento al prezzo dell'energia elettrica - la cui volatilità potrebbe determinare effetti negativi sui flussi di cassa e sulle prospettive di reddito della Società.

Viene di seguito riportata un'analisi di sensitività ai cambiamenti ragionevolmente possibili nei prezzi dell'energia elettrica alla data di riferimento, mantenendo costanti tutte le altre variabili sottostanti il modello di valutazione. In particolare, il range di variazioni ipotizzate sulla curva di prezzo dell'energia elettrica ai fini della presente analisi è pari a $\pm 10\%$.



Analisi di sensitivity del rischio di prezzo delle commodities al 31 dicembre 2018

Analisi di Sensitivity del rischio di prezzo delle commodities		Al 31 dicembre 2018			
Descrizione	Prezzo commodity	Impatto a conto economico (al lordo delle imposte)		Impatto a patrimonio netto (al lordo delle imposte)	
		Incremento	Decremento	Incremento	Decremento
Variazioni nel fair value dei derivati su commodity di copertura in hedge accounting	±10 %			21.090	-21.090
Variazioni nel fair value dei derivati su commodity di copertura non hedge accounting	±10 %	0	0		
Variazioni nel fair value dei derivati su commodity di trading	±10 %	-205	205		

Analisi di sensitivity del rischio di prezzo delle commodities al 31 dicembre 2017

Analisi di Sensitivity del rischio di prezzo delle commodities		Al 31 dicembre 2017			
Descrizione	Prezzo commodity	Impatto a conto economico (al lordo delle imposte)		Impatto a patrimonio netto (al lordo delle imposte)	
		Incremento	Decremento	Incremento	Decremento
Variazioni nel fair value dei derivati su commodity di copertura in hedge accounting	±10 %			13.270	-13.270
Variazioni nel fair value dei derivati su commodity di copertura non hedge accounting	±10 %	0	0		
Variazioni nel fair value dei derivati su commodity di trading	±10 %	234	-234		

Sulla base dell'analisi di sensitività sopra esposta, si nota che le variazioni di *fair value* del portafoglio derivati legate alle variazioni di prezzo ipotizzate, impatterebbero esclusivamente il conto economico per la parte di portafoglio classificata come di *trading*. Le variazioni di *fair value* della parte di portafoglio dedicato alle operazioni di copertura, invece, per effetto dell'applicazione dell'*hedge accounting*, sarebbero imputate principalmente al patrimonio.

20. ALTRE ATTIVITÀ FINANZIARIE CORRENTI

Si riporta di seguito il dettaglio delle altre attività / passività finanziarie correnti alla data di riferimento del bilancio:

	Anno 2018	Anno 2017
ALTRE ATTIVITÀ FINANZIARIE	60.771	47.165
Crediti verso società del Gruppo per Tesoreria accentrata	60.761	47.158
Crediti finanziari verso imprese controllanti	10	8

Le altre attività / passività finanziarie correnti accolgono principalmente il saldo a credito o a debito, risultante alla data di riferimento del bilancio, verso la società controllante nell'ambito del contratto di conto corrente e convenzione di tesoreria accentrata. Al termine dell'esercizio 2018, il conto corrente intersocietario presentava un saldo a credito pari a Euro 60.761 migliaia. Al 31 dicembre 2017, il saldo risultava a credito per Euro 47.158 migliaia.

21. ALTRE ATTIVITÀ CORRENTI

La voce altre attività correnti, pari ad Euro 6.402 migliaia al 31 dicembre 2018 (Euro 6.846 migliaia al 31 dicembre 2017), accoglie principalmente il valore nominale dei depositi cauzionali attivi alla data di riferimento del bilancio, pari ad Euro 6.060 migliaia (Euro 6.550 migliaia al 31 dicembre 2017), tra i quali sono inclusi:

- crediti pari ad Euro 1.128 migliaia al 31 dicembre 2018 (Euro 1.500 migliaia al 31 dicembre 2017) riferiti all'apertura di un deposito cauzionale c.d. "*Business Account*" presso la *Joint Allocation Office*, società che gestisce la capacità di trasmissione transfrontaliera per l'Europa centro-occidentale e i confini di Italia e Svizzera settentrionale. Le regole di partecipazione alle aste per la capacità trasporto al confine, impongono il deposito di un importo a garanzia delle transazioni effettuate su di un conto corrente intestato alla stessa *Joint Allocation Office* (il "*Business Account*"). Su tale conto vengono anche addebitati gli importi per la capacità di trasporto acquistata e, pertanto, la garanzia subisce delle movimentazioni infrannuali per il suo costante adeguamento. L'ammontare della garanzia viene definito in base al tipo di asta a cui si partecipa ed ai volumi di acquisto.
- crediti pari a Euro 4.932 migliaia al 31 dicembre 2018 (Euro 5.050 migliaia al 31 dicembre 2017) per depositi cauzionali presso la Banca BNP, che è stata scelta, tra una lista di operatori qualificati, quale *Clearing Bank* per l'operare su EEX (*European Energy Exchange*), principale mercato organizzato finanziario europeo, nonché su EPEX Spot (*European Power Exchange*) che sottende agli scambi fisici dell'energia sul mercato.

22. DISPONIBILITÀ LIQUIDE E MEZZI EQUIVALENTI

Questa voce accoglie principalmente il saldo attivo dei conti correnti bancari in essere alla data di riferimento del bilancio, pari ad Euro 3.208 migliaia al 31 dicembre 2018 (Euro 6.636 migliaia al 31 dicembre 2017). Tutti i saldi sono iscritti al valore nominale ed includono anche gli interessi maturati, ma non ancora accreditati a fine esercizio. Non sono gravati da vincoli di alcun genere che ne limitino la disponibilità.

**23. PATRIMONIO NETTO**

Il patrimonio netto della Società risulta essere così composto:

	Anno 2018	Anno 2017
PATRIMONIO NETTO	40.957	29.574
Capitale sociale	3.000	3.000
Altre riserve	36.036	35.161
Utili/(Perdite) accumulate	1.114	1.267
Risultato netto dell'esercizio	807	-9.855

Capitale sociale

Il capitale sociale ammonta a Euro 3.000 migliaia. Nel corso degli esercizi 2018 e 2017 non sono intervenute variazioni nella consistenza del capitale sociale.

