

Gruppo Saras
Resoconto Intermedio
sulla Gestione
al 30 settembre 2021



SARAS

Indice dei contenuti

Organi Societari e di Controllo	3
Attività del Gruppo	4
Struttura del Gruppo Saras	5
Andamento del titolo Saras	6
RELAZIONE SULLA GESTIONE	
Impatto Covid-19	7
Gaap e Non Gaap measure – Indicatori alternativi di performance	8
Principali risultati finanziari ed operativi di Gruppo	9
Mercato di riferimento	13
Analisi dei Segmenti	17
Industrial & Marketing	17
Renewables	21
Investimenti per settore di attività	22
Evoluzione prevedibile della Gestione	23
Analisi dei Rischi	24
Altre informazioni	27
Fatti di rilievo avvenuti dopo la chiusura dei primi nove mesi del 2021	27
 Prospetti Contabili Consolidati	 28
Nota Integrativa ai Prospetti Contabili Consolidati	32

Organi Societari e di Controllo

CONSIGLIO DI AMMINISTRAZIONE

MASSIMO MORATTI	Presidente e Consigliere
DARIO SCAFFARDI	Amministratore Delegato, Direttore Generale e Consigliere
ANGELO MORATTI	Consigliere
ANGELOMARIO MORATTI	Consigliere
GABRIELE MORATTI	Consigliere
GIOVANNI MORATTI	Consigliere
GILBERTO CALLERA	Consigliere indipendente
ADRIANA CERRETELLI	Consigliere indipendente
MONICA DE VIRGILIIS	Consigliere Indipendente
LAURA FIDANZA	Consigliere indipendente
ISABELLE HARVIE-WATT	Consigliere Indipendente
FRANCESCA LUCHI	Consigliere Indipendente

COLLEGIO SINDACALE

GIANCARLA BRANDA	Presidente
FABRIZIO COLOMBO	Sindaco effettivo
PAOLA SIMONELLI	Sindaco effettivo
PINUCCIA MAZZA	Sindaco supplente
ANDREA PERRONE	Sindaco supplente

DIRIGENTE PREPOSTO

FRANCO BALSAMO	Chief Financial Officer
----------------	-------------------------

SOCIETA' DI REVISIONE

EY SpA

Attività del Gruppo

Il Gruppo Saras è attivo nel settore dell'energia ed è uno dei principali operatori indipendenti europei nella raffinazione di petrolio. La raffineria di Sarroch, sulla costa a Sud-Ovest di Cagliari, è una delle più grandi del Mediterraneo per capacità produttiva (15 milioni di tonnellate all'anno, pari a 300 mila barili al giorno) e tra le più avanzate per complessità degli impianti (Indice Nelson pari a 11,7). Collocata in una posizione strategica al centro del Mediterraneo, la raffineria è gestita dalla controllata Sarlux Srl, e costituisce un modello di riferimento in termini di efficienza e sostenibilità ambientale, grazie al know-how e al patrimonio tecnologico maturato in oltre cinquant'anni di attività. Per sfruttare in modo ottimale queste risorse, Saras ha introdotto un modello di business basato sull'integrazione della propria Supply Chain, mediante lo stretto coordinamento tra le operazioni di raffinazione e le attività commerciali. In tale ambito rientra anche la controllata Saras Trading SA, basata a Ginevra, uno dei principali hub mondiali per gli scambi di commodities petrolifere, che acquista grezzi e altre materie prime per la raffinazione, vende i prodotti raffinati, e svolge attività di trading.

Direttamente e attraverso le proprie controllate, il Gruppo vende e distribuisce prodotti petroliferi come diesel, benzina, gasolio per riscaldamento, gas di petrolio liquefatto (GPL), virgin nafta, carburante per l'aviazione e per il bunkeraggio, prevalentemente sul mercato italiano e spagnolo, ma anche in vari altri paesi europei ed extra-europei.

Il Gruppo è attivo anche nell'attività di produzione e vendita di energia elettrica, mediante l'impianto IGCC (Impianto di Gasificazione a Ciclo Combinato) integrato alla raffineria e gestito anch'esso dalla controllata Sarlux, con una potenza installata di 575MW. L'impianto utilizza i prodotti pesanti della raffinazione, e li trasforma in oltre 4 miliardi di kWh/anno di energia elettrica, contribuendo per circa il 48% al fabbisogno elettrico della Sardegna.

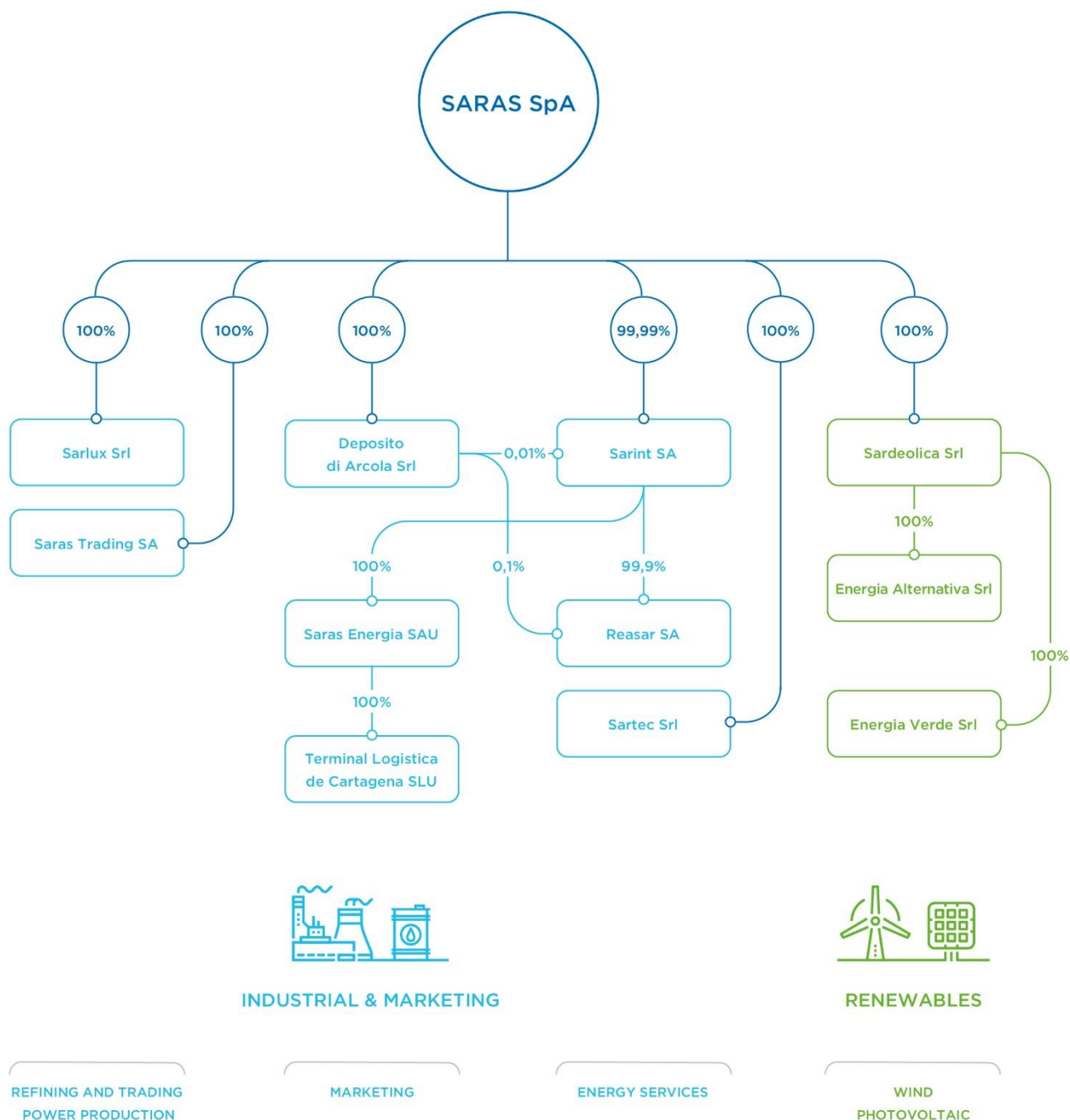
Sempre in Sardegna, il Gruppo produce e vende energia elettrica da fonti rinnovabili, attraverso tre parchi eolici gestiti dalla controllata Sardeolica Srl e basati in Sardegna a Ulassai, e a Macchiareddu, Cagliari (Sardegna), per una capacità installata totale ad oggi pari a 171 MW. L'attività nel settore delle fonti rinnovabili del Gruppo Saras è prevista in significativa espansione nel medio termine, con un obiettivo di capacità installata pari a 500MW nel 2024.

Infine, il Gruppo è attivo nel settore dei servizi di ingegneria industriale e ricerca per il settore petrolifero, dell'energia e dell'ambiente, attraverso la controllata Sartec Srl..



Struttura del Gruppo Saras

Si riporta di seguito la struttura del Gruppo Saras e le principali società per ciascun settore di attività al 30 settembre 2021. Si ricorda che dal 1° gennaio 2021 il segmento denominato “Industrial & Marketing” include tutte le attività relative alla raffinazione ed alla generazione di energia elettrica nonché le attività relative al “Marketing”. Il segmento “Renewables” include le attività precedentemente incluse nel segmento “Wind” che è stato rinominato in vista di potenziali sviluppi nell’ambito del fotovoltaico e idrogeno verde.



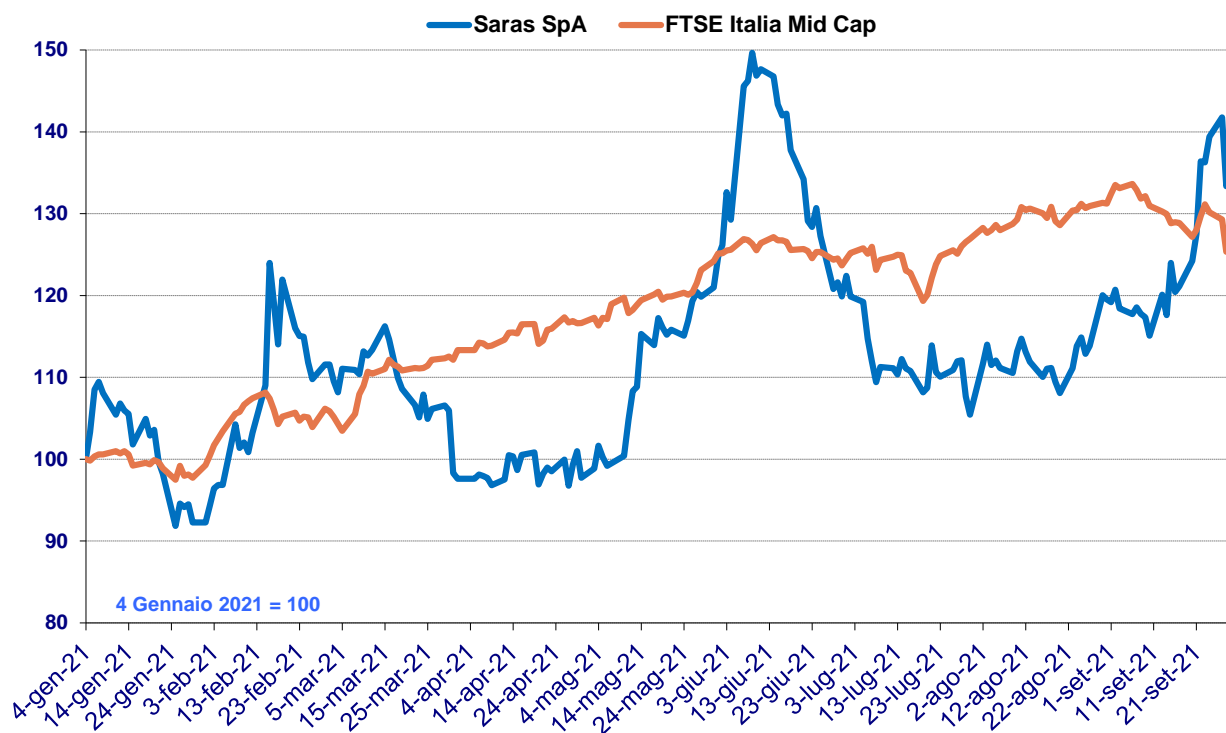
Andamento del titolo Saras

Di seguito si riportano alcuni dati relativi all'andamento del titolo Saras, in termini di prezzo e volumi scambiati, durante i primi nove mesi del 2021.

PREZZO DEL TITOLO (Euro)		9M/21
Prezzo minimo (25/01/2021)		0,54
Prezzo massimo (09/06/2021)		0,88
Prezzo medio		0,6629
Prezzo alla chiusura dei primi nove mesi del 2021 (30/09/2021)		0,8438
VOLUMI SCAMBIATI GIORNALIERI		9M/21
Massimo in milioni di Euro (07/06/2021)		45,5
Massimo in milioni di azioni (07/06/2021)		53,2
Minimo in milioni di Euro (27/08/2021)		1,3
Minimo in milioni di azioni (27/08/2021)		2,0
Volume medio in milioni di Euro		7,0
Volume medio in milioni di azioni		10,3

La capitalizzazione di mercato alla fine dei primi nove mesi del 2021 ammontava a circa 802 milioni di Euro e le azioni sono 951 milioni.

Nel grafico seguente viene riportato l'andamento giornaliero del titolo durante i primi nove mesi del 2021, confrontato con l'indice "FTSE Italia Mid Cap" della Borsa di Milano:



RELAZIONE SULLA GESTIONE

Impatto Covid-19

Le proiezioni di metà ottobre contenute nel World Economic Outlook del Fondo Monetario Internazionale (FMI) hanno sostanzialmente confermato per il 2021 le aspettative di una crescita sostenuta del PIL mondiale e pari al 5,9% (6% nelle precedenti previsioni di fine luglio) e del 4,9% nel 2022. La lieve revisione in ribasso per il 2021 riflette un declassamento per le economie avanzate, in parte a causa di tensioni nell'offerta di commodities e, con riferimento ai paesi in via di sviluppo a basso reddito, per gran parte per il peggioramento delle dinamiche pandemiche, parzialmente compensato dalle migliori prospettive a breve termine per alcuni mercati emergenti ed economie in via di sviluppo esportatori di materie prime.

Tra le economie avanzate, fa eccezione l'eurozona dove, nel 2021, grazie al trend di crescita rivisto al rialzo per Italia e Francia, il PIL è previsto in crescita del +5% (+4,6% nelle precedenti proiezioni) mentre, nel 2022, rimane confermato al +4,3%.

Analogamente, secondo quanto emerge dall'ultimo report dell'Agenzia Internazionale dell'Energia (AIE), il trend positivo della domanda petrolifera globale, iniziato alla fine del 2020 e continuato nel 2021, si è mantenuto nel terzo trimestre del 2021, e porta a prevedere una domanda petrolifera pari a 96,3 mb/giorno nel 2021 (leggermente inferiore alle precedenti stime AIE di luglio pari a 96,5 mb/giorno) e pari 99,6 mb/giorno nel 2022 (99,5 mb/giorno nelle precedenti previsioni), raggiungendo nel 2022 livelli pari se non leggermente superiori a quelli pre-covid. Tali stime includono anche un parziale aumento della domanda petrolifera (stimato in circa 0,5mb/giorno rispetto a condizioni di normalità) in sostituzione al gas naturale per la produzione di energia elettrica. La carenza di forniture di gas naturale, GNL e carbone registrata negli ultimi mesi a livello globale, e derivante dalla rapida ripresa economica, ha infatti innescato un'impennata dei prezzi delle forniture energetiche, portando ad un passaggio ai prodotti petroliferi e al greggio nei processi di generazione di energia elettrica. Dall'altro lato, le stesse previsioni sulla domanda petrolifera sono mitigate dalla prospettiva di un PIL più debole a causa delle tensioni sui mercati di approvvigionamento e dei timori di una crisi energetica, con un conseguente prolungamento dell'inflazione nel medio periodo che smorza le prospettive economiche

Per quanto riguarda il settore della raffinazione, va evidenziato come nel terzo trimestre i margini dei principali prodotti petroliferi abbiano registrato un significativo miglioramento: il crack della benzina, anche sulla scia della mancata produzione nel Golfo del Messico per l'uragano Ida, ha toccato picchi nel trimestre di 17\$/bl, per poi stabilizzarsi su valori prossimi ai 12-13\$/bl; il diesel ha recuperato marginalità attestandosi oggi intorno ai 12-13\$/bl. In particolare i distillati medi hanno beneficiato di una parziale ripresa del traffico aereo su scala nazionale e internazionale, e di un conseguente aumento della domanda di jet fuel che ha contribuito a diminuire le scorte di questi prodotti a livello globale. Ricordiamo infatti come il crollo della domanda di jet fuel seguito alla crisi pandemica, abbia determinato a partire dall'emergenza nel 2020, un accumularsi di scorte di distillati medi (le raffinerie, non potendo rimodulare oltre certi limiti i propri assetti produttivi, hanno destinato larga parte della quota di grezzi prima utilizzata nella produzione di jet fuel alla produzione di diesel e gasolio), portando ad un eccesso di offerta a livello globale di questi prodotti mai registrato in precedenza che ha inciso negativamente sulla loro marginalità.