Altre riserve

Il dettaglio delle riserve è riportato nella tabella seguente:

	Anno 2018	Anno 2017
ALTRE RISERVE	36.036	35.161
Riserva Cash Flow Hedge	21.723	10.994
Riserva straordinaria	13.649	11.325
Riserva legale	600	600
Riserva FTA transizione IAS	117	117
Riserve di fusione		12.178
Riserve IAS 19 Benefici ai dipendenti	(54)	(54)

Riserva legale

La riserva legale ammonta ad Euro 600 migliaia; nel corso degli esercizi 2018 e 2017 non sono intervenute variazioni nella sua consistenza. La riserva rispetta i requisiti minimi fissati dall'articolo 2430 del Codice Civile.

Riserva straordinaria

Tale riserva ammonta a complessivi Euro 13.649 migliaia (Euro 11.325 migliaia al 31 dicembre 2017). L'incremento registrato nell'anno è da imputare alla destinazione a Riserva Straordinaria della Riserva di fusione (originata dall'operazione straordinaria del 2017) e dalla copertura delle perdite del 2017 per un valore netto incrementale di Euro 2.324 migliaia.

Riserve di fusione

Come sopra esplicitato, la riserva non è più presente al 31 dicembre 2018 (valeva Euro 12.178 migliaia al 31 dicembre 2017). L'azzeramento di tale riserva è dovuto alla copertura della perdita dell'esercizio precedente per Euro 9.854 migliaia e alla destinazione a riserva straordinaria per Euro 2.324 migliaia, come deliberato dal verbale dell'assemblea dei soci del

22 marzo 2018.

Riserva first time adoption ("fta")

Tale riserva rappresenta la contropartita a patrimonio netto derivante dalla prima applicazione dei principi contabili IAS/IFRS alla data di transizione del 01 gennaio 2014.

Riserva di Cash Flow Hedge (OCI)

Tale riserva comprende la variazione di *fair value* positiva, al netto dell'effetto fiscale, dei derivati di copertura sulla variazione del prezzo dell'energia classificati contabilmente come *cash flow hedge*, pari ad Euro 21.723 migliaia al 31 dicembre 2018. La sua movimentazione è stata riportata tra le altre componenti di conto economico complessivo.

Riserva attuariale IAS 19 (OCI)

La voce accoglie le perdite attuariali, espresse al netto dell'effetto fiscale, relative ai piani per benefici definiti ai dipendenti, pari ad Euro 54 migliaia al 31 dicembre 2018 (Euro 54 migliaia al 31 dicembre 2017). La sua movimentazione è stata riportata tra le altre componenti di conto economico complessivo.

Utili / (perdite) accumulate

La voce risulta positiva per Euro 1.114 migliaia al 31 dicembre 2018 (negativa per Euro 1.268 migliaia al 31 dicembre 2017). Tale voce accoglie il riporto a nuovo delle perdite risultanti dagli esercizi precedenti al 2016 nonché la destinazione del risultato positivo del 2016 e le rettifiche dovute alla variazione dei principi contabili. In particolare il decremento registrato nel corso dell'esercizio è legata alla prima adozione del principio IFRS 9.

Risultato netto dell'esercizio

Il risultato netto risulta positivo per Euro 807 migliaia per l'esercizio 2018 e negativo per Euro 9.855 migliaia con riferimento all'esercizio 2017.

Prospetto di Patrimonio Netto con informazioni integrative

Viene di seguito riportato il dettaglio delle singole voci di patrimonio netto, con la distinzione della loro origine e possibilità di utilizzazione:

	Origine	Possibilità di utilizzazione	Anno 2018	Anno 2017
Capitale sociale	Riserve di capitale	B	3.000	3.000
Riserva di cash flow hedge	Altre riserve		21.723	10.994
Riserva straordinaria	Riserva di utili	A,B,C	13.649	11.325
Riserva legale	Riserva di utili	B	600	600
Riserva FTA – transizione IAS	Altre riserve	B	117	117
Riserve di fusione	Altre riserve	A,B,C	-	12.178
Riserva attuariale IAS 19	Altre riserve		(54)	(54)
Utili/(Perdite) accumulate	Riserva di utili	A,B,C	1.114	1.268



Origine	Possibilità di utilizzazione	Anno 2018	Anno 2017
Totale		40.149	39.428
<i>Di cui:</i>			
<i>Quota non distribuibile</i>		<i>25.386</i>	<i>14.657</i>
<i>Residua quota distribuibile</i>		<i>14.763</i>	<i>24.771</i>

Legenda: A) Per aumento di capitale; B) Per copertura perdite; C) Per distribuzione ai soci.

24. BENEFICI AI DIPENDENTI

I benefici ai dipendenti ammontano ad Euro 590 migliaia nell'esercizio (Euro 622 migliaia nell'esercizio 2017). Si riporta di seguito la movimentazione intercorsa nell'esercizio:

	TFR	Isopensione	Premio fedeltà	Altri benefici a dipendenti	Totale
Valore attuale dell'obbligazione al 31/12/2016	346	144	118	60	668
Costo corrente	7	-	8	1	16
Oneri finanziari	5	-	1	1	7
Costo per prestazioni passate	-	-	-	-	-
Incrementi / (decrementi) per acquisizioni e trasferimenti	9	-	(1)	-	8
Benefici erogati	(1)	(91)	(6)	(1)	(99)
Rivalutazioni (*)	(2)	2	1	22	23
Altri movimenti	-	-	-	-	-
Valore attuale dell'obbligazione al 31/12/2017	364	55	121	83	622
Costo corrente	7	-	8	2	17
Oneri finanziari	5	-	2	1	8
Incrementi / (decrementi) per acquisizioni e trasferimenti	2	-	(2)	-	-
Benefici erogati	(1)	(54)	-	(1)	(56)
Rivalutazioni (*)	(3)	(1)	(1)	4	(1)
Altri movimenti	-	-	-	-	-
Valore attuale dell'obbligazione al 31/12/2018	374	-	128	89	590

(*) La voce "rivalutazioni" include le seguenti componenti:

1. (utili) / perdite attuariali risultanti da variazioni nelle ipotesi demografiche;
2. (utili) / perdite attuariali risultanti da variazioni nelle ipotesi finanziarie;
3. (utili) / perdite derivanti dall'effetto dell'esperienza passata.

Le passività per benefici a dipendenti sono rappresentate principalmente dal Trattamento di Fine Rapporto (TFR) per Euro 374 migliaia al 31 dicembre 2018 (Euro 364 migliaia al 31 dicembre 2017).

Oltre al TFR rientrano nella categoria di piani a benefici definiti anche le seguenti componenti:

- il premio fedeltà aziendale da erogarsi al personale dipendente, determinato sulla base del raggiungimento di una determinata anzianità di servizio, pari ad Euro 128 migliaia al 31 dicembre 2018 (Euro 121 migliaia al 31 dicembre 2017);

- altri benefici a dipendenti, per un totale pari ad Euro 89 migliaia al 31 dicembre 2018 (Euro 83 migliaia al 31 dicembre 2017), rappresentati da: (i) indennità aggiuntiva per contributi FOPEN dovute ai dipendenti aventi diritto; (ii) mensilità aggiuntive dovute ai dipendenti aventi diritto sulla base dei requisiti previsti dal CCNL (c.d. "IMA"); (iii) agevolazioni tariffarie (c.d. "sconto elettricità"), concesso in favore agli ex dipendenti successivamente al pensionamento.

Allo scopo di definire l'ammontare del valore attuale delle obbligazioni si è proceduto alla stima delle future prestazioni che, sulla base di ipotesi evolutive connesse sia allo sviluppo numerico della collettività, sia allo sviluppo retributivo, saranno erogate a favore di ciascun dipendente nel caso di prosecuzione dell'attività lavorativa, pensionamento, decesso, dimissioni o richiesta di anticipazione.

Le principali ipotesi di natura economico-finanziaria adottate per le elaborazioni sono le seguenti:

	Anno 2018	Anno 2017
Tasso di attualizzazione	1,6%	1,5%
Tasso di attualizzazione - fondo isopensione	0,0%	0,0%
Tasso di inflazione annuo	1,5%	1,5%
Incremento annuo del prezzo del consumo elettrico	1,5%	1,5%
Tasso di incremento retributivo annuo	2,5%	2,5%
Frequenze annue di anticipazioni TFR	3,0%	3,0%

In ottemperanza a quanto previsto dallo IAS19 viene fornita l'analisi di sensitività per ciascuna ipotesi attuariale rilevante alla fine dell'esercizio, mostrando gli effetti che ci sarebbero stati a seguito delle variazioni delle ipotesi attuariale ragionevolmente possibili a tale data, in termini assoluti.

	Variazione passività al variare del tasso -0,50%	One year cost	Variazione passività al variare del tasso 0,50%	One year cost
TFR	26	7	(24)	6
Isopensione	-	-	-	-
Premio fedeltà	10	8	(9)	7
Altri benefici a dipendenti	6	2	6	2

25. FONDI PER RISCHI ED ONERI

I fondi per rischi ed oneri ammontano ad Euro 16.787 migliaia (erano Euro 19.045 migliaia al 31 dicembre 2017). La voce si riferisce principalmente a fondi stanziati a fronte dei contenziosi in essere. Di seguito la loro composizione e movimentazione dell'esercizio:

	Fondo contenzioso accise	Fondo contenzioso IVA	Altri fondi vertenze	Altri fondi oneri	Valore a bilancio
Valore al 31.12.2016	-	-	787	-	787
(Utilizzi)	(431)	-	-	-	(431)
(Rilasci)	-	-	-	-	-



	Fondo contenzioso accise	Fondo contenzioso IVA	Altri fondi vertenze	Altri fondi oneri	Valore a bilancio
Accantonamenti	-	10.815	-	-	10.815
Altre variazioni	696	-	-	-	696
Acquisizioni con operazione di fusione	7.043	-	135	-	7.178
Valore al 31.12.2017	7.308	10.815	922	-	19.045
(Utilizzi)	(1.251)	(1.839)	-	-	(3.090)
(Rilasci)	-	-	-	-	-
Accantonamenti	-	319	-	513	832
Altre variazioni	-	-	-	-	-
Valore al 31.12.2018	6.057	9.295	922	513	16.787

Il fondo per il contenzioso accise risulta pari ad Euro 6.057 migliaia. Si tratta del fondo rischi stanziato a fronte del contenzioso con l'Agenzia delle Dogane per il mancato riconoscimento dell'esenzione dall'accisa per gli anni dal 2008 al 2013. Il fondo era preesistente nell'incorporata Idroenergia S.c.r.l. oggetto di fusione nel 2017. La movimentazione dell'anno ha registrato utilizzi per 1.251 imputabili:

- per Euro 901 migliaia alla copertura della svalutazione dei crediti derivanti dai versamenti di accise effettuati nell'esercizio e previsti nello stanziamento del fondo rischi;
- per Euro 350 migliaia alla copertura delle spese per le consulenze fiscali prestate per assistere la Società nel contenzioso.
- Il fondo per contenzioso IVA ammonta ad Euro 9.295 migliaia. L'accantonamento ha per oggetto il contenzioso in essere con l'Agenzia delle Entrate di Aosta ed avente per oggetto l'IVA sulle accise a loro volta oggetto di contenzioso. Anche in questo caso si tratta di una posta acquisita con l'operazione di fusione del 2017. A fronte della sentenza negativa emessa dalla CTR di Aosta a seguito del ricorso presentato dall'Agenzia delle Entrate contro la sentenza della CTP e considerato che il rischio di soccombenza è stato ritenuto a questo punto probabile, si è provveduto ad accantonare un importo pari all'IVA contestata (Euro 9.770 migliaia) e agli interessi maturati dalla data degli originari avvisi di pagamento fino al 31 dicembre 2018 (Euro 1.363 migliaia). Nel corso dell'esercizio il fondo è stato utilizzato (Euro 1.838 migliaia) a fronte dei pagamenti effettuati all'Agenzia delle Entrate in conseguenza delle intimazioni ricevute.

Gli altri fondi vertenze ammontano ad Euro 922 migliaia e non hanno subito variazioni. In tale voce risulta iscritto un fondo di Euro 97 migliaia a fronte di un contezioso in materia di accise, in essere tra l'ufficio delle Dogane di Aosta e l'incorporata Idroenergia S.c.r.l.. L'importo accantonato corrisponde alla sanzione amministrativa ex art 59, comma 1, lettera c), irrogata dall'Ufficio delle Dogane di Aosta per una presunta errata presentazione della dichiarazione di consumo per l'esercizio 2003.

Sempre in tale voce trova esposizione il fondo stanziato a fronte del contenzioso in essere contro l'Ufficio delle Dogane di Piacenza, a fronte del mancato riconoscimento delle compensazioni effettuate dalla Società. Il fondo ammonta a totali Euro 787 migliaia e comprende il valore delle compensazioni contestate e le relative sanzioni. Benché, a seguito della Sentenza positiva depositata dalla CTR dell'Emilia Romagna in data 29 novembre 2016, l'Ufficio sia stato condannato a rimborsare accise per Euro 291, non si è ritenuto opportuno

operare un rilascio del fondo in quanto l'Agenzia ha presentato ricorso in cassazione contro la sentenza di secondo grado e permane quindi un grado probabile di soccombenza.