In base alle ultime stime dell'AIE, la domanda di jet fuel è prevista attestarsi quest'anno a 5,3 milioni di barili al giorno (5,4 milioni di barili al giorno la domanda prevista per il 2021 a luglio), un dato inferiore di circa 3 milioni di barili al giorno rispetto alla media dei consumi del 2019. In particolare, il traffico aereo europeo¹ mostra una ripresa lenta rispetto agli Stati Uniti, con una capacità dei posti passeggeri che a settembre è rimasta dal 40% al 50% inferiore rispetto ai livelli pre-Covid, mentre negli USA la stessa a settembre risultava inferiore del 15% rispetto ai livelli pre-pandemici. Un ulteriore recupero è previsto nel quarto trimestre del 2021 e successivamente nel 2022, per quanto i livelli del 2019 non si prevede saranno raggiunti prima della fine del prossimo anno.

Per quanto riguarda il mercato dei grezzi, nel terzo trimestre del 2021, i prezzi del petrolio hanno segnato la media più alta registrata nello stesso periodo dal 2018, pari a 73,5\$/bl, con un incremento del +6,5% rispetto alla media del secondo trimestre, di 69\$/bl), sostenuti dai dati sui consumi e mobilità in ripresa, ma anche per effetto delle riduzioni produttive negli USA, seguite agli uragani Ida e Nicholas, che hanno colpito il Golfo del Messico fermando le piattaforme e le raffinerie dell'area, e causando la sospensione di larga parte della produzione offshore per intere settimane. Inoltre, i membri OPEC+

¹ Fonte OAG, fornitore leader mondiale di dati e approfondimenti sul traffico aereo.

a metà luglio hanno concordato di incrementare la produzione di 400k/bl al giorno in ogni mese a partire dal primo agosto e fino alla fine di settembre 2022, confermando tale strategia a inizio ottobre per i mesi successivi - nonostante le richieste dei principali paesi consumatori per un aumento più sostanziale - fino all'azzeramento dei tagli produttivi (previsto a fine 2022).

Infine, a incidere sull'aumento delle quotazioni petrolifere vi è la corrente carenza di gas naturale e carbone che ha aumentato la domanda di olio combustibile, greggio e distillati medi per le centrali elettriche di molti paesi, tra cui Cina, Giappone e Pakistan in Asia; Germania e Francia in Europa; e Brasile.

Guardando al trimestre in corso, e ai valori attuali dei margini dei principali prodotti raffinati (diesel e benzina), pur a fronte degli elevati valori del Brent, è ragionevole attendersi margini petroliferi in progressivo consolidamento con possibili miglioramenti derivanti da un aumento del traffico aereo nel caso dei distillati medi. Tale scenario rimane soggetto a variabili determinanti quali un aumento dell'offerta sul mercato dei grezzi, il rischio di nuove restrizioni legate alla pandemia, e lo stato globale dell'economia. In particolare si evidenzia come l'impennata dei costi energetici potrebbe compensare il beneficio derivante dal consolidamento dei margini di raffinazione, con prezzi dell'energia elettrica e delle emissioni CO2 significativamente superiori alle medie storiche. In particolare, il costo dell'energia elettrica in Italia (Prezzo Unico Nazionale PUN) ha infatti registrato nel mese di settembre 2021 un prezzo medio superiore ai 158€/MWh, più che triplicato rispetto alla media registrata nel periodo 2015-2010, pari a ca. 50€/MWh. L'andamento più recente ha evidenziato un ulteriore apprezzamento con valori del PUN che hanno superato i 200€/MWh nel mese di ottobre e si attestano alla data corrente a ca. 170€/MWh.

GAAP e Non-GAAP measure

Indicatori alternativi di performance

Al fine di dare una rappresentazione della performance operativa del Gruppo che meglio rifletta le dinamiche più recenti del mercato, in linea con la prassi consolidata del settore petrolifero, i risultati a livello operativo e a livello di Risultato Netto *comparable*, misure non contabili elaborate nella presente relazione sulla gestione, sono esposti valutando gli inventari sulla base della metodologia FIFO però, escludendo utili e perdite non realizzate su inventari derivanti delle variazioni di scenario calcolate attraverso la valutazione delle rimanenze iniziali (comprensive dei derivati ad esse associati) agli stessi valori unitari delle rimanenze finali (con quantità crescenti nel periodo), e delle rimanenze finali agli stessi valori unitari delle rimanenze iniziali (con quantità decrescenti nel periodo). Sono escluse, sia a livello operativo che di Risultato Netto *comparable*, le poste non ricorrenti per natura, rilevanza e frequenza.

I risultati così ottenuti, denominati "*comparable*", sono indicatori non definiti nei principi contabili internazionali (IAS/IFRS) e non sono soggetti a revisione contabile. L'informativa finanziaria NON-GAAP deve essere considerata come complementare e non sostituisce le informazioni redatte secondo i principi contabili internazionali (IAS/IFRS).

Principali risultati finanziari ed operativi di Gruppo

Milioni di Euro	9M 2021	9M 2020	Var %	Q3/21	Q3/20	Var %
RICAVI	5.839	3.960	47%	2.083	1.218	71%
EBITDA reported	113,5	(78,1)	n.s.	4,8	36,3	n.s.
EBITDA comparable	10,6	10,2	4%	2,3	(61,5)	n.s.
EBIT reported	(33,0)	(234,7)	86%	(46,6)	(19,7)	n.s.
EBIT comparable	(135,9)	(146,5)	7%	(49,1)	(117,5)	58%
RISULTATO NETTO reported	(34,9)	(174,0)	80%	(35,4)	6,7	n.s.
RISULTATO NETTO comparable	(109,7)	(111,1)	1%	(38,8)	(69,6)	44%

Milioni di Euro	9M 2021	FY 2020
POSIZIONE FINANZIARIA NETTA ANTE IFRS 16	(503)	(505)
POSIZIONE FINANZIARIA NETTA POST IFRS 16	(547)	(545)
INVESTIMENTI IN IMMOBILIZZAZIONI	71	256

Commenti ai risultati di Gruppo dei primi nove mesi del 2021

Per esporre in maniera coerente l'andamento delle attività del Gruppo, le informazioni delle singole società sono ricondotte ai segmenti di business individuati; si ricorda che dal 1° gennaio 2021 il segmento denominato "Industrial & Marketing" include tutte le attività relative alla raffinazione ed alla generazione di energia elettrica nonché le attività relative al "Marketing". Mentre il segmento "Renewables" include le attività precedentemente incluse nel segmento "Wind" che è stato rinominato in vista di potenziali sviluppi nell'ambito del fotovoltaico e idrogeno verde.

Nei primi nove mesi del 2021, per quanto concerne il segmento "Industrial & Marketing" e la relativa attività di generazione di energia elettrica, in seguito alla delibera 598/2020/R/eel del 29 dicembre 2020 e alla conseguente iscrizione della centrale elettrica a ciclo combinato di Sarlux Srl IGCC tra gli impianti essenziali alla sicurezza del sistema elettrico per l'esercizio in commento, si è finalizzato il passaggio dalla convenzione CIP6/92 al regime di essenzialità e si è attuata la conseguente modifica dei parametri tecnico-economici da considerare per il suo esercizio; inoltre relativamente al segmento "Renewables", in data 4 giugno 2021, la società Sardeolica Srl ha acquistato da GWM Renewable Energy SpA il 100% delle quote di Energia Verde Srl e di Energia Alternativa Srl proprietarie di due parchi eolici situati a Macchiareddu, Cagliari (Sardegna), per una capacità installata totale di 45 MW; portando così la capacità eolica installata del Gruppo Saras a 171 MW.

Nei primi nove mesi dell'esercizio 2021 i ricavi del Gruppo sono stati pari a 5.839 milioni di Euro rispetto ai 3.960 milioni di Euro realizzati nei primi nove mesi dello scorso esercizio. La variazione è da ricondursi da un lato al significativo apprezzamento dei principali prodotti petroliferi rispetto al medesimo periodo dello scorso anno, che ricordiamo era stato caratterizzato dalla forte riduzione delle quotazioni per effetto degli impatti della pandemia; nello specifico il prezzo medio della benzina nei nove mesi del 2021 è stato pari a 644 \$/ton (vs 377 \$/ton nel 2020), mentre quello del diesel è stato di 546 \$/ton (vs 361 \$/ton nel 2020). Ulteriori fattori che hanno contribuito positivamente all'incremento dei ricavi sono stati le maggiori lavorazioni e vendite; si ricorda infatti che nei primi nove mesi del 2020, le produzioni avevano risentito degli impatti della manutenzione pluriennale dell'impianto FCC e delle avverse condizioni di scenario. A parziale compensazione di tali effetti si segnalano gli impatti negativi del cambio €/€ che nei primi nove mesi del 2021 è stato pari a 1,20 (vs 1,12 nel 2020) e le minori vendite di energia elettrica dovute prevalentemente al differente assetto richiesto dal regime di essenzialità oltreché ad alcuni eventi produttivi registrati nella prima metà dell'anno.

L'EBITDA reported di Gruppo nei primi nove mesi del 2021 è stato pari a 113,5 milioni di Euro, in incremento rispetto ai -78,1 M€ dei primi nove mesi dell'esercizio 2020. La variazione positiva è da ricondursi in primo luogo ai differenti impatti delle dinamiche di prezzo delle commodity sulle rimanenze inventariali oil; nei primi nove mesi del 2021 la variazione delle rimanenze inventariali (al netto dei relativi derivati di copertura) ha beneficiato di un apprezzamento di 105,8 M€ rispetto

ad una perdita di 83,6 M€ nel medesimo periodo del 2020. Inoltre, per la quota restante, si segnala un sostanziale riallineamento degli impatti dello scenario petrolifero sulla generazione del margine (con il miglioramento del terzo trimestre 2021 vs 2020 a compensazione di un primo semestre in cui il 2021 era stato più sfavorevole rispetto al 2020), un impatto negativo sia per l'incremento dei prezzi relativi all'energia elettrica e alla CO₂ che hanno incrementato i costi variabili (solo in parte compensati dai rimborsi per essenzialità). Per gli altri commenti di natura gestionale si rimanda a quanto riportato nella sezione "Analisi dei Segmenti"

Il Risultato Netto *reported* di Gruppo è stato pari a - 34,9 milioni di Euro, rispetto ai -174,0 milioni di Euro conseguiti nei primi nove mesi dell'esercizio 2020 prevalentemente per le medesime dinamiche evidenziate a livello di EBITDA.

L'EBITDA *comparable* di Gruppo si è attestato a 10,6 milioni di Euro nei primi nove mesi dell'esercizio 2021, in linea con i 10,2 milioni di Euro conseguiti nei primi nove mesi del 2020. Tale risultato, rispetto all'EBITDA *reported* non include il sopracitato effetto positivo dello scenario sulle differenze inventariali tra inizio e fine periodo, include gli impatti dei derivati su cambi (riclassificati nella gestione caratteristica) ed esclude le poste non ricorrenti relative alla CO₂ di competenza dell'esercizio precedente. Il risultato complessivamente in linea rispetto ai primi nove mesi del 2020 si compone di uno scostamento positivo nel segmento "Renewables" che compensa uno scostamento negativo di pari entità nel segmento "Industrial & Marketing".

Il Risultato Netto *comparable* di Gruppo nei primi nove mesi del 2021 è stato pari a -109,7 milioni di Euro, rispetto ai -111,1 milioni di Euro nel medesimo periodo dell'esercizio precedente.

Gli investimenti nei primi nove mesi del 2021 sono stati pari a 70,5 milioni di Euro significativamente inferiori rispetto ai livelli del 2020 per effetto delle minori attività di fermata previste tra i due periodi e per le iniziative adottate per il contenimento degli investimenti. Nel periodo sono inclusi gli investimenti sostenuti per l'acquisizione dei nuovi parchi eolici siti nella zona industriale di Macchiareddu.

Commenti ai risultati di Gruppo del terzo trimestre 2021

Nel terzo trimestre dell'esercizio 2021 i ricavi del Gruppo sono stati pari a 2.083 milioni di Euro rispetto ai 1.218 milioni di Euro realizzati nel terzo trimestre dello scorso esercizio. La significativa variazione è da ricondursi alle medesime dinamiche evidenziate nel commento ai risultati dei nove mesi, si ricordi infatti che nel terzo trimestre del 2020 le quotazioni petrolifere erano state caratterizzate da un limitato recupero rispetto al drastico calo evidenziatosi nel secondo trimestre. Pertanto, facendo riferimento alle quotazioni dei principali prodotti si osserva che il prezzo medio della benzina nel terzo trimestre del 2021 è stato pari a 719 \$/ton (vs 396 \$/ton nel 2020), mentre quello del diesel è stato di 600 \$/ton (vs 354 \$/ton nel 2020), mentre per quanto concerne le lavorazioni del terzo trimestre 2021 queste sono state di 2.937 Kton sostanzialmente in linea con quelle del 2020 pari a ca. 2.903 Kton, tali valori sono per il 2021 legati ad un trimestre caratterizzato da alcuni interventi manutentivi pianificati ed in parte non pianificati (fermata impianto FCC di inizio agosto) mentre per il 2020 era stato caratterizzato da bassa marginalità e da alcuni interventi manutentivi programmati.

L'EBITDA *reported* di Gruppo nel terzo trimestre del 2021 è stato positivo per 4,8 milioni di Euro, in riduzione rispetto ai 36,3 M€ del terzo trimestre dell'esercizio 2020. Tale variazione è da ricondursi prevalentemente ai differenti impatti delle dinamiche di prezzo delle commodity sulle rimanenze inventariali oil. Nel terzo trimestre del 2021 la variazione delle rimanenze inventariali (al netto dei relativi derivati di copertura) ha beneficiato di un apprezzamento di 4,7 M€ rispetto ad un apprezzamento di 107,5 M€ nel medesimo periodo del 2020 (caratterizzato da un più marcato incremento delle quotazioni oil dopo il drastico calo registrato nel secondo trimestre). Inoltre, per la quota restante, nel terzo trimestre del 2021 si segnala un significativo impatto positivo dello scenario petrolifero e un impatto negativo per l'incremento dei prezzi dell'energia elettrica e della CO₂ (con impatto sui costi variabili e solo in parte compensati dai rimborsi per l'essenzialità). Per gli altri commenti di natura gestionale si rimanda a quanto riportato nella sezione "Analisi dei Segmenti"

Il Risultato Netto *reported* di Gruppo è negativo per - 35,4 milioni di Euro, rispetto ai 6,7 milioni di Euro conseguiti nel terzo trimestre 2020 prevalentemente per le medesime dinamiche evidenziate a livello di EBITDA oltre ad un effetto negativo delle dinamiche dei cambi per il 2021 per ca. 7 M€.

L'EBITDA *comparable* di Gruppo si è attestato a 2,3 milioni di Euro nel terzo trimestre dell'esercizio 2021, rispetto ai - 61,5 milioni di Euro conseguiti nel terzo trimestre 2020. Tale risultato, rispetto all'EBITDA *reported* non include l'effetto positivo dello scenario sulle differenze inventariali tra inizio e fine periodo, include gli impatti dei derivati su cambi (riclassificati nella gestione caratteristica) ed esclude alcune poste non ricorrenti. Nel terzo trimestre lo scostamento rispetto al medesimo periodo del 2020 è prevalentemente ascrivibile al miglioramento dei risultati del segmento "Industrial & Marketing".

Il Risultato Netto *comparable* di Gruppo nel terzo trimestre del 2021 è stato negativo per - 38,8 milioni di Euro rispetto ai - 69,6 milioni di Euro nel medesimo periodo dell'esercizio precedente.