Il saldo residuo di Euro 37 migliaia si riferisce a crediti per accise che sono stati compensati dall'incorporata Idroenergia S.c.r.l. e la cui compensazione è stata contestata dall'Ufficio delle Dogane che ne richiede, quindi, il versamento. L'ammontare del fondo è pari al credito compensato al quale sono stati sommati interessi, indennità e sanzioni.

La voce Fondo Rischi e Oneri accoglie anche l'accantonamento per Euro 513 migliaia relativamente a sconti attesi ai clienti sui consumi dell'esercizio 2018 che si prevede saranno riconosciuti nel prossimo esercizio

26. DEBITI COMMERCIALI

Il dettaglio dei debiti commerciali viene evidenziato nella tabella seguente:

	Anno 2018	Anno 2017
DEBITI COMMERCIALI	229.265	218.538
Verso imprese controllanti	139.990	125.871
Verso fornitori	79.384	82.820
Verso parti correlate	9.212	9.035
Verso clienti (Note di credito)	680	812

Debiti verso fornitori

Si tratta dei debiti commerciali verso fornitori, per fatture ricevute e da ricevere, conseguenti principalmente l'acquisto di energia elettrica ed i relativi oneri di vettoriamiento. I debiti verso fornitori, pari ad Euro 79.384 migliaia al 31 dicembre 2018 (Euro 82.820 migliaia al 31 dicembre 2017), includono la posizione netta a debito nei confronti di Terna alla data di riferimento del bilancio.

Debiti verso imprese controllanti

Tale voce accoglie i debiti commerciali principalmente derivanti dagli acquisti di energia elettrica da C.V.A. S.p.A. a s.u..

Debiti verso altre società del Gruppo C.V.A. ed altre parti correlate

Si tratta dei debiti commerciali maturati principalmente nei confronti della società Deval S.p.A. a s.u. per l'attività di vettoriamiento dell'energia elettrica.

Debiti verso clienti per note credito da emettere

Si tratta dei debiti commerciali maturati verso i clienti per i quali saranno emesse note di credito.



27. DEBITI PER IMPOSTE SUL REDDITO

I debiti per imposte sul reddito sono pari ad Euro 3.187 migliaia e sono costituiti dalla liquidazione dell'IRES verso la controllante in ragione dell'esistente convenzione di consolidato fiscale.

28. ALTRI DEBITI TRIBUTARI

Il dettaglio della voce altri debiti tributari viene evidenziato nella tabella seguente:

	Anno 2018	Anno 2017
TOTALE ALTRI DEBITI TRIBUTARI	4.386	5.326
Debiti per accise su E.E.	3.681	3.956
Debiti verso società del Gruppo per IVA consolidata	627	1.288
Ritenute a lavoratori dipendenti	75	67
Altri debiti tributari	3	15

La voce include i corrispettivi per l'imposta erariale sul consumo di energia elettrica (i.e. accise) da parte della Società, così come risultati dalle elaborazioni effettuate per la predisposizione delle dichiarazioni da presentare alle sedi UTF. Con riferimento a tali imposte, si precisa che la Società si è avvalsa dell'istituto della rivalsa come previsto dalla normativa vigente. Il saldo del debito residuo risultante al 31 dicembre 2018 risulta inferiore rispetto all'esercizio 2017 per effetto del meccanismo di acconti che caratterizza il versamento delle accise all'erario.

Gli altri debiti tributari sono rappresentati principalmente da debiti verso l'Erario per ritenute nei confronti dei dipendenti e nei confronti dei lavoratori autonomi, operate dalla Società in qualità di sostituto d'imposta.

La voce accoglie anche il debito verso la controllante per la cessione del saldo della liquidazione IVA di dicembre nell'ambito dell'applicazione della liquidazione IVA di Gruppo.

29. ALTRE PASSIVITÀ CORRENTI

Il dettaglio delle altre passività correnti è riportato nella tabella seguente:

	Anno 2018	Anno 2017
ALTRE PASSIVITÀ CORRENTI	3.614	3.822
Debiti per depositi cauzionali e garanzie incassate	1.703	1.944
Altri Debiti	526	606
Debiti verso C.S.E.A.	480	484
Debiti verso dipendenti	351	274
Acconti da clienti	282	281
Debiti verso istituti previdenziali	272	233

La voce, pari ad Euro 3.614 migliaia al 31 dicembre 2018 (Euro 3.822 migliaia al 31 dicembre 2017) è relativa prevalentemente alle seguenti categorie:

- debiti verso la "Cassa per i Servizi Energetici e Ambientali" o CSEA, pari a Euro 480 migliaia (Euro 484 migliaia nell'esercizio 2017). Il saldo rappresenta principalmente il debito derivante dall'applicazione del meccanismo di perequazione sugli acquisti dell'energia, pari ad Euro 232 migliaia nel 2018 (Euro 102 migliaia nel 2017) e dalla posizione debitoria relativa al calcolo della perequazione di commercializzazione;
- debiti per depositi cauzionali e garanzie incassate, pari a Euro 1.703 migliaia (Euro 1.944 migliaia nell'esercizio 2017), derivanti dai depositi cauzionali versati dai clienti al momento dell'attivazione dell'utenza a garanzia del corretto adempimento delle obbligazioni assunte;
- debiti verso dipendenti, pari a Euro 351 migliaia (Euro 274 migliaia nell'esercizio 2017), principalmente relativo all'onere per ferie e permessi maturati e non goduti alla data di riferimento del bilancio;
- debiti verso istituti previdenziali, pari a Euro 272 migliaia (Euro 233 migliaia nell'esercizio 2017), quali l'INPS ed altri fondi di previdenza complementare;
- acconti da clienti per Euro 282 migliaia (rispetto a Euro 281 migliaia dell'esercizio 2017)
- altri debiti, per Euro 526 migliaia (Euro 606 migliaia nell'esercizio 2017), derivanti in prevalenza dalle spese di lite a cui la Società è stata condannata nei vari contenziosi in essere e dal debito verso lo Stato Italiano, pari ad Euro 360 migliaia, relativo al canone RAI incluso in bolletta e riscosso dalla Società.



ALTRE INFORMAZIONI

NOME E SEDE LEGALE DELL'IMPRESA CHE REDIGE IL BILANCIO CONSOLIDATO

Ai sensi dell'articolo 2427, comma 1, numero 22-quinquies) e 22-sexies) del Codice Civile, si riporta di seguito il nome e la sede legale dell'impresa che redige il bilancio consolidato dell'insieme più grande / più piccolo di imprese di cui l'impresa fa parte in quanto impresa controllata, nonché il luogo in cui è disponibile la copia del bilancio consolidato:

	Insieme più grande	Insieme più piccolo
Nome dell'impresa	C.V.A. S.p.A. a s.u.	C.V.A. S.p.A. a s.u.
Città (se in Italia) o stato estero	Chatillon	Chatillon
Codice fiscale (per imprese italiane)	01013130073	01013130073
Luogo di deposito del bilancio consolidato	Camera di Commercio di Aosta	Camera di Commercio di Aosta

ATTIVITÀ DI DIREZIONE E COORDINAMENTO

Ai sensi dell'art. 2497 bis, comma 4 del Codice Civile, si fornisce di seguito un prospetto riepilogativo dei dati essenziali dell'ultimo bilancio approvato di C.V.A. S.p.A. a s.u., società che effettua l'attività di direzione e coordinamento per il Gruppo facente capo alla stessa C.V.A. S.p.A. a s.u..

CONTO ECONOMICO

Importi in Euro	Ultimo esercizio	Esercizio precedente
	31/12/2017	31/12/2016
Ricavi	161.609.502	166.572.918
Costi operativi	73.848.987	73.082.039
Ammortamenti, accantonamenti e svalutazioni	31.869.471	32.015.526
Gestione finanziaria	- 4.939.241	3.127.503
Imposte sul reddito	- 16.893.063 -	19.571.529
RISULTATO NETTO	34.058.739	45.031.327

STATO PATRIMONIALE ATTIVO

<i>Importi in Euro</i>	Ultimo esercizio	Esercizio precedente
	<i>31/12/2017</i>	<i>31/12/2016</i>
ATTIVITA'		
Attività non correnti		
Attività materiali	432.732.987	447.141.505
Attività immateriali	7.359.327	7.883.461
Avviamento	187.937.409	187.937.409
Partecipazioni	112.506.322	106.276.760
Attività per imposte anticipate	10.908.613	12.394.808
Attività finanziarie non correnti	113.922.499	107.407.046
Altre attività non correnti	1.762.943	1.291.679
Totale attività non correnti	867.130.100	870.332.668
Attività correnti		
Rimanenze	736.440	634.896
Crediti commerciali	130.625.434	135.547.975
Crediti per imposte sul reddito	13.257.720	25.364.663
Altri crediti tributari	6.789.333	6.952.434
Derivati	212.527	79.312
Altre attività finanziarie correnti	109.594.663	91.322.989
Altre attività correnti	17.034.714	23.334.996
Disponibilità liquide e mezzi equivalenti	259.385.392	187.013.747
Totale attività correnti	537.636.223	470.251.012
Attività classificate come possedute per la vendita	-	-
TOTALE ATTIVITA'	1.404.766.323	1.340.583.680



STATO PATRIMONIALE PASSIVO

<i>Importi in Euro</i>	Ultimo esercizio	Esercizio precedente
	31/12/2017	31/12/2016
PATRIMONIO NETTO		
Capitale sociale	395.000.000	395.000.000
Alte riserve	341.382.712	431.692.095
Risultato netto dell'esercizio	34.058.739	45.031.327
Totale patrimonio netto	770.441.451	871.723.422
PASSIVITA'		
Passività non correnti		
Benefici a dipendenti	7.799.310	8.992.550
Fondo per rischi e oneri	9.174.789	8.706.641
Passività per imposte differite	29.594.003	23.637.157
Passività finanziarie non correnti	368.243.935	197.174.031
Altre passività non correnti	953.600	1.013.200
Totale passività non correnti	415.765.637	239.523.579
Passività correnti		
Debiti commerciali	125.098.375	130.319.631
Debiti per imposte sul reddito	7.023.419	1.256.360
Altri debiti tributari	1.003.420	3.813.088
Derivati	423.260	3.806.131
Altre passività finanziarie correnti	75.983.308	81.312.002
Altre passività correnti	9.027.453	8.829.467
Totale passività correnti	218.559.235	229.336.679
Passività correlate ad attività destinate ad essere cedute	-	-
TOTALE PATRIMONIO NETTO E PASSIVITA'	1.404.766.323	1.340.583.680

PARTI CORRELATE

Per quanto concerne l'identificazione dei rapporti economico-patrimoniali intercorsi con parti correlate e per una descrizione della natura dei principali rapporti, si rimanda a quanto illustrato nell'apposito paragrafo della Relazione sulla Gestione.

COMPENSI AGLI ORGANI SOCIALI

Vengono di seguito riportate le informazioni concernenti i compensi agli Amministratori ed i Sindaci, ai sensi dell'art. 2427, punto 16 del Codice Civile:

Compensi	Anno 2018	Anno 2017
Compensi agli Amministratori	38	39
Compensi ai Sindaci	23	44

COMPENSI ALLA SOCIETÀ DI REVISIONE

La tabella seguente riporta il dettaglio dei corrispettivi relativi ai servizi di revisione ai sensi dell'art. 2427 punto 16-bis del Codice Civile:

Compensi	Soggetto che ha erogato il servizio	Anno 2018
Revisione Legale	EY S.p.A.	46.
Altri servizi di attestazione	EY S.p.A.	-
Altri servizi diversi dalla revisione	EY S.p.A.	19
Totale compensi società di revisione		65

GARANZIE, IMPEGNI E PASSIVITÀ POTENZIALI

Si fornisce di seguito un dettaglio delle fidejussioni ed affidamenti ottenute e rilasciate dalla Società al momento della redazione della presente nota:

- si rilevano fideiussioni bancarie e assicurative per complessivi Euro 8.824 migliaia (Euro 20.071 migliaia al 31 dicembre 2017) ricevute da parte della clientela a garanzia del regolare pagamento dell'energia a loro somministrata;
- risultano Euro 136.473 migliaia (Euro 128.345 al 31 dicembre 2017) per fideiussioni rilasciate da primari Istituti bancari ed assicurativi a garanzia del corretto adempimento di tutti gli obblighi contrattuali verso fornitori ed enti previdenziali e di tutti gli obblighi fiscali con le varie Agenzie delle Dogane ai sensi del D. Lgs n. 104 del 26/10/95;
- la società controllante ha inoltre rilasciato fideiussioni personali a beneficio di fornitori per garantire il corretto adempimento di tutti gli obblighi contrattuali, per un importo complessivo pari a Euro 121.226 migliaia al 31 dicembre 2018 (Euro 158.049 migliaia al 31 dicembre 2017);
- è stata infine rilasciata una "Parent Company Guarantee" pari a Euro 3.096 migliaia

Bilancio di esercizio al 31/12/2018



(stesso importo al 31 dicembre 2017) a garanzia degli obblighi derivanti dal contratto di acquisto di energia elettrica dall'Acquirente Unico, per il Mercato di Maggior Tutela.