Gli investimenti nel terzo trimestre del 2021 sono stati pari a 12,5 milioni di Euro inferiori rispetto ai livelli del terzo trimestre del 2020 (pari a 37,5 milioni di Euro), come precedentemente detto tale andamento è da ricondursi alle diverse attività di fermata previste tra i due periodi ed alle iniziative adottate per il contenimento degli investimenti

Calcolo dell'EBITDA *comparable*

Milioni di Euro	9M 2021	9M 2020	Q3/21	Q3/20
EBITDA reported	113,5	(78,1)	4,8	36,3
Utili / (perdite) su inventari e su derivati di copertura degli inventari	(105,8)	83,6	(4,7)	(107,5)
Derivati su cambi	(3,3)	1,1	0,9	8,1
Poste non ricorrenti	6,2	3,6	1,3	1,7
EBITDA comparable	10,6	10,2	2,3	(61,5)

Calcolo del Risultato Netto *comparable*

Milioni di Euro	9M 2021	9M 2020	Q3/21	Q3/20
RISULTATO NETTO reported	(34,9)	(174,0)	(35,4)	6,7
Utili e (perdite) su inventari e su derivati di copertura degli inventari al netto delle imposte	(76,3)	60,3	(3,4)	(77,5)
Poste non ricorrenti al netto delle imposte	1,5	2,6	-	1,2
RISULTATO NETTO Comparable	(109,7)	(111,1)	(38,8)	(69,6)

Posizione Finanziaria Netta

La Posizione Finanziaria Netta al 30 Settembre 2021, ante effetti dell'applicazione dell'IFRS 16, è risultata negativa per 503,0 milioni di Euro, rispetto alla posizione negativa per 504,6 milioni di Euro riportata al 31 dicembre 2020. Nei nove mesi la gestione operativa, se si escludono le positive dinamiche di prezzo sugli inventari, non ha compensato gli esborsi legati al finanziamento degli investimenti e degli oneri finanziari. Mentre per quanto riguarda il capitale circolante, oltre al già citato impatto delle rivalutazioni inventariali si segnala un incremento dei debiti commerciali e fiscali (Iva e accise) che più che compensa gli incrementi legati alle variazioni di quantità del magazzino e l'incremento dei crediti commerciali (all'interno dei quali si segnala l'impatto dei rimborsi relativi all'essenzialità).

La Posizione Finanziaria Netta ante effetti dell'applicazione dell'IFRS 16 è risultata negativa per 503,0 milioni di Euro e negativa per 546,9 milioni di Euro considerando l'effetto dell'applicazione dell'IFRS 16.

Per maggiori dettagli si rimanda alla Nota Integrativa.

Milioni di Euro	30-Set-21	31-Dic-20
Finanziamenti bancari a medio e lungo termine	(289,7)	(399,2)
Prestiti obbligazionari a medio e lungo termine	(202,1)	(199,3)
Altre passività finanziarie a medio e lungo termine	(13,4)	(13,2)
Altre attività finanziarie a medio e lungo termine	4,4	6,0
Posizione finanziaria netta a medio e lungo termine	(500,8)	(605,7)
Finanziamenti bancari correnti	(138,0)	(19,1)
Quota a breve dei finanziamenti bancari a MLT	-	-
Debiti verso banche per c/c passivi	(541,4)	(456,1)
Altre passività finanziarie a breve termine	(20,1)	(38,9)
Fair value derivati e differenziali netti realizzati	(19,0)	(6,2)
Altre attività finanziarie	66,1	62,4
Disponibilità liquide ed equivalenti	650,2	559,0
Posizione finanziaria netta a breve termine	(2,1)	101,1
Totale Posizione Finanziaria Netta ante lease liability ex IFRS 16	(503,0)	(504,6)
Debiti finanziari per beni in leasing ex IFRS 16	(44,0)	(40,3)
Totale Posizione Finanziaria Netta post lease liability ex IFRS 16	(546,9)	(544,9)

Mercato di riferimento

Mercato petrolifero

Di seguito, una breve analisi sull'andamento delle quotazioni del grezzo, sui *crack spreads* dei principali prodotti raffinati, e sul margine di raffinazione di riferimento (EMC Benchmark) per quanto riguarda il mercato Europeo, che costituisce il contesto principale in cui opera il segmento Raffinazione del Gruppo Saras.

	Q1/20	Q2/20	Q3/20	9M/20		Q1/21	Q2/21	Q3/21	9M/21
Prezzi e differenziali Grezzo (\$/bl)									
Brent Datato (FOB Med)	50,2	29,6	42,9	41,1		61,1	69,0	73,5	67,9
Urals (CIF Med)	48,4	31,8	43,1	41,2		60,6	67,8	71,7	66,7
Differenziale "heavy-light"	-1,9	2,2	0,2	0,1		-0,5	-1,2	-1,8	-1,2
Crack spreads prodotti (\$/bl)									
Crack spread ULSD	11,2	6,4	4,4	7,3		4,3	4,8	7,0	5,4
Crack spread Benzina	5,3	2,4	4,5	4,1		6,2	8,9	12,6	9,3
Margine di riferimento (\$/bl)									
EMC Benchmark	+1,3	-0,7	-1,8	-0,4		-1,4	-1,6	1,0	-0,7

(1) Fonte "Platts" per prezzi e *crack spreads*, ed "EMC-Energy Market Consultants" per quanto riguarda il margine di riferimento EMC Benchmark

Quotazioni del Grezzo

Nel terzo trimestre del 2021, i prezzi del petrolio hanno segnato la media più alta registrata dal 2018, pari a 73,5\$/ bl (+6,5% vs. la media del secondo trimestre, di 69\$/bl), grazie alle prospettive economiche molto positive, con dati sui consumi e mobilità in decisa ripresa.

Sul fronte dell'offerta, a inizio settembre, i prezzi hanno inoltre riflesso le riduzioni produttive negli USA, seguite agli uragani Ida e Nicholas, che hanno colpito il Golfo del Messico ad agosto e settembre, danneggiando piattaforme, oleodotti e centri di trattamento, e causando la sospensione di larga parte della produzione offshore per intere settimane. Sempre sul fronte dell'offerta, inoltre, i membri OPEC+ a metà luglio hanno concordato di incrementare la produzione per 400k/bl al giorno ogni mese a partire dal primo agosto e fino alla fine di settembre 2022, confermando tale strategia a inizio ottobre per i mesi successivi - nonostante le richieste dei principali paesi consumatori per un aumento più sostanziale - fino all'azzeramento dei tagli produttivi (previsto a fine 2022). Infine, a incidere sull'aumento delle quotazioni petrolifere vi è la corrente carenza di gas naturale e carbone che ha aumentato la domanda di olio combustibile, greggio e distillati medi fino a 500k/bl al giorno per le centrali elettriche di molti paesi, tra cui Cina, Giappone e Pakistan in Asia; Germania e Francia in Europa; e Brasile.

Differenziale di prezzo "heavy-light" tra grezzi pesanti e leggeri ("Urals" vs. "Brent")

Nel terzo trimestre il differenziale "heavy-light" ha visto un ulteriore ampliamento. Lo sconto dell'Ural MED, già in aumento nel primo trimestre dell'anno e poi incrementatosi nel secondo trimestre 2021 grazie alla progressiva riduzione dei tagli produttivi OPEC+ Russia, e ad un aumento di disponibilità per la manutenzione delle raffinerie russe, ha visto un ulteriore ampliamento a luglio, principalmente come effetto di margini poco favorevoli dei distillati medi - che lavorano grezzi *sour* - nel mese e per il ridotto interesse d'acquisto da parte di compratori orientali (in particolare le raffinerie indipendenti cinesi). Per contro, la riduzione dei programmi di esportazioni russe a settembre ha dato luogo ad una compressione dello sconto. La media del trimestre si è attestata quindi a -1,8\$/bl (vs. -1,2\$/bl nel secondo trimestre).

"Crack spreads" dei principali prodotti raffinati (ovvero la differenza tra valore del prodotto e costo del grezzo)

Nel terzo trimestre del 2021 la marginalità dei principali prodotti ha visto una ripresa significativa, in particolare dei prodotti più reattivi come la benzina.

La domanda del prodotto più colpito dalla pandemia, il **jet fuel**, si mantiene ancora nettamente inferiore ai livelli pre-covid. Tuttavia, nella stagione estiva, l'aumento del traffico aereo, sia nazionale che internazionale, ha dato un sostanziale contributo ai consumi: di conseguenza il crack del jet fuel ha registrato un valore medio di +4,1\$/bl (vs. +2\$/bl nel secondo trimestre). Nello stesso periodo del 2020 il crack del jet fuel registrava ancora una media negativa e pari a -2\$/bl.

Il crack della **benzina** ha beneficiato di un robusto incremento del traffico automobilistico durante la stagione estiva. Inoltre, tra il 26 agosto ed il 4 settembre, l'uragano Ida ha determinato la fermata di varie raffinerie nella costa occidentale degli USA. Il loro riavviamento, dopo il passaggio dell'uragano, ha richiesto alcune settimane; pertanto, la conseguente riduzione di produzione ha dato ulteriore supporto al crack della benzina, che ha toccato valori superiori ai 17\$/bl (nel 2019 il crack medio della benzina si attestava a 7\$/bl). Nel complesso, la media del crack di benzina nel terzo trimestre è stata pari a +12,6\$/bl, in sensibile rialzo rispetto alla media del secondo trimestre (+8,9\$/bl) e significativamente superiore allo stesso periodo del 2020 (+4,5\$/bl).

Il crack del **diesel** che fino al secondo trimestre 2021, continuava a mostrare solo un modesto recupero, risentendo in particolare della ridotta domanda di jet fuel, dopo un'iniziale flessione a luglio, ha segnato in particolare nel mese di settembre l'aumento mensile post-Covid più forte, di circa \$3/bbl ripresa, supportato dall'incremento del traffico aereo sia negli Stati Uniti che in Europa; nel vecchio continente poi, sono calati i volumi di distillati medi in importazione, in conseguenza alla già citata fermate delle raffinerie USA, per l'uragano Ida. Gli inventari hanno quindi raggiunto valori inferiori alle medie storiche, e il crack del diesel ha registrato nel trimestre una media pari a +7\$/bl (vs. +4,8\$/bl nel Q2) e a un valore medio di +4,44/bl nello stesso periodo del 2020.

Il **crack del VLSFO** che aveva registrato un significativo decremento tra maggio e giugno, con valori di poco superiori allo zero, a causa di un traffico marittimo ancora inferiore ai consueti livelli stagionali, dopo aver inizialmente toccato valori negativi a luglio, ha recuperato tra agosto e settembre, raggiungendo valori intorno a +2\$/bl, principalmente per effetto di una ripresa del traffico marittimo, soprattutto dry-bulk e containers. La media del crack VLSFO nel terzo trimestre è stata quindi pari a +0,8\$/bl (vs. +1,3\$/bl nel secondo trimestre). Nello stesso periodo del 2020 il crack VLSFO registrava un valore medio negativo di -1,24/bl.

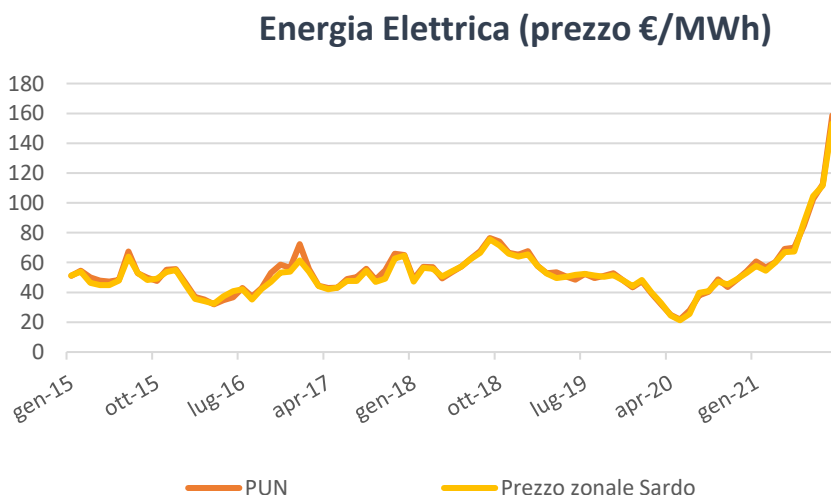
Il crack del **LSFO**, utilizzato come "blendstock" nella formulazione del VLSFO, ha registrato un valore medio nel terzo trimestre di -0,7\$/bl (in rialzo rispetto alla media di -1,8\$/bl nel secondo trimestre) rispetto a una media negativa di -1,2\$/bl nel terzo trimestre del 2020.

Nonostante la riduzione dei tagli produttivi OPEC+ Russia abbia favorito l'aumento della produzione dei grezzi ATZ contribuendo a riportare il crack del **HSFO** a livelli sempre più bassi e più prossimi a quelli pre-pandemici, gli elevati livelli di prezzo del gas naturale hanno dirottato una parte significativa dei volumi di HSFO verso la generazione elettrica. Ciò ha contribuito a mantenere il crack medio del HSFO nel terzo trimestre a un valore medio di -11,6\$/bl (vs. -11,7\$/bl in Q2). Nello stesso periodo del 2020 il crack del HSFO registrava un valore medio di -5,6\$/bl (principalmente per effetto della riduzione di disponibilità dei grezzi ATZ a seguito sia dei tagli produttivi OPEC+ e Russia).

Mercato energetico

La carenza di forniture di gas naturale, GNL e carbone registrata negli ultimi mesi a livello globale, e derivante dalla rapida ripresa economica, ha innescato un'impennata dei prezzi delle forniture energetiche.

Il costo dell'energia elettrica in Italia (Prezzo Unico Nazionale PUN) ha registrato nel terzo trimestre una media pari a 125€/MWh, rispetto a una media di 42€/MWh nello stesso periodo del 2020. Nel mese di settembre il PUN medio ha registrato una media superiore ai 158€/MWh, più che triplicato rispetto alla media registrata nel periodo 2015-2020, pari a ca. 50€/MWh. L'andamento più recente ha evidenziato un ulteriore apprezzamento con valori del PUN che hanno superato i 200€/MWh nel mese di ottobre e si attestano alla data corrente a ca. 170€/MWh.



Un'ulteriore variabile determinante dello scenario energetico è oggi costituita dal prezzo dei permessi per le emissioni di anidride carbonica scambiati nel sistema europeo Emission Trading Scheme (ETS) (le cosiddette "quote").

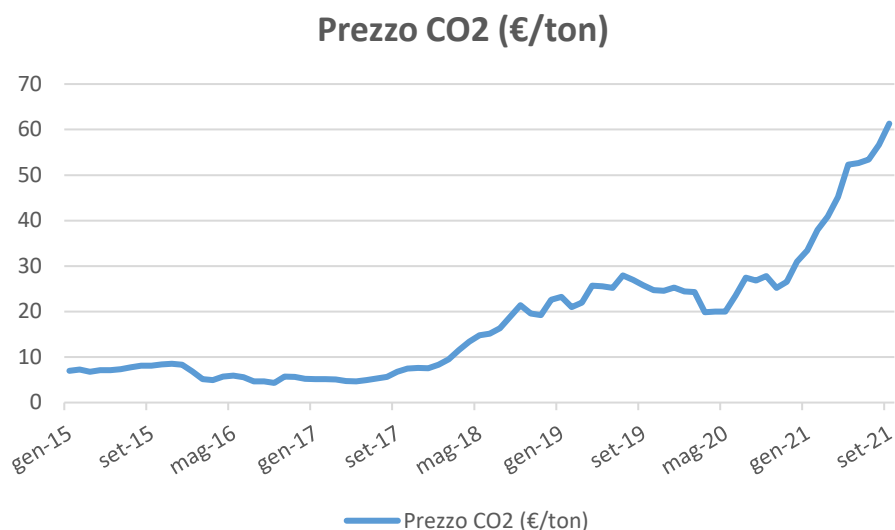
Le quotazioni dei permessi europei per le emissioni di anidride carbonica hanno toccato negli ultimi mesi i loro massimi storici, con una media di 61,02 €/tonnellata nel mese di settembre, rispetto a una media pre-covid di 20 €/tonnellata.

Tale andamento è determinato dalla combinazione di una serie di fattori, tra i quali l'avvio, dal 2021 al 2030, della "fase 4" del sistema ETS, per la quale l'Unione Europea prevede una riduzione maggiore, al tasso annuo del 2,2% rispetto al precedente 1,74%, della quantità complessiva di quote di emissione. Ciò contribuisce a ridurre l'eccesso di offerta, con conseguenti spinte al rialzo sui prezzi, insieme con un altro meccanismo istituito dall'Unione Europea con lo stesso obiettivo: la cosiddetta "riserva stabilizzatrice del mercato", un fondo dove confluiscono le quote di emissioni di carbonio in eccesso, gran parte delle quali verrà poi eliminata a partire dal 2023.

Inoltre, il 14 luglio scorso la Commissione europea ha approvato il Pacchetto clima "Fit for 55", che prevede una serie di misure volte a ridurre le emissioni di gas serra di almeno il 55% (rispetto al precedente 40%) entro il 2030 rispetto ai livelli raggiunti nel 1990, con l'obiettivo di supportare il processo di transizione ecologica contemplato nel Green Deal, che investono diversi settori dall'economia ai trasporti, dalle energie rinnovabili all'efficientamento energetico.

Accanto a questo, la repentina ripresa post-pandemica, almeno in parte, ha anch'essa contribuito facendo rilevare una correlazione tra l'aumento dei prezzi delle commodity e quello dell'Ets.

Vi è infine una componente speculativa, basata sull'aspettativa che il prezzo possa salire ulteriormente, almeno nel breve termine.



Margini di raffinazione e Margine integrato Saras Industrial & Marketing²

Per quanto concerne l'analisi della redditività, Saras utilizza tradizionalmente come riferimento il margine di raffinazione calcolato da EMC (Energy Market Consultants) per una raffineria costiera di media complessità, ubicata nel bacino del Mediterraneo, che lavora una carica composta da 50% grezzo Brent e 50% grezzo Urals.

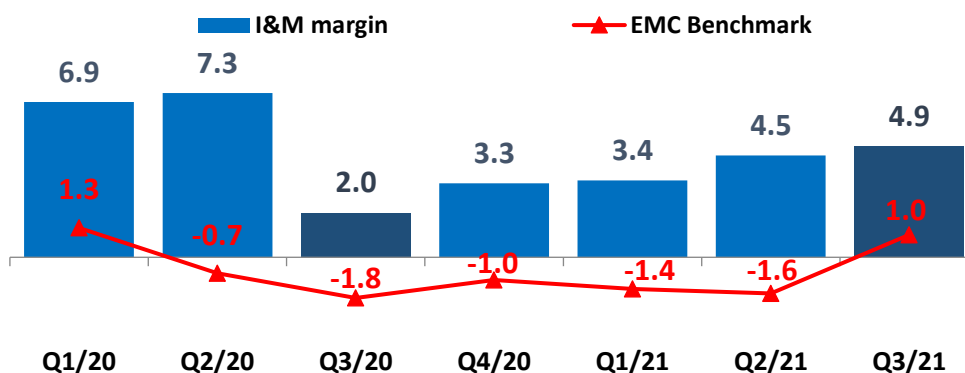
Il margine di riferimento (chiamato "EMC Benchmark") – dopo aver registrato una media negativa per sei trimestri consecutivi – nel terzo trimestre del 2021 ha segnato una media positiva pari a 1 \$/bl, (rispetto ad una media negativa di -1,8 \$/bl nel terzo trimestre 2020) e nei primi nove mesi del 2021 una media di 0,7 \$/bl (rispetto ad una media di -0,4 \$/bl nei primi nove mesi del 2020).

Nel terzo trimestre del 2021 il margine del segmento Industrial & Marketing ha registrato un valore pari a +4,9\$/bl, con un premio integrato di +3,9\$/bl rispetto all'EMC. Nei primi nove mesi del 2021 il margine dello stesso segmento ha registrato un valore pari a 4,2 \$/bl con un premio integrato di 4,9 \$/bl rispetto all'EMC.

Si evidenzia che il benchmark EMC, determina i costi variabili - compresi quelli energetici - sulla base di una percentuale fissa del prezzo al barile del LSFO³, e quindi non incorpora il significativo apprezzamento dei costi energetici (energia elettrica) registrato a partire dal mese di giugno, che ha impattato invece il Margine I&M Saras, unitamente al forte rialzo del prezzo della CO2. In particolare, con riferimento all'energia elettrica, si rileva come il PUN nel terzo trimestre abbia registrato un valore medio di 125 €/MWh, rispetto al mese di giugno quando lo stesso registrava un valore medio significativamente inferiore e pari a 80€/MWh. Tale apprezzamento ha determinato un impatto sui costi variabili del segmento Industrial & Marketing, stimato in funzione delle lavorazioni e del fabbisogno di energia elettrica⁴ del segmento I&M nel periodo, pari a -0,5\$/bl.

In funzione di tale considerazione, si evidenzia che l'EMC nel terzo trimestre se comprensivo di tale impatto, avrebbe registrato un valore inferiore e pari a +0,5\$/bl (anziché 1\$/bl), rispetto al quale il premio Saras Industrial & Marketing avrebbe evidenziato un valore pari a 4,4\$/bl (anziché 3,9\$/bl).

Si evidenzia infine come la **guidance** sul premio per l'anno 2021 condivisa con il mercato lo scorso 2 agosto, in occasione della presentazione dei risultati semestrali, si attestava a un premio annuo vs EMC di 4.7 ÷ 5.2 \$/bl con un premio implicito per il terzo trimestre di 4,1\$/bl. Le motivazioni alla base del minor premio realizzato nel terzo trimestre rispetto alla **guidance** sono descritte nel capitolo Analisi dei Segmenti/Industrial & Marketing e tengono conto, da un lato, delle performance operative inferiori alle attese realizzate nel trimestre, con un impatto stimato sul premio di -0,4\$/bl. Dall'altro, i maggiori costi energetici sostenuti nel periodo (in particolare con riferimento all'energia elettrica) hanno determinato un impatto stimato in -0,3\$/bl. Accanto a tali impatti va considerato il contributo sul premio del canale Marketing nel periodo, che rispetto alla precedente **guidance** si è attestato a +0,5\$/bl.



² Il margine del segmento Industrial & Marketing del Gruppo Saras, incorpora la marginalità dei segmenti riportati fino al 31.12.2020, "Refining", "Power", "Marketing" e "Altre attività".

³ Nel calcolo del margine EMC i costi variabili vengono determinati sulla base di una percentuale fissa del LSFO, secondo la seguente formula: Costi Variabili EMC (\$/bl) = 2%*LSFO price +0.3\$/bl. Sulla base di tale formula, nel Q3/21 i costi variabili inclusi nel benchmark EMC si attestano a 31.9 milioni di Euro.

⁴ Si fa riferimento al fabbisogno di energia elettrica del segmento I&M che non rientra nei Costi variabili sostenuti per la produzione di energia elettrica essenziale, e in quanto tali rimborsati da Terna nell'ambito del regime di essenzialità.

Analisi dei Segmenti

Industrial & Marketing

Il sito produttivo di Sarroch, posto sulla costa a Sud-Ovest di Cagliari, è costituito da una delle più grandi raffinerie del Mediterraneo, per capacità produttiva e per complessità degli impianti, perfettamente integrato con un impianto IGCC (gasificazione a ciclo combinato). Il sito è collocato in una posizione strategica al centro del Mediterraneo e ha una capacità di lavorazione di 15 milioni di tonnellate/anno, corrispondenti a circa il 17% della capacità totale di distillazione in Italia e una capacità di generazione elettrica installata di 575 MW.

Si ricorda che per quanto concerne le attività di generazione di energia elettrica, in data 21 aprile 2021, in seguito alle delibere 598/2020/R/eel del 29 dicembre 2020 e 152/2021 del 13/04/2021 con la conseguente iscrizione della centrale elettrica a ciclo combinato di Sarlux Srl IGCC tra gli impianti essenziali alla sicurezza del sistema elettrico per l'anno 2021, si è finalizzato il passaggio dalla convenzione CIP6/92 al regime di essenzialità e si è attuata la conseguente modifica dei parametri tecnico-economici da considerare per il suo esercizio.

Inoltre, si segnala che per il segmento "Industrial & Marketing" i risultati includono la somma dei segmenti "Refining", "Power", "Marketing" e "Altre Attività", così come definiti nel Bilancio 2020.

Milioni di Euro	9M 2021	9M 2020	Var %	Q3/21	Q3/20	Var %
EBITDA reported	97,6	(82,1)	n.s.	0,0	35,6	n.s.
EBITDA comparable	(4,6)	6,3	n.s.	(2,5)	(62,2)	96%
di cui: relativo al canale Marketing	24,6	18,3	34%	15,3	5,7	167%
EBIT reported	(43,5)	(233,9)	81%	(49,5)	(18,8)	-163%
EBIT comparable	(145,7)	(145,5)	0%	(52,0)	(116,6)	55%
INVESTIMENTI IN IMMOBILIZZAZIONI	39,8	221,9	-82%	7,3	36,7	-80%

Lavorazioni, produzioni di energia elettrica e margini

		9M 2021	9M 2020	Var %	Q3/21	Q3/20	Var %
LAVORAZIONE GREZZI	<i>migliaia di tons</i>	9.489	8.333	14%	2.937	2.903	1%
	<i>milioni di barili</i>	69,3	60,8	14%	21,4	21,2	1%
	<i>migliaia barili/giorno</i>	254	224	13%	233	233	0%
CARICHE COMPLEMENTARI	<i>migliaia di tons</i>	582	573	2%	180	130	39%
PRODUZIONE ENERGIA ELETTRICA	<i>GWh</i>	2.454	3.007	-18%	977	1.021	-4%
VENDITE TOTALI	<i>migliaia di tons</i>	2.496	2.170	15%	934	837	12%
di cui: in Italia	<i>migliaia di tons</i>	1.589	1.394	14%	583	545	7%
di cui: in Spagna	<i>migliaia di tons</i>	907	776	17%	351	292	20%
PREZZO VENDITA ENERGIA ELETTRICA	<i>Eurocent/KWh</i>	10,4	7,6	37%	13,0	7,6	71%
TASSO DI CAMBIO	<i>EUR/USD</i>	1,20	1,12	6%	1,18	1,17	1%
MARGINE BENCHMARK EMC	<i>\$/bl</i>	(0,7)	(0,4)	-66%	1,0	(1,8)	n.s.
MARGINE SARA S IND & MKTG	<i>\$/bl</i>	4,2	5,4	-22%	4,9	2,0	140%

Commenti ai risultati dei primi nove mesi del 2021

La lavorazione di grezzo nei primi nove mesi del 2021 è stata pari a 9,49 milioni di tonnellate (69,3 milioni di barili, corrispondenti a 254 mila barili/giorno) superiore rispetto ai primi nove mesi del 2020 interessati da una rilevante manutenzione dell'impianto FCC e da condizioni di mercato nel complesso meno favorevoli a partire dal terzo trimestre. La lavorazione di cariche complementari al grezzo è risultata pari a 0,58 milioni di tonnellate in linea rispetto alle 0,57 milioni di tonnellate nel medesimo periodo del 2020.

La produzione di energia elettrica è stata pari a 2.454 GWh in riduzione del 18% rispetto ai primi nove mesi del 2020, prevalentemente in ragione di alcuni significativi fermi produttivi che hanno coinvolto gli impianti di generazione di energia elettrica nel primo semestre del 2021 e dei mutati assetti produttivi richiesti nel nuovo regime dell'essenzialità.

L'EBITDA comparabile è stato pari a - 4,6 milioni di Euro nei primi nove mesi dell'esercizio 2021, con un margine Saras Industrial & Marketing pari a +4,2 \$/bl all'interno del quale il contributo del canale Marketing è pari a 0,5 \$/bl (come di consueto, già al netto dell'impatto derivante dall'attività manutentiva svolta nel periodo). Ciò si confronta con un EBITDA comparabile di 6,3 milioni di Euro e un margine Saras Industrial & Marketing pari a +5,4 \$/bl (all'interno del quale il contributo del canale Marketing è stato di 0,5 \$/bl) nel medesimo periodo dell'esercizio precedente.

Più nello specifico, andando ad analizzare la componente più prettamente industriale, il confronto deve tenere in considerazione: le condizioni di mercato, le prestazioni specifiche del Gruppo Saras (sia dal punto di vista operativo che della gestione commerciale) e le modalità di reintegro dei costi regolati dalla normativa per gli impianti essenziali alla sicurezza del sistema elettrico (ovvero in regime dell'essenzialità). Tale regime prevede che, laddove i ricavi generati dalla vendita dell'energia elettrica essenziale siano inferiori ai costi sostenuti per la sua produzione (ivi inclusi i costi di approvvigionamento della materia prima, variabili di altra natura, fissi e la quota relativa alla remunerazione del capitale) questi vadano integrati tramite opportuno rimborso da parte delle autorità competenti. Viceversa, nei casi in cui i ricavi generati dalla vendita dell'energia elettrica fossero superiori a tali costi, il maggior margine generato viene retrocesso come da normativa vigente.

Per quanto concerne le condizioni del mercato, come precedentemente menzionato, gli impatti sulla generazione del margine sono stati positivi per ca. 40 M€, tale positività è principalmente da ascrivere al rafforzamento del crack della benzina 9,3 \$/bl nel 2021 (vs 4,1 \$/bl nel 2020) ed all'incremento del prezzo dell'energia elettrica 104 €/MWh nel 2021 (vs 76 €/MWh nel 2020) in parte compensati dal rafforzamento del prezzo del Brent e dall'indebolimento del crack del diesel. Ai sensi della normativa riguardante la parte d'impianto regolata dall'essenzialità il meccanismo di reintegro dei costi prevede che le variazioni relative ai prezzi dell'energia elettrica in vendita e delle materie prime in acquisto vengano rettificati.

Dal punto di vista delle prestazioni operative nei primi nove mesi del 2021 queste, se confrontate con il medesimo periodo del 2020, sono risultate inferiori per ca. 40 M€.

Tale variazione è prevalentemente legata al minor contributo commerciale (che concerne l'approvvigionamento di grezzi e di materie prime complementari, la vendita dei prodotti finiti, i costi di noleggio delle petroliere, e la gestione degli inventari, ivi incluse le scorte d'obbligo) che ha contribuito negativamente per ca. 25 M€; tale scostamento è dovuto alle performance particolarmente positive che il trading aveva generato nel 2020, complici anche le particolari caratteristiche del mercato non replicabili nel mutato contesto del 2021.

La programmazione della produzione (che consiste nell'ottimizzazione del mix dei grezzi portati in lavorazione, nella gestione dei semi-lavorati, e nella produzione di prodotti finiti, ivi inclusi quelli con formulazioni speciali) ha contribuito negativamente per ca. 5 M€ per alcune negatività relative all'ottimizzazione del pool grezzi (mutate qualità di alcune qualità di grezzi e difficoltà nell'approvvigionamento di talune altre tipologie disponibili nel 2020).

L'esecuzione delle attività produttive (che tiene conto delle penalizzazioni legate alla manutenzione, sia programmata che non e dei maggiori consumi rispetto ai limiti tecnici di talune "utilities" come ad esempio l'olio combustibile, il vapore, l'energia elettrica e il fuel gas) ha avuto una performance peggiore rispetto a quella dello scorso anno per ca. 10 M€, all'interno della quale i benefici di un piano manutentivo meno oneroso sono stati bilanciati da una performance produttiva inferiore se paragonata con quella dello scorso anno.

I costi variabili di natura industriale nei primi nove mesi del 2021 sono incrementati di ca. 135 M€, tale incremento è imputabile da un lato alle mutate condizioni di scenario (prevalentemente l'incremento del prezzo dell'energia elettrica e del costo della CO₂) con un impatto complessivo stimato di ca. 40 M€ e dall'altro alla riduzione dei rimborsi della CO₂ conseguenti all'uscita dal regime CIP6 con un impatto complessivamente stimato in ca. 95 M€. Relativamente a tale incremento si segnala che circa 85 M€ è la quota di costo variabile oggetto di reintegrazione.

In relazione all'andamento dei costi fissi dei primi nove mesi 2021, questi registrano una riduzione di ca. 30 M€ rispetto al medesimo periodo dell'anno precedente grazie alle iniziative di contenimento costi lanciate a partire dalla fine del 2020. In particolare, si ricorda il piano di contenimento dei costi industriali e degli investimenti realizzato internalizzando attraverso la propria controllata Sartec le attività di ingegneria, e il piano di contenimento del costo del lavoro, implementato attraverso l'utilizzo congiunto della Cassa Integrazione e di un piano di accompagnamento alla pensione.

Si ricorda inoltre che con il riconoscimento dell'essenzialità all'interno dei ricavi del segmento "Industrial & Marketing" vengono inclusi i rimborsi dei costi (di approvvigionamento della materia prima, variabili di altra natura e fissi) e la remunerazione del capitale afferenti alle attività di produzione dell'energia elettrica "essenziale" così come da delibera approvata dalle autorità competenti.

Prima di analizzare nel dettaglio il contributo realizzato attraverso le vendite del canale Marketing, occorre evidenziare alcuni andamenti rilevanti del mercato di riferimento.

In Italia, secondo i dati rilevati da Unione Energie per la Mobilità (UNEM), nei primi nove mesi del 2021 i consumi petroliferi sono risultati in aumento del 9,2% rispetto allo stesso periodo del 2020, tuttavia ancora inferiori del 9,8% rispetto ai livelli pre-pandemia. In particolare, i consumi di carburanti da autotrazione (benzina e gasolio) sono risultati pari a 22,1 milioni di tonnellate, con un incremento del 16,3% rispetto al 2020 (incremento risultato pari al 18,5% per la benzina e al 15,7% per il gasolio). Nei primi nove mesi del 2021 le immatricolazioni di autovetture nuove hanno mostrato un incremento del 20,6%, anche se il confronto risente del lockdown nei mesi dell'anno precedente. Quelle a benzina hanno coperto il 30,8% del totale (vs il 40,3% nel 2020), quelle diesel il 23,1% (vs il 34,6% nel 2020), mentre le ibride il 28,2% (vs il 13,0% nel 2020). In questo contesto il Gruppo Saras ha registrato un volume di vendite pari a 1,589 milioni di tonnellate con un incremento del 14% rispetto all'anno precedente.

Passando all'analisi del mercato spagnolo, nei primi nove mesi del 2021, i dati compilati da CORES mostrano consumi di carburante per autotrazione in aumento del 15,3% rispetto al 2020, con un incremento più evidente per la benzina pari a 24,2% rispetto al gasolio 13,3%. In questo contesto la controllata spagnola Saras Energia ha registrato un volume di vendite pari a 0,907 milioni di tonnellate, in aumento del 17% rispetto all'anno precedente.