FATTI DI RILIEVO AVVENUTI DOPO LA CHIUSURA DELL'ESERCIZIO

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

INFORMAZIONI EX ART. 1 COMMA 125, DELLA LEGGE 4 AGOSTO 2017 N. 124

Con riferimento all'art. 1 comma 125 della Legge n. 124/2017, qui di seguito sono riepilogate le sovvenzioni (contributi, incarichi retribuiti, vantaggi economici) ricevute dalle pubbliche amministrazioni ed indicate con un criterio di cassa.

Soggetto erogante	Importo in Euro	Causale	Note
Regione Autonoma Valle d'Aosta.	13.799,69	Bando Fabbrica Intelligente – Interventi Regionali in favore della ricerca e sviluppo. Progetto HOME Atto di concessione PD n. 1989 del 17/04/2018	Contributo presente nel Registro Nazionale degli Aiuti di Stato per il totale concesso di Euro 76.890
C.S.E.A.	15.994,78	Regolazione componenti tariffarie ppe1, ppe2010, pcv e dispbt2 in favore degli esercenti la maggior tutela – Note 21 - 22 – 13	
C.S.E.A.	1.020.376,36	Meccanismo di compensazione della morosità dei clienti finali art.16ter del TIV- Conto PCV – Nota 4	
C.S.E.A.	43.484,35	Meccanismo di compensazione uscita clienti art.16quater del TIV – Conto PCV – Nota 17	
C.S.E.A.	796,40	Meccanismo di incentivazione della bolletta elettronica art.16 quinquies del TIV - Conto PCV – Nota 20	
C.S.E.A.	872.559,92	Proposta erogazione saldi di perequazione TIV 2017 e aggiornamento anni precedenti - Conto PPE e UC3 – Nota 18	
Regione Autonoma Valle d'Aosta.	1.592,63	PUNTO ROSSO IN AZIENDA - Accrescimento delle competenze della forza lavoro - azioni di formazione continua. Percorso formativo volto al miglioramento del rendimento degli operatori e delle organizzazioni delle imprese partecipanti Atto di concessione PD 2334 del 03/05/2018	Contributo presente nel Registro Nazionale degli Aiuti di Stato

PROPOSTA DI DESTINAZIONE DELL'UTILE DELL'ESERCIZIO

Al socio unico,

sottoponiamo alla Sua approvazione il bilancio al 31 dicembre 2018, dal quale emerge un utile di Euro 806.842,11, la cui destinazione si propone che sia demandata all'Assemblea dei Soci.

Sentiamo il dovere di ringraziare tutto il personale aziendale, il Collegio Sindacale ed il socio unico C.V.A. S.p.A. a s.u. per l'opera svolta nell'interesse della Società.

Invitiamo, pertanto, l'Assemblea ad approvare il progetto di bilancio così come è stato proposto con la destinazione dell'utile di esercizio risultante.

Châtillon, 27 marzo 2019

Per il Consiglio di Amministrazione



Il Presidente

(Ing. Enrico DE GIROLAMO)



RELAZIONE DEL COLLEGIO SINDACALE

RELAZIONE DEL COLLEGIO SINDACALE AL BILANCIO DI ESERCIZIO CHIUSO AL 31 DICEMBRE 2018 REDATTA AI SENSI DELL'ART. 2429, CO. 2, C.C.

All'assemblea dei soci della società CVA Trading S.r.l.

Il collegio sindacale prende atto che il socio unico CVA Spa ha espressamente formalizzato in data 27 marzo apposita dichiarazione di rinuncia ai termini previsti dalla legge per il deposito nella sede della società delle relazioni ex art. 2429 c.c. del Collegio Sindacale e della Società di Revisione incaricata del controllo legale.

La società incaricata della Revisione legale "Ernest & Young Spa" ha ultimato i controlli di propria competenza, rilasciando in data odierna la propria relazione al bilancio che si chiude con un giudizio positivo e senza rilievi in armonia con le norme di comportamento n. 3.7 e 5.3 emanate dal CNDCEC nel mese di settembre 2015.

L'organo di amministrazione ha reso disponibili i seguenti documenti, approvati in data 27 marzo 2019, relativi all'esercizio chiuso al 31 dicembre 2018:

- Progetto di bilancio al 31 dicembre 2018, costituito dallo Stato Patrimoniale, dal Conto Economico, dal prospetto delle variazioni del Patrimonio netto, dal Rendiconto finanziario e dalla Nota integrativa
- Relazione sulla gestione

La responsabilità della relazione del bilancio compete agli amministratori della "C.V.A. Trading S.r.l.", mentre fa carico alla società di revisione il giudizio professionale basato sulla revisione contabile.

Il collegio Sindacale ha proceduto al controllo di tali documenti e condivide le indicazioni ed i dati in essi contenuti, nonché le modalità di rappresentazione prescelte ed i criteri di valutazione adottati, ritenendosi pertanto esonerato da ulteriori precisazioni.

L'impostazione della presente relazione è ispirata alle disposizioni di legge e alla Norma n. 7.1. delle "Norme di comportamento del collegio sindacale - Principi di comportamento del collegio sindacale di società non quotate", emanate dal CNDCEC e vigenti dal 30 settembre 2015.

Conoscenza della società, valutazione dei rischi e rapporto sugli incarichi affidati

Considerando la conoscenza che il collegio sindacale dichiara di avere in merito alla società e per quanto concerne:

- la tipologia dell'attività svolta;
- la sua struttura organizzativa e contabile;

tenendo anche conto delle dimensioni e delle problematiche dell'azienda, viene ribadito che la fase di "pianificazione" dell'attività di vigilanza - nella quale occorre valutare i rischi intrinseci e le criticità rispetto ai due parametri sopra citati - è stata attuata mediante il riscontro positivo riguardo a quanto già conosciuto in base alle informazioni acquisite nel tempo attraverso anche le attività di verifica trimestrale.