Analizzando il contributo delle vendite del canale Marketing all'interno dell'*EBITDA comparable* esso è risultato pari a 24,6 milioni di Euro, rispetto ai 18,3 milioni di Euro registrati nei primi nove mesi del 2020. Tale scostamento è dovuto prevalentemente alla maggiore marginalità delle vendite sia in Italia (per effetto incremento volumi) che in Spagna (per effetto incremento volumi e margini unitari) e per i minori costi fissi consuntivati in Spagna. Tale contributo va considerato congiuntamente a quello industriale in ragione del forte coordinamento tra le competenze tecniche e commerciali su cui poggia il modello di business del Gruppo.

Commenti ai risultati del terzo trimestre 2021

La lavorazione di grezzo nel terzo trimestre del 2021 è stata pari a 2,94 milioni di tonnellate (21,4 milioni di barili, corrispondenti a 233 mila barili/giorno) in linea rispetto al terzo trimestre del 2020. La lavorazione di cariche complementari al grezzo è risultata pari a 0,18 milioni di tonnellate leggermente superiore rispetto alle 0,13 milioni di tonnellate nel terzo trimestre del 2020.

La produzione di energia elettrica è stata pari a 977 GWh in riduzione del 4% rispetto al terzo trimestre del 2020, prevalentemente in ragione del differente assetto richiesto dal regime dell'essenzialità e di un differente piano manutentivo previsto rispetto al medesimo periodo di confronto.

L'*EBITDA comparable* è stato pari a - 2,5 milioni di Euro nel terzo trimestre 2021, con un margine Saras Industrial & Marketing pari a + 4,9 \$/bl all'interno del quale il contributo del canale Marketing è pari a 0,9 \$/bl (come di consueto, già al netto dell'impatto derivante dall'attività manutentiva svolta nel periodo). Tale risultato si confronta con un *EBITDA comparable* di - 62,2 milioni di Euro e un margine Saras Industrial & Marketing pari a +2,0 \$/bl (all'interno del quale il contributo del canale Marketing è stato di 0,5 \$/bl) nel medesimo trimestre dell'esercizio precedente.

Per quanto concerne le condizioni del mercato, gli impatti sulla generazione del margine sono stati positivi per ca. 110 M€, tale positività è principalmente da ascrivere al rafforzamento dei crack della benzina 12,6 \$/bl (vs 4,5 \$/bl nel 2020), del crack del diesel 7,0 \$/bl (vs 4,4 \$/bl nel 2020) ed all'incremento del prezzo dell'energia elettrica 130 €/MWh nel 2021 (vs 76 €/MWh nel 2020) in parte compensati dal rafforzamento del prezzo del Brent. Ai sensi della normativa riguardante la parte d'impianto regolata dall'essenzialità il meccanismo di reintegro dei costi prevede che le variazioni relative ai prezzi dell'energia elettrica in vendita e delle materie prime in acquisto vengano rettificati.

Dal punto di vista delle prestazioni operative nel terzo trimestre del 2021 queste, se confrontate con il medesimo periodo del 2020 sono risultate inferiori per ca. 30 M€.

Tale variazione legata al minor contributo commerciale (che concerne l'approvvigionamento di grezzi e di materie prime complementari, la vendita dei prodotti finiti, i costi di noleggio delle petroliere, e la gestione degli inventari, ivi incluse le scorte d'obbligo) che ha contribuito negativamente per ca. 10 M€; tale scostamento è da ricondursi ai minori risultati conseguiti nell'ambito del trading ed in parte alle minori ottimizzazioni realizzate in fase di acquisto delle materie prime.

La programmazione della produzione (che consiste nell'ottimizzazione del mix dei grezzi portati in lavorazione, nella gestione dei semi-lavorati, e nella produzione di prodotti finiti, ivi inclusi quelli con formulazioni speciali) ha contribuito negativamente per ca. 10 M€ per alcune negatività relative all'ottimizzazione del pool grezzi e per ritardi nelle formulazioni di alcuni prodotti (impatti questi ultimi che verranno recuperati dalle vendite che saranno realizzata nel quarto trimestre).

L'esecuzione delle attività produttive (che tiene conto delle penalizzazioni legate alla manutenzione, sia programmata che non e dei maggiori consumi rispetto ai limiti tecnici di talune "utilities" come ad esempio l'olio combustibile, il vapore, l'energia elettrica e il fuel gas) ha avuto una performance peggiore rispetto a quella dello scorso anno per ca. 10 M€, in parte per maggiori consumi e perdite ed in parte per minori performance produttive legate alle fermate di fine giugno con impatti nel terzo trimestre e nel periodo di inizio agosto (fermo impianto FCC).

I costi variabili di natura industriale nel terzo trimestre del 2021 sono stati superiori per 80 M€ rispetto al medesimo periodo del 2020, tale incremento è imputabile da un lato alle mutate condizioni di scenario (medesime dinamiche evidenziate nel commento all'andamento dei primi nove mesi) con un impatto stimato nel trimestre di ca. 20 M€ e dall'altro alla riduzione dei rimborsi della CO2 conseguenti all'uscita dal regime CIP6 con un impatto complessivamente stimato in ca. 60 M€. Relativamente a tale incremento si segnala che circa 55 M€ è la quota di costo variabile oggetto di reintegrazione.

In relazione all'andamento dei costi fissi del terzo trimestre 2021, questi registrano una riduzione di ca. 5 M€ rispetto al medesimo periodo dell'anno precedente grazie alle iniziative di contenimento costi lanciate a partire dalla fine del 2020.

Si ricorda inoltre che con il riconoscimento dell'essenzialità all'interno dei ricavi del segmento "Industrial & Marketing" vengono inclusi i rimborsi dei costi (di approvvigionamento della materia prima, variabili di altra natura e fissi) e la remunerazione del capitale afferenti alle attività di produzione dell'energia elettrica "essenziale" così come da delibera approvata dalle autorità competenti.

Analizzando il contributo delle vendite del canale Marketing all'interno dell'EBITDA comparable esso è risultato pari a 15,3 milioni di Euro, superiore rispetto ai 5,7 milioni di Euro registrati nel terzo trimestre del 2020. Tale scostamento è dovuto prevalentemente ai maggiori margini generati per i maggiori volumi venduti rispetto al medesimo periodo dell'anno precedente sia in Italia che in Spagna, per la migliore marginalità realizzata prevalentemente nel mercato spagnolo e per la riduzione dei costi fissi in Spagna.

Grezzi lavorati e rese di prodotti finiti

Il mix dei grezzi che la raffineria di Sarroch ha lavorato nei primi nove mesi del 2021 ha una densità media di 33,8°API, più leggera rispetto a quella del mix portato in lavorazione nei primi nove mesi del 2020. Analizzando in maggior dettaglio le classi di grezzi utilizzati, si nota un incremento della percentuale dei grezzi leggeri a basso e bassissimo tenore di zolfo ("light sweet" e "light extra sweet") (si ricorda che il primo semestre 2020 era stato caratterizzato da un'importante manutenzione dell'impianto FCC) contrapposto a una riduzione dei grezzi medi ad alto tenore di zolfo ("medium sour") e dei grezzi pesanti sia a basso che alto contenuto di zolfo ("heavy sour/sweet"), prevalentemente per le fermate che hanno coinvolto il ciclo della gassificazione e per i differenti assetti produttivi della centrale richiesti dal regime di essenzialità.

		9M 2021	9M 2020	Q3/21
Light extra sweet		43%	22%	45%
Light sweet		6%	16%	5%
Medium sweet/extra sweet		6%	4%	6%
Medium sour		25%	33%	15%
Heavy sour/sweet		20%	26%	29%
Densità media del grezzo	°API	33,8	33,0	33,4

Volgendo l'analisi alle rese di prodotti finiti, si può riscontrare che nei primi nove mesi del 2021 la resa in distillati leggeri (29,1%) è risultata superiore rispetto a quella registrata nei primi nove mesi del 2020. La resa in distillati medi invece (48,3%) è risultata inferiore rispetto allo stesso periodo dell'esercizio precedente così come la resa in olio combustibile (7,8%). Tali variazioni sono riconducibili ai differenti assetti degli impianti tra i due periodi, nonché alle mutate condizioni di mercato.

		9M 2021	9M 2020	Q3/21
GPL	migliaia di tons	211	131	57
	resa (%)	2,1%	1,5%	1,8%
NAPHTHA + BENZINE	migliaia di tons	2.935	2.176	869
	resa (%)	29,1%	24,4%	27,9%
DISTILLATI MEDI	migliaia di tons	4.866	4.484	1.540
	resa (%)	48,3%	50,3%	49,4%
OLIO COMBUSTIBILE & ALTRO	migliaia di tons	790	796	204
	resa (%)	7,8%	8,9%	6,5%

Nota: Il complemento a 100% della produzione è costituito dai "Consumi e Perdite" di Sito (relativo alle attività di raffinazione e produzione di energia elettrica)

Renewables

Il Gruppo Saras è storicamente attivo nella produzione e vendita di energia elettrica da fonti rinnovabili attraverso la controllata Sardeolica Srl, che gestisce un parco eolico ubicato ad Ulassai e Perdasdefogu (Sardegna).

In data 4 giugno 2021, la società Sardeolica Srl ha acquistato da GWM Renewable Energy SpA il 100% delle quote di Energia Verde Srl e di Energia Alternativa Srl proprietarie di due parchi eolici situati a Macchiareddu, Cagliari (Sardegna), per una capacità installata totale di 45 MW; portando così la capacità eolica installata del Gruppo Saras a 171 MW. I dati economico finanziari relativi all'acquisizione sono stati consolidati a partire dal 1° giugno 2021.

Si segnala che per il segmento "Renewables" i risultati del 2020 coincidono con il segmento "Wind", così come definito nel Bilancio 2020.

Milioni di Euro	9M 2021	9M 2020	Var %	Q3/21	Q3/20	Var %
EBITDA Reported	15,9	4,0	n.s.	4,8	0,7	n.s.
EBITDA comparable	15,2	4,0	n.s.	4,8	0,7	n.s.
EBIT Reported	10,5	(0,9)	n.s.	2,9	(0,9)	n.s.
EBIT comparable	9,8	(0,9)	n.s.	2,9	(0,9)	n.s.
INVESTIMENTI IN IMMOBILIZZAZIONI	30,7	1,6	n.s.	5,3	0,8	n.s.

Altre informazioni

		9M 2021	9M 2020	Var %	Q3/21	Q3/20	Var %
PRODUZIONE ENERGIA ELETTRICA	MWh	175.612	149.357	18%	47.438	30.339	56%
TARIFFA ELETTRICA	Eurocent/kWh	7,0	3,3	112%	10,2	4,1	149%
TARIFFA INCENTIVO	Eurocent/kWh	10,9	9,9	10%	10,9	9,9	10%

Commenti ai risultati dei primi nove mesi del 2021

Nei primi nove mesi del 2021 l'EBITDA comparable del segmento Renewables è stato pari 15,9 milioni di Euro, superiore rispetto a quello realizzato nei primi nove mesi del 2020 pari a 4,0 milioni di Euro. Si noti che il risultato del primo semestre 2021 beneficia di ca. 3,5 milioni di Euro legati all'operazione di acquisto realizzata con i due nuovi parchi.

Altri aspetti che hanno contribuito positivamente al risultato dei primi nove mesi del 2021 sono: la produzione in incremento del 18% rispetto al medesimo periodo del 2020 (di cui ca. 16 GWh ascrivibili alla produzione dei nuovi parchi), agli incrementi della tariffa di vendita dell'energia (+3,7 Eurocent/kWh rispetto ai primi nove mesi del 2020) ed agli incrementi della tariffa incentivo (+1,0 Eurocent/kWh rispetto ai primi nove mesi del 2020). Si ricorda che la quota di produzione incentivata nei primi nove mesi del 2021 è stata pari a ca. 8% del totale.

Commenti ai risultati del terzo trimestre 2021

Nel terzo trimestre del 2021 l'EBITDA comparable del segmento Renewables è stato pari 4,8 milioni di Euro, superiore rispetto a quello realizzato nel 2020 pari a 0,7 milioni di Euro prevalentemente per gli effetti degli incrementi della tariffa elettrica e della tariffa incentivo.

Nel terzo trimestre la produzione è risultata superiore del 56% rispetto a quanto realizzato nel terzo trimestre del 2020 (di cui ca. 8 GWh ascrivibili alla produzione dei nuovi parchi). Per quanto concerne la tariffa di vendita dell'energia ha beneficiato di un incremento di 3.7 Eurocent/kWh rispetto al 2020, mentre la tariffa incentivo è incrementata di 1,0 Eurocent/kWh rispetto al 2020. Si ricorda che la quota di produzione incentivata nei primi nove mesi del 2021 è stata pari a ca. 8% del totale.

Investimenti per settore di attività

Milioni di Euro	9M 2021	9M 2020	Q3/21	Q3/20
INDUSTRIAL & MARKETING	39,8	221,9	7,3	36,7
RENEWABLES	30,7	1,6	5,3	0,8
Totale	70,5	223,5	12,5	37,5

Gli investimenti effettuati dal Gruppo Saras nei primi nove mesi dell'esercizio 2021 sono stati pari a 70,5 milioni di Euro, in riduzione rispetto ai 223,5 milioni di Euro del 2020.

Per il **segmento Industrial & Marketing** gli investimenti nei primi nove mesi del 2021 sono stati pari a 39,8 milioni di Euro, in significativa riduzione rispetto ai 221,9 milioni di Euro dei primi nove mesi del 2020, sia per effetto delle iniziative di contenimento degli investimenti, poste in essere per la mitigazione degli impatti della pandemia Covid-19, sia per le minori attività di fermata programmate previste nei due periodi (si ricorda che il primo semestre del 2020 era stato caratterizzato dal turn around dell'FCC).

Per il **segmento Renewables** gli investimenti nei primi nove mesi del 2021 sono stati pari a 30,7 milioni di Euro. Tali investimenti hanno riguardato sia le attività di *reblading*, che sono state completate nel terzo trimestre del 2021, che l'acquisizione dei nuovi parchi eolici siti nella zona industriale di Macchiareddu.

Evoluzione prevedibile della Gestione

Le proiezioni di metà ottobre contenute nel World Economic Outlook del Fondo Monetario Internazionale (FMI) hanno sostanzialmente confermato per il 2021 le aspettative di una crescita sostenuta del PIL mondiale e pari al 5,9% (6% nelle precedenti previsioni di fine luglio) e del 4,9% nel 2022. La lieve revisione in lieve ribasso per il 2021 riflette un declassamento per le economie avanzate, in parte a causa di tensioni nell'offerta di commodities e, con riferimento ai paesi in via di sviluppo a basso reddito, per gran parte per il peggioramento delle dinamiche pandemiche, parzialmente compensato dalle migliori prospettive a breve termine per alcuni mercati emergenti ed economie in via di sviluppo esportatori di materie prime.

Tra le economie avanzate, fa eccezione l'eurozona dove, nel 2021, grazie al trend di crescita rivisto al rialzo per Italia e Francia, il PIL è previsto in crescita del +5% (+4,6% nelle precedenti proiezioni) mentre, nel 2022, rimane confermato al +4,3%. Analizzando le dinamiche del mercato petrolifero, secondo quanto emerge dall'ultimo report dell'Agenzia Internazionale dell'Energia (AIE), il trend crescente della domanda petrolifera globale si è rafforzato nel terzo trimestre rispetto al secondo trimestre del 2021, anche sostenuto dalle dinamiche stagionali che favoriscono elevati consumi nel periodo estivo. Rispetto al secondo trimestre la domanda è aumentata infatti di ca. 3,1mb/g (la crescita del secondo trimestre rispetto ai primi tre mesi dell'anno si era attestata a 1,2mb/g). Le precedenti stime di AIE di luglio vedevano un aumento leggermente superiore e pari a 3,3 mb/g. A valle di questi dati, la domanda petrolifera prevista da AIE per il 2021 si attesta a 96,3 mb/giorno (leggermente inferiore alle precedenti stime AIE di luglio pari a 96,5 mb/giorno), un dato inferiore di circa 3 mb/ giorno rispetto ai livelli pre-covid (nel 2019 la domanda globale giornaliera di prodotti petroliferi si attestava a 99,7 mb/giorno), e per la maggior parte riconducibile alla minor domanda di jet fuel.

Guardando all'ultimo trimestre, e ai valori attuali dei margini dei principali prodotti raffinati (diesel e benzina), pur a fronte degli elevati valori del Brent, è ragionevole attendersi margini di raffinazione in progressivo consolidamento con possibili miglioramenti derivanti da un aumento del traffico aereo nel caso dei distillati medi. Tale scenario rimane soggetto a variabili determinanti quali un aumento dell'offerta sul mercato dei grezzi, il rischio di nuove restrizioni legate alla pandemia, e lo stato globale dell'economia. In particolare si evidenzia come l'impennata dei costi energetici potrebbe compensare il beneficio derivante dal consolidamento dei margini di raffinazione, con prezzi dell'energia elettrica e delle emissioni CO2 significativamente superiori alle medie storiche. Il costo dell'energia elettrica in Italia (Prezzo Unico Nazionale PUN) ha infatti registrato nel mese di settembre 2021 un prezzo medio superiore ai 158€ MWh, più che triplicato rispetto alla media registrata nel periodo 2015-2010, pari a ca. 50€/MWh. L'andamento più recente ha evidenziato un ulteriore apprezzamento con valori del PUN che hanno superato i 200€/MWh nel mese di ottobre e si attestano alla data corrente a ca. 170€/MWh.

In questo contesto, per quanto concerne il segmento Industrial & Marketing, l'obiettivo del Management è quello di proseguire gli sforzi intrapresi per il contenimento dei costi e degli investimenti; iniziativa che verrà modulata in funzione dell'evoluzione del contesto macroeconomico e delle eventuali opportunità operative e commerciali che dovessero presentarsi. A tal proposito, si segnala che la Società ha scelto di prolungare, sebbene in forma ridotta, il ricorso alla cassa integrazione sino alla fine del 2021. Inoltre, permane invariato il focus sulla ottimale gestione operativa degli impianti e sulla massimizzazione delle opportunità commerciali sebbene quest'ultime siano, come evidenziato dai risultati del terzo trimestre, caratterizzate da un contesto di mercato più sfidante rispetto a quanto registrato nel 2020.

Dal punto di vista dello scenario, si conferma l'aspettativa di un quarto trimestre caratterizzato da una maggiore marginalità, tuttavia rispetto a quanto precedentemente ipotizzato si rivedono a rialzo le stime sui principali driver dei costi energetici (i.e. tariffa energia elettrica e costo CO2) con un impatto sulla marginalità di Saras e sul premio rispetto al margine EMC Benchmark (si ricordi che nel margine EMC diversamente da quanto avviene per la Saras i costi energetici relativi ad energia elettrica e CO2 non hanno un impatto).

Pertanto, il Gruppo Saras, alla luce dei risultati realizzati nel primo semestre e dei maggiori costi energetici attesi nel quarto trimestre rispetto alle precedenti previsioni, stima di conseguire un premio medio annuo al di sopra del margine EMC Benchmark, pari a $+4,3 \div 4,5$ \$/bl, incluso il risultato del canale Marketing pari a ca. $+0,5$ \$/bl (rispetto alla precedente *guidance* di un premio annuo pari a $4,7 \div 5,2$ \$/bl, di cui $0,4$ \$/bl il contributo al premio del canale Marketing).

Per quanto riguarda infine il segmento Renewables, con il completamento dell'acquisizione di due parchi eolici situati a Macchiareddu, Cagliari (Sardegna) e delle attività di reblading nel terzo trimestre, ci si attende nel quarto trimestre di poter cogliere il beneficio derivante dai maggiori prezzi di vendita dell'energia. Proseguono inoltre le attività autorizzative per lo sviluppo di nuovi impianti greenfield e la valutazione delle migliori opzioni, tra cui anche l'opportunità di nuove partnership con l'obiettivo di creare valore sostenibile nel lungo periodo.

Infine, in merito all'andamento atteso della Posizione Finanziaria Netta, nella restante parte del 2021 ci si attende un livello di indebitamento non superiore a quello di fine 2020, grazie al miglioramento della cassa generata dalla gestione caratteristica (per effetto delle migliori condizioni di mercato attese) ed al proseguimento delle iniziative di contenimento dei costi e di ottimizzazione degli investimenti.

Analisi dei Rischi

Il Gruppo Saras basa la propria politica di gestione dei rischi sull'identificazione, valutazione e la loro mitigazione, con riferimento alle aree strategiche, operative e finanziarie. I rischi principali vengono riportati e discussi a livello di top management del Gruppo al fine di creare i presupposti per la loro gestione nonché per la valutazione del rischio residuale accettabile.

La gestione dei rischi evidenziata nei processi aziendali si basa sul principio secondo il quale il rischio operativo o finanziario è gestito dal responsabile del relativo processo in base alle indicazioni del top management, mentre la funzione controllo misura e controlla il livello di esposizione ai rischi ed i risultati delle azioni di mitigazione. Nella gestione dei rischi finanziari il Gruppo Saras utilizza anche strumenti derivati, peraltro al solo scopo di copertura e senza ricorrere a strutture complesse.

RISCHI FINANZIARI

Rischio di cambio

L'attività petrolifera del Gruppo è esposta strutturalmente alle fluttuazioni dei cambi, in quanto i prezzi di riferimento per l'acquisto di greggio e per gran parte delle vendite di prodotti sono legati al dollaro USA. Al fine di ridurre sia il rischio di cambio relativo alle transazioni che prevede di eseguire nel futuro che il rischio originato da debiti e crediti espressi in valuta diversa da quella funzionale, Saras utilizza anche strumenti derivati con natura di hedging, quando ciò venga ritenuto opportuno.

Rischio di tasso di interesse

I finanziamenti a tasso variabile espongono il Gruppo al rischio di variazioni dei risultati e dei flussi di cassa dovuti agli interessi. I finanziamenti a tasso fisso espongono il Gruppo al rischio di cambiamento del "fair value" dei finanziamenti ricevuti. I principali contratti di finanziamento in essere sono stipulati sia a tassi di mercato variabili, che a tassi fissi. Il Gruppo Saras fa ricorso anche a strumenti derivati per diminuire il rischio di variazione dei risultati e dei flussi di cassa derivanti dagli interessi.

Rischio di credito

Il settore raffinazione rappresenta il mercato di riferimento del Gruppo ed è costituito principalmente da aziende multinazionali che operano nel campo petrolifero. Le transazioni effettuate sono generalmente regolate in tempi brevissimi e sono spesso garantite da primari istituti di credito. Le vendite extra rete sono di importi singolarmente contenuti ed anch'esse spesso garantite o assicurate, con un rischio di non recuperabilità molto basso. A seguito della crisi economica determinata dall'emergenza Covid-19 il profilo di rischio credito del Gruppo non si è modificato.

Rischio di liquidità

Il Gruppo finanzia le proprie attività sia tramite i flussi di cassa generati dalla gestione operativa sia tramite il ricorso a fonti di finanziamento esterne ed è dunque esposto al rischio di liquidità, costituito dalla capacità di reperire adeguate linee di credito nonché di far fronte agli adempimenti contrattuali e di rispettare i covenants che derivano dai contratti di finanziamento accesi.

La capacità di autofinanziamento e conseguentemente il livello di indebitamento del Gruppo, storicamente contenuto fino alla fase pre-Covid, sono determinati dalla generazione di cassa della gestione operativa e dall'andamento del capitale circolante; in particolare, quest'ultimo è funzione dei livelli di domanda e di offerta di grezzi e prodotti petroliferi nonché dei relativi prezzi, e della loro estrema volatilità e sensibilità a fenomeni esterni (quali ad esempio fattori economici, sociali e politici).

Come noto, nel corso dell'esercizio 2020 lo shock dei mercati petroliferi (in termini di domanda, offerta e prezzi) dovuto al diffondersi della pandemia Covid-19 e alle drastiche misure di contenimento della pandemia a livello mondiale, ha significativamente contratto la generazione di cassa da attività operativa e quindi inevitabilmente intaccato il livello di indebitamento del Gruppo. Nel 2021 la marginalità si è attestata ancora su livelli ancora modesti, anche se le condizioni del mercato petrolifero stanno ritornando su livelli pre-covid; ci si aspetta quindi che ci sia un recupero della redditività a partire dal prossimo esercizio.

Nel precedente esercizio il Gruppo ha messo in atto le opportune azioni per mitigare il rischio di liquidità ottenendo nuove linee di credito a breve e a medio lungo termine, anche garantite dallo Stato. Sono state concordate, con gli istituti finanziari con i quali sono in essere i principali finanziamenti a medio e lungo termine, le revisioni dei parametri finanziari al 31 dicembre 2020. Attualmente, il mancato miglioramento della redditività a breve termine comporta per il Gruppo un ritardo nel piano di miglioramento del livello di indebitamento.

In tale contesto il Gruppo ha attivato delle interlocuzioni con i principali istituti di credito per definire una revisione delle principali scadenze, per cogliere la ripresa della marginalità prevista nei prossimi esercizi.

ALTRI RISCHI

Rischio di variazioni dei prezzi

I risultati del Gruppo Saras sono influenzati dall'andamento dei prezzi petroliferi ed in particolare dagli effetti che tale andamento comporta sui margini della raffinazione (rappresentati dalla differenza tra i prezzi dei prodotti petroliferi generati dal processo di raffinazione ed il prezzo delle materie prime, principalmente petrolio grezzo). Inoltre, per lo svolgimento dell'attività produttiva, il Gruppo Saras è tenuto a mantenere adeguate scorte di petrolio grezzo e di prodotti finiti; il valore delle scorte è soggetto alle fluttuazioni dei prezzi di mercato.

Il rischio di variazione dei prezzi e dei relativi flussi finanziari è strettamente connesso alla natura stessa del business ed è solo parzialmente mitigabile attraverso l'utilizzo di appropriate politiche di gestione del rischio. Al fine di fronteggiare i rischi derivanti da variazioni di prezzi, ed in particolare per mitigare le fluttuazioni puntuali dei prezzi sulle quantità acquistate e vendute rispetto alle medie mensili, il Gruppo stipula anche contratti derivati con natura di hedging su commodities.

Nel contesto attuale di estrema volatilità delle commodities energetiche, i risultati del Gruppo Saras, essendo un operatore energivoro di grandi dimensioni, sono significativamente influenzati dai prezzi dell'energia elettrica e delle quote di emissione di CO2 con riferimento alle controllate Sarlux e Sardeolica.

Rischio relativo all'approvvigionamento di petrolio grezzo

Una parte rilevante del petrolio grezzo raffinato dalla Società proviene da Paesi soggetti ad elevate incertezze di natura politica, sociale e macroeconomica; mutamenti legislativi, politici, economici e sommovimenti sociali potrebbero avere un impatto negativo sui rapporti commerciali tra Saras e gli stessi, con possibili effetti negativi sulla situazione patrimoniale, economica e finanziaria.

Rischi relativi all'interruzione della produzione

L'attività del Gruppo Saras dipende in modo significativo dalla propria raffineria ubicata in Sardegna, nonché dal contiguo impianto IGCC. Detta attività è soggetta a rischi relativi ad incidenti nonché ad interruzioni per fermate non programmate degli impianti. Saras ritiene che la complessità e modularità dei propri impianti consenta di limitare gli effetti negativi delle fermate non programmate e che i piani di sicurezza in atto (e continuamente migliorati) permettano di ridurre al minimo eventuali rischi di incidente; Saras fa inoltre ricorso in merito a tali rischi ad un programma significativo di copertura assicurativa. Tale programma, tuttavia, in certe circostanze potrebbe non essere sufficiente ad evitare al Gruppo di sostenere costi in caso di interruzioni produttive o incidenti.

Rischi ambientali

Le attività del Gruppo Saras sono disciplinate da numerose normative dell'Unione Europea, nazionali, regionali e locali in materia ambientale. Il Gruppo Saras ha quale assoluta priorità lo svolgimento della propria attività nel massimo rispetto di quanto richiesto dalla normativa ambientale. Il rischio di responsabilità ambientale è insito, tuttavia, nell'attività e non può esservi certezza che in futuro nuove normative non comportino il sostenimento di oneri ad oggi non previsti.

Rischio normativo e regolatorio

La tipicità del business svolto dal Gruppo è condizionata dal contesto normativo e regolatorio in continua evoluzione dei paesi in cui opera. A tal riguardo, Saras è impegnata in una continua attività di monitoraggio e dialogo costruttivo con le istituzioni nazionali e locali volto a ricercare momenti di contraddittorio e valutare tempestivamente le modifiche normative intervenute, operando per minimizzare l'impatto economico derivante dalle stesse. In questo contesto fra le principali evoluzioni normative in corso, gli elementi più significativi riguardano:

- normative concernenti la riduzione delle emissioni nazionali di determinati inquinanti atmosferici e relativi impatti sui limiti previsti nell'attuale decreto AIA;
- il parere della Commissione Europea e i documenti attuativi dell'ARERA in merito al riconoscimento della controllata Sarlux della qualifica di "impresa energivora";

- disposizioni normative relative ai titoli di efficienza energetica per il settore Power e agli incentivi per il settore Wind nonché ai riflessi sul GSE;
- normative di riferimento relativamente al fatto che la controllata Sarlux Srl ha venduto l'energia elettrica prodotta al G.S.E., fino al mese di aprile 2021 alle condizioni previste da normative vigenti (legge 9/1991, legge 10/1991, delibera Cip n. 6/92 e successive modifiche, legge 481/1995) che prevedono di remunerare l'elettricità prodotta da impianti alimentati da fonti rinnovabili e assimilate, sulla base di costi evitati e incentivi limitati nel tempo, legati all'effettiva produzione;
- disposizioni normative e documenti attuativi emanati da Terna e ARERA in merito ai requisiti di "essenzialità" dell'impianto IGCC di Sarlux, come previsto dalla Delibera di ARERA n.111/06 , 598/20 e 152/2021 , e al regime di reintegro dei costi, con rinnovo annuale

Dipendenza da soggetti terzi

Il funzionamento dell'impianto IGCC, di proprietà della controllata Sarlux Srl, dipende oltre che dalle materie prime petrolifere fornite da Saras, anche dall'ossigeno fornito da Air Liquide Italia. Qualora dovessero venir meno queste forniture, Sarlux dovrebbe trovare fonti sostitutive che potrebbe non essere in grado di reperire o di reperire a condizioni economiche simili.

Protezione Dati Personali

Il Gruppo Saras opera nel rispetto della normativa vigente sulla protezione dei dati riguardanti i propri clienti, dipendenti, fornitori e tutti i soggetti con i quali entra in contatto quotidianamente. In particolare, il 25 maggio 2018 è divenuto efficace il nuovo Regolamento Europeo n. 679/2016 (il cosiddetto "GDPR") riguardante la protezione dei dati personali, il Gruppo Saras ha da tempo attivato un progetto volto ad implementare le nuove misure richieste dal GDPR e ha allineato le proprie procedure ed i processi alle novità introdotte da tale Regolamento.

Information Technology e Cyber Security

Complessi sistemi informativi sono a supporto delle diverse attività e processi di business. Aspetti di rischio riguardano l'adeguatezza di tali sistemi, la disponibilità e l'integrità/riservatezza dei dati e delle informazioni. In particolare, alcuni rilevanti sistemi possono essere esposti al rischio di Cyber Attack. Il Gruppo sta da tempo sviluppando progetti e applicando soluzioni che mirano a ridurre sensibilmente questo tipo di rischio, avvalendosi di consulenti specializzati sul tema e adottando lo standard internazionale IEC 62443.

Rischio Covid 19

L'intensificarsi della crisi economica e finanziaria determinata dall'emergenza Covid-19 ha determinato a partire dal mese di aprile 2020 un drastico e diffuso calo della domanda di prodotti petroliferi, con conseguente contrazione dei margini di raffinazione, unita alla volatilità dei prezzi delle commodities e in particolare del petrolio. Il prolungato effetto di scenario ha comportato, per il Gruppo Saras e per l'intero settore della raffinazione, ad una riduzione della redditività e a un aumento del fabbisogno di liquidità a breve termine difficilmente sostenibile se si dovesse protrarre nel medio termine. La ripresa dei consumi del secondo e terzo trimestre 2021, ha impattato negativamente sul gruppo per effetto dell'aumento dei costi delle commodities energetiche (energia elettrica e CO2) e non si è ancora riflesso in un miglioramento dei margini di raffinazione, spostando il previsto recupero di redditività al 2022, per poi consolidarsi su livelli più significativi tra il 2023 e il 2024.

Fondi per rischi e oneri

Oltre a quanto sopra descritto relativamente all'attività di gestione e mitigazione dei rischi, il Gruppo Saras, in presenza di obbligazioni attuali, conseguenti ad eventi passati, che possano essere di tipo legale, contrattuale, normativo, ha effettuato negli anni congrui accantonamenti in appositi fondi rischi ed oneri presenti fra le passività di bilancio (vedasi Nota Integrativa).

Altre informazioni

Azioni proprie

Nel corso dell'esercizio 2021 Saras SpA non ha acquistato né venduto alcuna azione propria.

In conseguenza di quanto deliberato dall'Assemblea degli Azionisti del 12 maggio 2021 sul piano di Stock Grant 2018-2021, Saras SpA ha assegnato e consegnato tutte le azioni proprie in portafoglio, pari a 9.220.216: pertanto, il numero di azioni ordinarie in circolazione al 30 giugno 2021 era pari a 951.000.000.