È stato quindi possibile confermare che:

- l'attività tipica svolta dalla società non è mutata nel corso dell'esercizio in esame ed è coerente con quanto previsto dall'oggetto sociale;
- l'assetto organizzativo e la dotazione delle strutture informatiche sono rimasti sostanzialmente invariati;
- le risorse umane costituenti la "forza lavoro" non sono sostanzialmente mutate;
- quanto sopra constatato risulta indirettamente confermato dal confronto delle risultanze dei valori espressi nel conto economico per 2 ultimi esercizi, ovvero quello in esame (2018) e quello precedente (2017). È inoltre possibile rilevare come la società abbia operato nel 2018 in termini confrontabili con l'esercizio precedente e, di conseguenza, i nostri controlli si sono svolti su tali presupposti avendo verificato la sostanziale confrontabilità dei valori e dei risultati con quelli dell'esercizio precedente.

Le attività svolte dal collegio hanno riguardato, sotto l'aspetto temporale, l'intero esercizio e nel corso dell'esercizio stesso sono state regolarmente svolte le riunioni di cui all'art. 2404 c.c. e di tali riunioni sono stati redatti appositi verbali debitamente sottoscritti per approvazione unanime.

Attività svolta

Durante le verifiche periodiche, il collegio ha preso conoscenza dell'evoluzione dell'attività svolta dalla società, ponendo particolare attenzione alle problematiche di natura contingente e/o straordinaria al fine di individuarne l'impatto economico e finanziario sul risultato di esercizio e sulla struttura patrimoniale, nonché gli eventuali rischi come anche quelli derivanti da perdite su crediti, monitorati con periodicità costante. Si sono anche avuti confronti con l'ufficio contabile su temi di natura contabile, fiscale, tecnica e specifica dando riscontri positivi.

Il collegio ha quindi periodicamente valutato l'adeguatezza della struttura organizzativa e funzionale dell'impresa e delle sue eventuali mutazioni rispetto alle esigenze minime postulate dall'andamento della gestione.

I rapporti con le persone operanti nella citata struttura - amministratori, dipendenti e consulenti esterni - si sono ispirati alla reciproca collaborazione nel rispetto dei ruoli a ciascuno affidati, avendo chiarito quelli del collegio sindacale.

Per tutta la durata dell'esercizio si è potuto riscontrare che:

- il personale amministrativo interno incaricato della rilevazione dei fatti aziendali non è sostanzialmente mutato rispetto all'esercizio precedente;



- il livello della sua preparazione tecnica resta adeguato rispetto alla tipologia dei fatti aziendali ordinari da rilevare e può vantare una sufficiente conoscenza delle problematiche aziendali;

L'organo amministrativo ha riferito al collegio sindacale, anche in occasione delle riunioni periodiche, sul generale andamento della gestione e sulla sua prevedibile evoluzione nonché sulle operazioni di maggior rilievo, per le loro dimensioni o caratteristiche, effettuate dalla società.

In conclusione, per quanto è stato possibile riscontrare durante l'attività svolta nell'esercizio, il collegio sindacale può affermare che:

- le decisioni assunte dai soci e dall'organo di amministrazione sono state conformi alla legge ed allo statuto sociale e non sono state palesemente imprudenti o tali da compromettere definitivamente l'integrità del patrimonio sociale;
- sono state acquisite le informazioni sufficienti relative al generale andamento della gestione e sulla sua prevedibile evoluzione, nonché sulle operazioni di maggior rilievo, per dimensioni o caratteristiche, effettuate dalla società;
- le operazioni poste in essere sono state anch'esse conformi alla legge ed allo statuto sociale e non in potenziale contrasto con le delibere assunte dall'assemblea dei soci o tali da compromettere l'integrità del patrimonio sociale;

- non si pongono specifiche osservazioni in merito all'adeguatezza dell'assetto organizzativo della società, né in merito all'adeguatezza del sistema amministrativo e contabile, nonché sull'affidabilità di quest'ultimo nel rappresentare correttamente i fatti di gestione;
- nel corso dell'attività di vigilanza, come sopra descritta, non sono emersi ulteriori fatti significativi tali da richiederne la segnalazione nella presente relazione;
- non si è dovuto intervenire per omissioni dell'organo di amministrazione ai sensi dell'art. 2406 c.c.;
- non sono state ricevute denunce ai sensi dell'art. 2408 c.c.;
- non sono state fatte denunce ai sensi dell'art. 2409, co. 7, c.c.;
- nel corso dell'esercizio il collegio non ha rilasciato pareri previsti dalla legge.

Osservazioni e proposte in ordine al bilancio ed alla sua approvazione

Il progetto di bilancio dell'esercizio chiuso al 31 dicembre 2018, è stato predisposto dall'organo amministrativo e risulta costituito dallo stato patrimoniale, dal conto economico, dal rendiconto finanziario e dalla nota integrativa, il presente bilancio è stato redatto in conformità agli IFRS emanati dallo IASB.

Inoltre: l'organo di amministrazione ha altresì predisposto la relazione sulla gestione di cui all'art. 2428 c.c.; tali documenti sono stati consegnati al collegio sindacale in tempo utile affinché siano depositati presso la sede

della società corredati dalla presente relazione, e ciò indipendentemente dal termine previsto dall'art. 2429, co. 1, c.c.;

La revisione legale come già detto è stata affidata alla società di revisione Ernst & Young Spa, nella sua relazione non ha evidenziato rilievi per deviazioni significative, ovvero giudizi negativi o impossibilità di esprimere un giudizio o richiami di informativa e pertanto il giudizio rilasciato è positivo.

È quindi stato esaminato il progetto di bilancio, in merito al quale vengono fornite ancora le seguenti ulteriori informazioni:

- i criteri di valutazione delle poste dell'attivo e del passivo soggette a tale necessità inderogabile sono stati controllati e non sono risultati sostanzialmente diversi da quelli adottati negli esercizi precedenti, conformi al disposto dell'art. 2426 c.c.;
- è stata posta attenzione all'impostazione data al progetto di bilancio, sulla sua generale conformità alla legge per quello che riguarda la sua formazione e struttura e a tale riguardo non si hanno osservazioni che debbano essere evidenziate nella presente relazione;
- è stata verificata l'osservanza delle norme di legge inerenti la predisposizione della relazione sulla gestione e a tale riguardo non si hanno osservazioni che debbano essere evidenziate nella presente relazione;
- l'organo di amministrazione, nella redazione del bilancio, non ha derogato alle norme di legge ai sensi dell'art. 2423, co. 4, c.c.;
- è stata verificata la rispondenza del bilancio ai fatti ed alle informazioni di cui si è avuta conoscenza a seguito dell'assolvimento dei doveri tipici del collegio sindacale ed a tale riguardo non vengono evidenziate ulteriori osservazioni;
- ai sensi dell'art. 2426, n. 6, c.c. il collegio sindacale ha preso atto che non esiste più alcun valore di avviamento iscritto alla voce B-I-5) dell'attivo dello stato patrimoniale;
- è stata verificata la correttezza delle informazioni contenute nella nota integrativa per quanto attiene l'assenza di posizioni finanziarie e monetarie attive e passive sorte originariamente in valute diverse dall'euro;
- sono state fornite in nota integrativa le informazioni richieste dall'art. 2427-bis c.c., relative agli strumenti finanziari derivati e per le immobilizzazioni finanziarie e il loro criterio di valutazione;
- sono state acquisite informazioni dell'organismo di vigilanza e non sono emerse criticità rispetto al modello organizzativo che debbano essere evidenziate nella presente relazione;

Risultato dell'esercizio sociale

Il risultato netto accertato dall'organo di amministrazione relativo all'esercizio chiuso al 31 dicembre 2018, risulta



positivo per euro 806.842.

In merito alla proposta dell'organo di amministrazione circa la destinazione dell'utile di esercizio, esposta in chiusura alla relazione sulla gestione, il collegio non ha nulla da osservare, in quanto tale proposta è in coerenza con quanto previsto dalle norme vigenti.

Conclusioni

Sulla base di quanto sopra esposto e per quanto è stato portato a conoscenza del collegio sindacale ed è stato riscontrato dai controlli periodici svolti, si ritiene all'unanimità che non sussistano ragioni ostative all'approvazione da parte Vostra del progetto di bilancio per l'esercizio chiuso al 31 dicembre 2018 così come è stato redatto e Vi è stato proposto dall'organo di amministrazione.

Aosta, 16 aprile 2019

Letto, confermato e sottoscritto.

Il collegio sindacale

Henri Dondeynaz (Presidente) _____

Walter Bagna (Sindaco effettivo) _____

Ivana Gaillard (Sindaco effettivo) _____





RELAZIONE DELLA SOCIETA' DI REVISIONE



CVA Trading S.r.l.

Bilancio d'esercizio al 31 dicembre 2018

**Relazione della società di revisione indipendente
ai sensi dell'art. 14 del D. Lgs. 27 gennaio 2010, n. 39**



EY S.p.A.
Via Meucci 5
10121 Torino

Tel. +39 011 5161611
Fax. +39 011 5612554
ey.com

**Relazione della società di revisione indipendente
ai sensi dell'art. 14 del D. Lgs. 27 gennaio 2010, n. 39**

**Al Socio Unico della
CVA Trading S.r.l.**

Relazione sulla revisione contabile del bilancio d'esercizio

Giudizio

Abbiamo svolto la revisione contabile del bilancio d'esercizio della CVA Trading S.r.l. (la Società), costituito dalla situazione patrimoniale-finanziaria al 31 dicembre 2018, dal conto economico, dal conto economico complessivo, dal prospetto delle variazioni del patrimonio netto, dal rendiconto finanziario per l'esercizio chiuso a tale data e dalle note al bilancio che includono anche la sintesi dei più significativi principi contabili applicati.

A nostro giudizio, il bilancio d'esercizio fornisce una rappresentazione veritiera e corretta della situazione patrimoniale e finanziaria della Società al 31 dicembre 2018, 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.

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 d'esercizio* della presente relazione. Siamo indipendenti rispetto alla Società 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.

Responsabilità degli amministratori e del collegio sindacale per il bilancio d'esercizio

Gli amministratori sono responsabili per la redazione del bilancio d'esercizio che fornisca una rappresentazione veritiera e corretta in conformità agli International Financial Reporting Standards adottati dall'Unione Europea 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 della Società di continuare ad operare come un'entità in funzionamento e, nella redazione del bilancio d'esercizio, 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 d'esercizio a meno che abbiano valutato che sussistono le condizioni per la liquidazione della Società 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 della Società.

EY S.p.A.
Sede Legale: Via Po, 33 - 00198 Roma
Capitale Sociale Euro 2.525.000.000
Iscritta alla S.O. del Registro delle Imprese presso la C.G.I.A. di Roma
Codice fiscale e numero di iscrizione 0674920584 - numero R.E.A. 250204
P.IVA 06891231003
Iscritta al Registro Revisioni Legali al n. 70945 Pubblicato sulla G.U. Suppl. 13 - IV Serie Speciale del 17/2/1998
Iscritta all'Albo Speciale delle società di revisione
Consob al progressivo n. 244/bibera n. 10831 del 16/7/1997

A member firm of EY and Young Global Limited



Responsabilità della società di revisione per la revisione contabile del bilancio d'esercizio

I nostri obiettivi sono l'acquisizione di una ragionevole sicurezza che il bilancio d'esercizio 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 d'esercizio.

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 d'esercizio, 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 o 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 della Società;
- 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 della Società 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 la Società cessi di operare come un'entità in funzionamento;
- abbiamo valutato la presentazione, la struttura e il contenuto del bilancio d'esercizio nel suo complesso, inclusa l'informativa, e se il bilancio d'esercizio rappresenti le operazioni e gli eventi sottostanti in modo da fornire una corretta rappresentazione.

Abbiamo comunicato ai responsabili delle attività di governance, identificati ad un livello appropriato come richiesto ai 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.



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

Gli amministratori della CVA Trading S.r.l. sono responsabili per la predisposizione della relazione sulla gestione della CVA Trading S.r.l. al 31 dicembre 2018, inclusa la sua coerenza con il relativo bilancio d'esercizio e la sua 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 con il bilancio d'esercizio della CVA Trading S.r.l. al 31 dicembre 2018 e sulla conformità della stessa alle norme di legge, nonché di rilasciare una dichiarazione su eventuali errori significativi.

A nostro giudizio, la relazione sulla gestione è coerente con il bilancio d'esercizio della CVA Trading S.r.l. al 31 dicembre 2018 ed è redatta 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.

Torino, 16 aprile 2019

EY S.p.A.

Luigi Conti
(Socio)