Ricerca e Sviluppo

Saras non ha effettuato attività significative di "Ricerca e Sviluppo" e pertanto non vi sono costi significativi capitalizzati o imputati a conto economico durante i primi nove mesi del 2021.

Operazioni atipiche ed inusuali

Nel corso dei primi nove mesi del 2021 non sono state poste in essere transazioni significative, e non sono in essere posizioni derivanti da operazioni atipiche e/o inusuali.

Fatti di rilievo avvenuti dopo la chiusura dei primi nove mesi del 2021

Non ci sono fatti di rilievo avvenuti dopo la chiusura dei primi nove mesi del 2021.

PROSPETTI CONTABILI CONSOLIDATI

Situazione Patrimoniale – Finanziaria Consolidata al 30 settembre 2021

Migliaia di Euro		30/09/2021	31/12/2020
ATTIVITÀ	(1)		
Attività correnti	5.1	2.444.522	1.841.050
Disponibilità liquide ed equivalenti	5.1.1	650.213	558.997
Altre attività finanziarie	5.1.2	202.706	153.677
Crediti commerciali	5.1.3	439.406	256.641
Rimanenze	5.1.4	1.061.659	737.389
Attività per imposte correnti	5.1.5	17.277	14.289
Altre attività	5.1.6	73.261	120.057
Attività non correnti	5.2	1.478.233	1.529.138
Immobili, impianti e macchinari	5.2.1	1.242.138	1.310.794
Attività immateriali	5.2.2	42.350	47.225
Diritto di utilizzo di attività in leasing	5.2.3	46.951	42.801
Altre partecipazioni	5.2.4	502	502
Attività per imposte anticipate	5.2.5	141.844	121.844
Altre attività finanziarie	5.2.6	4.448	5.972
Totale attività		3.922.755	3.370.188
PASSIVITÀ E PATRIMONIO NETTO			
Passività correnti	5.4	2.395.067	1.676.426
Passività finanziarie a breve termine	5.4.1	856.307	611.441
Debiti commerciali e altri debiti	5.4.2	1.291.475	916.594
Passività per imposte correnti	5.4.3	185.092	80.499
Altre passività	5.4.4	62.193	67.892
Passività non correnti	5.5	775.783	909.240
Passività finanziarie a lungo termine	5.5.1	547.997	652.064
Fondi per rischi e oneri	5.5.2	214.425	244.165
Fondi per benefici ai dipendenti	5.5.3	9.242	8.901
Passività per imposte differite	5.5.4	3.730	3.730
Altre passività	5.5.5	389	380
Totale passività		3.170.850	2.585.666
PATRIMONIO NETTO	5.6		
Capitale sociale		54.630	54.630
Riserva legale		10.926	10.926
Altre riserve		721.183	994.482
Risultato netto		(34.834)	(275.516)
Totale patrimonio netto di competenza della controllante		751.905	784.522
Interessenze di pertinenza di terzi		-	-
Totale patrimonio netto		751.905	784.522
Totale passività e patrimonio netto		3.922.755	3.370.188

(1) Si rimanda alla nota integrativa sezione 5 "Note alla situazione patrimoniale-finanziaria"

(2) Si rimanda alla nota integrativa sezione 3.2 "Sintesi dei Principi contabili e dei criteri di valutazione adottati"

Conto Economico Consolidato e Conto Economico Complessivo Consolidato: 1 gennaio – 30 settembre 2021

CONTO ECONOMICO CONSOLIDATO PER I PERIODI 1 GENNAIO - 30 SETTEMBRE 2021

Migliaia di Euro	(1)	1 GENNAIO 30 SETTEMBRE 2021	di cui non ricorrente	1 GENNAIO 30 SETTEMBRE 2020	di cui non ricorrente
Ricavi della gestione caratteristica	6.1.1	5.780.209		3.838.047	
Altri proventi	6.1.2	58.393		121.881	
Totale ricavi		5.838.602	0	3.959.928	0
Acquisti per materie prime, sussidiarie e di consumo	6.2.1	(4.934.997)		(3.604.549)	
Prestazioni di servizi e costi diversi	6.2.2	(683.523)		(319.384)	
Costo del lavoro	6.2.3	(106.506)		(114.017)	
Ammortamenti e svalutazioni	6.2.4	(146.636)		(156.812)	
Svalutazioni e ripristini di valore del contratto Sarlux/GSE					
Totale costi		(5.871.662)	0	(4.194.762)	0
Risultato operativo		(33.060)	0	(234.834)	0
Proventi finanziari	6.3	65.036		57.593	
Oneri finanziari	6.3	(86.519)		(69.014)	
Risultato prima delle imposte		(54.543)	0	(246.255)	0
Imposte sul reddito	6.4	19.709		72.186	
Risultato netto		(34.834)	0	(174.069)	0
Risultato netto attribuibile a:					
Soci della controllante		(34.834)		(174.069)	
Interessenze di pertinenza di terzi		0		0	
Risultato netto per azione - base (centesimi di Euro)		(3,69)		(18,48)	
Risultato netto per azione - diluito (centesimi di Euro)		(3,69)		(18,48)	

CONTO ECONOMICO COMPLESSIVO CONSOLIDATO PER I PERIODI 1 GENNAIO - 30 SETTEMBRE 2021

Migliaia di Euro	1 GENNAIO 30 SETTEMBRE 2021	1 GENNAIO 30 SETTEMBRE 2020
Risultato netto (A)	(34.834)	(174.069)
Componenti dell'utile complessivo che potranno essere successivamente riclassificati nell'utile (perdita) dell'esercizio		
Effetto traduzione bilanci in valuta estera	(1.097)	(637)
Componenti dell'utile complessivo che non saranno successivamente riclassificate nell'utile (perdita) dell'esercizio		
Effetto attuariale IAS 19 su T.F.R.		
Altri utili / (perdite), al netto dell'effetto fiscale (B)	(1.097)	(637)
Risultato netto complessivo consolidato (A + B)	(35.931)	(174.706)
Risultato netto complessivo consolidato attribuibile a:		
Soci della controllante	(35.931)	(174.706)
Interessenze di pertinenza di terzi	0	0

(1) Si rimanda alla nota integrativa sezione 5 "Note alla situazione patrimoniale-finanziaria"

Prospetto delle Variazioni di Patrimonio Netto Consolidato al 30 settembre 2021

Migliaia di Euro	Capitale Sociale	Riserva Legale	Altre Riserve	Utile (Perdita) esercizio	Totale patrimonio netto di competenza della controllante	Interessenze di pertinenza di terzi	Totale patrimonio netto
Saldo al 31/12/219	54.630	10.926	967.129	26.154	1.058.839	0	1.058.839
Destinazione risultato esercizio precedente			26.154	(26.154)	0		0
Effetto traduzione bilanci in valuta			(637)		(637)		(637)
Riserva per piano azionario			2.003		2.003		2.003
Risultato netto				(174.069)	(174.069)		(174.069)
<i>Risultato netto complessivo</i>			(637)	(174.069)	(174.706)	0	(174.706)
Saldo al 30/09/2020	54.630	10.926	994.649	(174.069)	886.136	0	886.136
Effetto traduzione bilanci in valuta			171		171		171
Effetto attuariale IAS 19			(215)		(215)		(215)
Riserva per piano azionario			(123)		(123)		(123)
Risultato netto				(101.447)	(101.447)		(101.447)
<i>Risultato netto complessivo</i>			171	(101.447)	(101.276)	0	(101.276)
Saldo al 31/12/2020	54.630	10.926	994.482	(275.516)	784.522	0	784.522
Destinazione risultato esercizio precedente			(275.516)	275.516	0		0
Effetto traduzione bilanci in valuta			(1.097)		(1.097)		(1.097)
Riserva per piano azionario			3.314		3.314		3.314
Risultato netto				(34.834)	(34.834)		(34.834)
<i>Risultato netto complessivo</i>			(1.097)	(34.834)	(35.931)	0	(35.931)
Saldo al 30/09/2021	54.630	10.926	721.183	(34.834)	751.905	0	751.905

Rendiconto Finanziario Consolidato al 30 settembre 2021

Migliaia di Euro	(1)	1/1/2021- 30/09/2021	1/1/2020- 30/09/2020
A - Disponibilità liquide iniziali		558.997	431.463
B - Flusso monetario da (per) attività operativa			
Risultato netto	5.5	(34.834)	(174.069)
Differenze cambio non realizzate su c/c bancari		(14.265)	(6.230)
Ammortamenti e svalutazioni di immobilizzazioni	6.2.4	146.636	156.812
Variazione netta fondi per rischi	5.4.2	(29.740)	(21.111)
Variazione netta dei fondi per benefici ai dipendenti	5.4.3	341	(243)
Variazione netta passività per imposte differite e attività per imposte anticipate	5.2.4 - 5.4.4	(20.000)	(74.193)
Interessi netti		14.654	11.055
Imposte sul reddito accantonate	6.4	291	2.007
Variazione FV derivati	5.1.2 - 5.3.1	18.982	(33.526)
Altre componenti non monetarie	5.5	2.217	1.366
Utile (perdita) dell'attività di esercizio prima delle variazioni del capitale circolante		84.282	(138.132)
(Incremento) / Decremento dei crediti commerciali	5.1.3	(182.765)	90.540
(Incremento) / Decremento delle rimanenze	5.1.4	(324.270)	317.299
Incremento / (Decremento) dei debiti commerciali e altri debiti	5.3.2	374.881	(732.752)
Variazione altre attività correnti	5.1.5 - 5.1.6	43.808	47.792
Variazione altre passività correnti	5.3.3 - 5.3.4	98.603	143.814
Interessi incassati		110	1.252
Interessi pagati		(14.764)	(12.307)
Variazione altre passività non correnti	5.4.5	9	(25.777)
Totale (B)		79.894	(308.271)
C - Flusso monetario da (per) attività di investimento			
(Investimenti) in immobilizzazioni materiali ed immateriali	5.2.1-5.2.2	(66.096)	(223.198)
(Investimenti) in Diritto di utilizzo di attività in leasing		(11.159)	(1.355)
(Incremento) / Decremento altre attività finanziarie	5.1.2	89.060	12.718
Variazione delle attività non correnti destinate alla dismissione	5.2.1-5.2.2	0	6.971
Totale (C)		11.805	(204.864)
D - Flusso monetario da (per) attività di finanziamento			
Incremento / (Decremento) debiti finanziari a m/l termine	5.4.1	(104.067)	55.956
Incremento / (Decremento) debiti finanziari a breve termine	5.3.1	89.319	192.340
Totale (D)		(14.748)	248.296
E - Flusso monetario del periodo (B+C+D)		76.951	(264.839)
Differenze cambio non realizzate su c/c bancari		14.265	6.230
F - Disponibilità liquide finali		650.213	172.854

(1) Si rimanda alla nota integrativa sezione 5 "Note alla situazione patrimoniale-finanziaria"

Per il Consiglio di Amministrazione
Il Presidente



Massimo Moratti

NOTA INTEGRATIVA AI PROSPETTI CONTABILI CONSOLIDATI AL 30 SETTEMBRE 2021

1. Premessa

2. Criteri generali di redazione del Bilancio Consolidato

3. Principi di redazione e cambiamenti nei principi contabili del Gruppo

3.1 Principi di redazione

3.2 Nuovi principi contabili, interpretazioni e modifiche adottati dal Gruppo

3.3 Area di consolidamento

3.4 Uso di stime e valutazioni discrezionali anche alla luce degli effetti del covid-19

4. Informazioni per settore di attività e area geografica

4.1 Premessa

4.2 Informativa settoriale

5. Note alla Situazione Patrimoniale-Finanziaria

5.1 Attività correnti

5.1.1 Disponibilità liquide ed equivalenti

5.1.2 Altre attività finanziarie

5.1.3 Crediti commerciali

5.1.4 Rimanenze

5.1.5 Attività per imposte correnti

5.1.6 Altre attività

5.2 Attività non correnti

5.2.1 Immobili, impianti e macchinari

5.2.2 Attività immateriali

5.2.3 Diritto di utilizzo di attività in leasing

5.2.4 Altre Partecipazioni

5.2.5 Attività per imposte anticipate

5.2.6 Altre attività finanziarie

5.3 Passività correnti

5.3.1 Passività finanziarie a breve termine

5.3.2 Debiti commerciali e altri debiti

5.3.3 Passività per imposte correnti

5.3.4 Altre passività

5.4 Passività non correnti

5.4.1 Passività finanziarie a lungo termine

5.4.2 Fondi per rischi e oneri

5.4.3 Fondi per benefici ai dipendenti

5.4.4 Passività per imposte differite

5.4.5 Altre passività

5.5 Patrimonio netto

6. Note al Conto Economico

6.1 Ricavi

6.1.1 Ricavi della gestione caratteristica

6.1.2 Altri proventi

6.2 Costi

6.2.1 Acquisti per materie prime, sussidiarie e di consumo

6.2.2 Prestazioni di servizi e costi diversi

6.2.3 Costo del lavoro

6.2.4 Ammortamenti e svalutazioni

6.3 Proventi e oneri finanziari

6.4 Imposte sul reddito

7. Altre informazioni

- 7.1 Analisi dei principali contenziosi in essere
- 7.2 Impegni
- 7.3 Rapporti con parti correlate

1. Premessa

La pubblicazione del bilancio consolidato abbreviato del Gruppo Saras per il periodo chiuso al 30 settembre 2021 è stata autorizzata dal Consiglio di Amministrazione in data 10 novembre 2021.

Saras SpA (di seguito anche la “Capogruppo”) è una società per azioni quotata alla Borsa di Milano avente sede legale in Sarroch (CA) (Italia), S.S. 195 “Sulcitana” Km. 19. La Società è controllata congiuntamente da Massimo Moratti SAPA (20,01%), Angel Capital Management Spa (10,005%) e Stella Holding Spa (10,005%) rappresentanti in aggregato il 40,02% del Capitale Sociale di Saras SpA (senza considerare le azioni proprie in portafoglio), in virtù del patto parasociale dalle stesse sottoscritto in data 24 settembre 2019. La durata della Società è prevista statutariamente sino al 31 dicembre 2056.

Saras S.p.A. opera nel mercato petrolifero a livello italiano ed internazionale attraverso l’acquisto di grezzo e la vendita dei prodotti finiti. Le attività del Gruppo Saras comprendono la raffinazione di grezzo e la produzione e vendita di energia elettrica prodotta sia dall’impianto di gassificazione integrata a ciclo combinato della controllata Sarlux Srl che dai parchi eolici delle controllate Sardeolica Srl, Energia Verde Srl ed Energia Alternativa Srl

Il presente bilancio consolidato semestrale abbreviato, relativo al periodo chiuso al 30 settembre 2021, è presentato in Euro, essendo l’Euro la moneta corrente nell’economia in cui il Gruppo opera ed è costituito dalla Situazione Patrimoniale-Finanziaria, dal Conto Economico, dal Conto Economico Complessivo, dal Rendiconto Finanziario, dal Prospetto delle variazioni del Patrimonio Netto e dalla Nota Integrativa. Tutti i valori riportati nelle note al bilancio consolidato sono espressi in migliaia di Euro, salvo ove diversamente indicato

2. Criteri generali di redazione del Bilancio Consolidato

Il bilancio consolidato intermedio al 30 settembre abbreviato del Gruppo è redatto secondo gli International Financial Reporting Standards (nel seguito “IFRS” o “principi contabili internazionali”) emanati dall’International Accounting Standards Board (IASB) e adottati dalla Commissione Europea secondo la procedura di cui all’art. 6 del Regolamento (CE) n. 1606/2002 del Parlamento Europeo e del Consiglio del 19 luglio 2002 e secondo i provvedimenti emanati in attuazione dell’Art. 9 del Decreto Legislativo del 28 febbraio 2005, n.38.

Per IFRS si intendono tutti gli “International Financial Reporting Standards”, tutti gli “International Accounting Standards” (“IAS”), tutte le interpretazioni dell’“International Financial Reporting Interpretations Committee” (“IFRIC”), precedentemente denominate “Standing Interpretations Committee” (“SIC”), omologati dalla Commissione Europea alla data di approvazione dei progetti di bilancio consolidato e separato da parte del Consiglio di Amministrazione della società Capogruppo e contenuti nei relativi Regolamenti U.E. pubblicati a tale data.

Si precisa che gli schemi di bilancio sono stati redatti secondo i seguenti criteri, in linea con lo IAS 1, ritenuti adatti a fornire una completa informativa patrimoniale, economica e finanziaria del Gruppo:

- Situazione Patrimoniale-Finanziaria: le attività e passività sono suddivise tra correnti e non correnti in funzione del loro grado di liquidità;
- Conto Economico e Conto Economico Complessivo: le voci di conto economico sono presentate secondo la loro natura;
- Rendiconto Finanziario: è presentato secondo il metodo indiretto, distinguendo i flussi finanziari derivanti dall’attività operativa, d’investimento e finanziaria;
- Prospetto delle variazioni del Patrimonio Netto consolidato.

I principi contabili esposti di seguito sono stati applicati in modo coerente a tutti i periodi presentati.

Avendo riguardo alla situazione economico-patrimoniale del semestre 2021, significativamente influenzata dagli impatti derivanti dal perdurare della pandemia Covid-19 e dei suoi riflessi sull’erosione della redditività del Gruppo nel suo complesso, per i cui maggiori dettagli si rimanda all’apposito paragrafo della Relazione sulla Gestione”, alle previsioni economiche di budget e piano industriale 2021/2024, approvati dal Consiglio di Amministrazione nel corso del primo semestre 2021, e rivisti dal Management alla luce della situazione contingente nonché tenuto conto delle previsioni di andamento del capitale circolante e della situazione finanziaria e patrimoniale del Gruppo, gli amministratori hanno ritenuto di redigere il presente bilancio consolidato semestrale abbreviato nel presupposto della continuità aziendale.

Gli amministratori hanno verificato l'insussistenza di indicatori di carattere finanziario, gestionale o di altro genere che potessero segnalare criticità circa la capacità del Gruppo di far fronte alle proprie obbligazioni nel prevedibile futuro. I rischi e le incertezze relative al business, nonché la variabilità dei fattori esterni e di mercato cui le performance economiche e finanziarie del Gruppo sono esposte, sono descritti nelle sezioni dedicate della Relazione sulla Gestione. La descrizione di come il Gruppo gestisce i rischi connessi a tali fattori esterni nonché i rischi finanziari, tra i quali quello di liquidità e di capitale è contenuta nel paragrafo Informazioni integrative sugli strumenti finanziari e le politiche di gestione dei rischi della presente Nota Informativa.

3. Principi di redazione e cambiamenti nei Principi contabili del Gruppo

3.1 Principi di redazione

Il bilancio consolidato abbreviato del Gruppo Saras per il periodo chiuso al 30 settembre 2021, predisposto ai sensi dell'articolo 154-ter TUF e successive modifiche, è stato redatto in conformità agli International Financial Reporting Standards (IFRS), emessi dall'International Accounting Standard Board (IASB) e omologati dall'Unione Europea, che includono tutti i principi contabili internazionali (IAS) e tutte le interpretazioni dell'International Financial Reporting Interpretation Committee (IFRIC), precedentemente denominate Standing Interpretations Committee (SIC). Il bilancio consolidato abbreviato per il periodo chiuso al 30 settembre 2021 è stato redatto in accordo con le disposizioni dello IAS 34 – Interim financial reporting.

3.2 Nuovi principi contabili, interpretazioni e modifiche adottati dal Gruppo

I principi contabili adottati dal Gruppo Saras per la redazione del bilancio consolidato abbreviato al 30 settembre 2021 sono coerenti con quelli applicati nel bilancio consolidato al 31 dicembre 2020 e al corrispondente periodo intermedio di riferimento, ad eccezione dei nuovi principi contabili, interpretazioni ed emendamenti di seguito illustrati che, alla data di redazione del presente bilancio consolidato abbreviato, erano già stati emanati ed entrati in vigore nel corso del presente esercizio. Il Gruppo non ha adottato anticipatamente alcun nuovo principio, interpretazione o modifica emesso ma non ancora in vigore.

Principi emanati e in vigore

IFRS 17 Insurance Contracts

Nel maggio 2017, lo IASB ha emesso l'IFRS 17 Insurance Contracts (IFRS 17), un nuovo principio completo relativo ai contratti di assicurazione che copre la rilevazione e misurazione, presentazione ed informativa. Quando entrerà in vigore l'IFRS 17 sostituirà l'IFRS 4 Contratti Assicurativi, 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, limitate eccezioni saranno applicate. L'obiettivo generale dell'IFRS 17 è quello di presentare un modello contabile per i contratti di assicurazione che sia più utile e coerente per gli assicuratori. In contrasto con le previsioni dell'IFRS 4 che sono largamente basate sul mantenimento delle politiche contabili precedenti, l'IFRS 17 fornisce un modello completo per i contratti assicurativi che copre tutti gli aspetti contabili rilevanti. Il cuore dell'IFRS 17 è il modello generale, integrato da:

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

L'IFRS 17 sarà in vigore per gli esercizi che inizieranno al 1° gennaio 2023 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.

Il principio non ha impatti significativi sul bilancio consolidato del Gruppo.

Principi emanati ma non ancora in vigore

Lo IAS 8.30 richiede di dare informativa per quei principi che sono stati emessi, ma che non sono ancora in vigore; essa è richiesta ai fini di fornire informazioni note o ragionevolmente stimabili per permettere all'utilizzatore di valutare il possibile impatto dell'applicazione di tali questi principi sul bilancio di un'entità. Sono di seguito illustrati i principi e le interpretazioni che,

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

Amendments to IAS 8 Accounting Policies, Changes in Accounting Estimates and Errors: Definition of Accounting Estimates

Le modifiche introducono una definizione di stime contabili, in sostituzione al concetto di cambiamento delle stime contabili. Secondo la nuova definizione le stime contabili sono importi monetari soggetti ad incertezza di misurazione. Le entità sviluppano stime contabili se i principi contabili richiedono che le voci di bilancio siano misurate in modo tale da comportare incertezza di misurazione. Il Board chiarisce che un cambiamento nella stima contabile che risulta da nuove informazioni o nuovi sviluppi non è la correzione di un errore. Inoltre, gli effetti di un cambiamento in input o in una tecnica di misurazione utilizzata per sviluppare una stima contabile sono cambiamenti nelle stime se non risultano dalla correzione di errori di esercizi precedenti. Un cambiamento in una stima contabile può influenzare solo l'utile o la perdita del periodo corrente, oppure sia del periodo corrente che di esercizi futuri, e l'effetto della variazione relativa all'esercizio corrente è rilevato come provento/onere nell'esercizio corrente, mentre l'effetto sui periodi futuri è rilevato come provento/onere in tali periodi futuri. Tali modifiche saranno applicabili, previa omologazione, dal 1° gennaio 2023.

Amendments to IAS 1: Classification of Liabilities as Current or Non-current

A gennaio 2020, lo IASB ha pubblicato delle modifiche ai paragrafi da 69 a 76 dello IAS 1 per specificare i requisiti per classificare le passività come correnti o non correnti. Le modifiche chiariscono:

- Cosa si intende per diritto di postergazione della scadenza
- Che il diritto di postergazione deve esistere alla chiusura dell'esercizio
- La classificazione non è impattata dalla probabilità con cui l'entità eserciterà il proprio diritto di postergazione
- Solamente se un derivato implicito in una passività convertibile è esso stesso uno strumento di capitale la scadenza della passività non ha impatto sulla sua classificazione

Le modifiche saranno efficaci per gli esercizi che inizieranno al 1° gennaio 2023 o successivamente, e dovranno essere applicate retrospettivamente. Il Gruppo sta al momento valutando l'impatto che le modifiche avranno sulla situazione corrente e nel caso si renda necessaria la rinegoziazione dei contratti di finanziamento esistenti nonché seguendo le discussioni dell'IFRS IC e dello IASB a riguardo.

Amendments to IAS 1 Presentation of Financial Statements and IFRS Practice Statement 2: Disclosure of Accounting Policies

Tali modifiche intendono aiutare il redattore del bilancio nel decidere quali accounting policies, presentare nel proprio bilancio. In particolare, all'entità viene richiesta di rendere l'informativa di accounting policy materiali, anziché delle significant accounting policies e vengono introdotti diversi paragrafi che chiariscono il processo di definizione delle policy materiali, che potrebbero essere tali per loro stessa natura, anche se i relativi ammontari possono essere immateriali. Una accounting policy è materiale se i fruitori di bilancio ne hanno necessità per comprendere altre informazioni incluse nel bilancio. Inoltre, l'IFRS Practice Statement 2 è stato modificato aggiungendo linee guida ed esempi per dimostrare e spiegare l'applicazione del "four-step materiality process" alle informazioni sui principi contabili al fine di supportare le modifiche allo IAS 1. Tali modifiche saranno applicabili, previa omologazione, dal 1° gennaio 2023.

Reference to the Conceptual Framework – Amendments to IFRS 3

A maggio 2020, lo IASB ha pubblicato le modifiche all' IFRS 3 Business Combinations - Reference to the Conceptual Framework. Le modifiche hanno l'obiettivo di sostituire i riferimenti al Framework for the Preparation and Presentation of Financial Statements, pubblicato nel 1989, con le referenze al Conceptual Framework for Financial Reporting pubblicato a Marzo 2018 senza un cambio significativo dei requisiti del principio.

Il Board ha anche aggiunto una eccezione ai principi di valutazione dell'IFRS 3 per evitare il rischio di potenziali perdite od utili "del giorno dopo" derivanti da passività e passività potenziali che ricadrebbero nello scopo dello IAS 37 o IFRIC 21 Levies, se contratte separatamente.

Allo stesso tempo, il Board ha deciso di chiarire che la guidance esistente nell'IFRS 3 per le attività potenziali non verrà impattata dall'aggiornamento dei riferimenti al Framework for the Preparation and Presentation of Financial Statements.

Le modifiche saranno efficaci per gli esercizi che inizieranno al 1° gennaio 2022 e si applicano prospettivamente.

Amendments to IAS 12 Income Taxes: Deferred Tax related to Assets and Liabilities arising from a Single Transaction

Emesso il 7 maggio 2021, in attesa di omologazione. Lo IAS 12 richiede l'iscrizione di imposte differite ogni qual volta si verifichino differenze temporanee, ossia le imposte dovute o recuperabili in futuro. In particolare, è stato stabilito che le società, in circostanze specifiche, possano essere esentate dal rilevare l'imposta differita quando rilevano attività o passività per la prima volta. Tale disposizione in precedenza ha fatto sorgere una certa incertezza sul fatto che l'esenzione si applicasse a transazioni

come leasing e obblighi di smantellamento, operazioni per le quali le società riconoscono sia un'attività che una passività. Con l'emendamento allo IAS 12, l'IFRS chiarisce che l'esenzione non si applica e che le società sono tenute a rilevare l'imposta differita su tali operazioni. L'obiettivo delle modifiche è ridurre la diversità nella rendicontazione delle imposte differite sui contratti di locazione e degli obblighi di smantellamento. Le modifiche sono efficaci per gli esercizi che iniziano al 1° gennaio 2023 ed è prevista l'early adoption.

Property, Plant and Equipment: Proceeds before Intended Use – Amendments to IAS 16

A maggio 2020, lo IASB ha pubblicato Property, Plant and Equipment — Proceeds before Intended Use, che proibisce alle entità di dedurre dal costo di un elemento di immobili, impianti e macchinari, ogni ricavo dalla vendita di prodotti venduti nel periodo in cui tale attività viene portata presso il luogo o le condizioni necessarie perché la stessa sia in grado di operare nel modo per cui è stata progettata dal management. Invece, un'entità contabilizza i ricavi derivanti dalla vendita di tali prodotti, ed i costi per produrre tali prodotti, nel conto economico.

La modifica sarà efficace per gli esercizi che inizieranno al 1° gennaio 2022 o successivi e deve essere applicata retrospettivamente agli elementi di Immobili, impianti e macchinari resi disponibili per l'uso alla data di inizio o successivamente del periodo precedente rispetto al periodo in cui l'entità applica per la prima volta tale modifica.

Non ci si aspettano impatti materiali per il Gruppo con riferimento a tali modifiche.

Si rappresenta, inoltre, che in data 31 marzo 2021 è stata emessa un Amendment to IFRS 16 – Leases: Covid-19-Related Rent Concessions beyond 30 June 2021- emesso il 31 marzo 2021, che avrebbe dovuto avere efficacia dal 1° aprile 2021, e tuttora in attesa di omologazione. Con tale emendamento lo IASB ha modificato ulteriormente l'IFRS 16 per prorogare il periodo di tempo limite di uno dei criteri che il locatore deve rispettare per poter applicare l'espedito pratico alle concessioni ricevute (esenzione ai locatari dall'obbligo di determinare se una concessione in ambito lease sia una modifica del leasing), ovvero che qualsiasi riduzione dei canoni di locazione poteva incidere solo sui pagamenti originariamente dovuti entro il 30 settembre 2021.

Onerous Contracts – Costs of Fulfilling a Contract – Amendments to IAS 37

A maggio 2020, lo IASB ha pubblicato modifiche allo IAS 37 per specificare quali costi devono essere considerati da un'entità nel valutare se un contratto è oneroso od in perdita.

La modifica prevede l'applicazione di un approccio denominato "directly related cost approach". I costi che sono riferiti direttamente ad un contratto per la fornitura di beni o servizi includono sia i costi incrementali che i costi direttamente attribuiti alle attività contrattuali. Le spese generali ed amministrative non sono direttamente correlate ad un contratto e sono escluse a meno che le stesse non siano esplicitamente ribaltabili alla controparte sulla base del contratto.

Le modifiche saranno efficaci per gli esercizi che inizieranno al 1° gennaio 2022 o successivi. Il Gruppo valuterà gli impatti di tali modifiche nell'eventualità di contratti per cui non avrà ancora soddisfatto tutte le proprie obbligazioni all'inizio dell'esercizio di prima applicazione.

Annual Improvements 2018-2020

Nell'ambito del ciclo dei miglioramenti lo IASB ha pubblicato una modifica all'IFRS 1 First Time Adoption, che permette ad una controllata che sceglie di applicare il par. D16(a) dell'IFRS 1 di contabilizzare le differenze di traduzione cumulate sulla base degli importi contabilizzati dalla controllante, considerando la data di transizione agli IFRS da parte della controllante. Tale modifica si applica anche alle società collegate o joint venture. Lo IASB ha poi proposto una modifica all'IFRS 9, chiarendo le fee che un'entità include nel determinare se le condizioni di una nuova o modificata passività finanziaria siano sostanzialmente differenti rispetto alle condizioni della passività finanziaria originaria. Queste fees includono solo quelle pagate o percepite tra il debitore ed il finanziatore, incluse le fees pagate o percepite dal debitore o dal finanziatore per conto di altri. Un'entità applica tale modifica alle passività finanziarie che sono modificate o scambiate successivamente alla data del primo esercizio in cui l'entità applica per la prima volta la modifica. Le suddette modifiche saranno efficaci per gli esercizi che inizieranno al 1° gennaio 2022 ed è permessa l'adozione anticipata.

IFRS 1 First-time Adoption of International Financial Reporting Standards – Subsidiary as a first-time adopter

Come parte del processo di miglioramenti annuali 2018-2020 dei principi IFRS, lo IASB ha pubblicato una modifica all'IFRS 1 First-time Adoption of International Financial Reporting Standards. Tale modifica permette ad una controllata che sceglie di applicare il paragrafo D16(a) dell'IFRS 1 di contabilizzare le differenze di traduzioni cumulate sulla base degli importi contabilizzati dalla controllante, considerando la data di transizione agli IFRS da parte della controllante. Questa modifica si applica anche alle società collegate o joint venture che scelgono di applicare il paragrafo D16(a) dell'IFRS 1.

La modifica sarà efficace per gli esercizi che inizieranno al 1° gennaio 2022 o successivamente, è permessa l'applicazione anticipata.

IFRS 9 Financial Instruments – Fees in the '10 per cent' test for derecognition of financial liabilities

Come parte del processo di miglioramenti annuali 2018-2020 dei principi IFRS, lo IASB ha pubblicato una modifica all' IFRS 9. Tale modifica chiarisce le fees che una entità include nel determinare se le condizioni di una nuova o modificata passività finanziaria siano sostanzialmente differenti rispetto alle condizioni della passività finanziaria originaria. Queste fees includono solo quelle pagate o percepite tra il debitore ed il finanziatore, incluse le fees pagate o percepite dal debitore o dal finanziatore per conto di altri. Un'entità applica tale modifica alle passività finanziarie che sono modificate o scambiate successivamente alla data del primo esercizio in cui l'entità applica per la prima volta la modifica.

La modifica sarà efficace per gli esercizi che inizieranno al 1° gennaio 2022 o successivamente, è permessa l'applicazione anticipata. Il Gruppo applicherà tale modifica alle passività finanziarie che sono modificate o scambiate successivamente o alla data del primo esercizio in cui l'entità applica per la prima volta tale modifica.

Non ci si aspettano impatti materiali per il Gruppo con riferimento a tale modifica.

IAS 41 Agriculture – Taxation in fair value measurements

Come parte del processo di miglioramenti annuali 2018-2020 dei principi IFRS, lo IASB ha pubblicato una modifica allo IAS 41 Agriculture. La modifica rimuove i requisiti nel paragrafo 22 dello IAS 41 riferito all'esclusione dei flussi di cassa per le imposte quando viene valutato il fair value di una attività nello scopo dello IAS 41.

Una entità applica tale modifica prospettivamente alla misurazione del fair value a partire per gli esercizi che inizieranno al 1° gennaio 2022 o successivamente, l'applicazione anticipata è consentita.

Non ci si aspettano impatti materiali per il Gruppo con riferimento a tale modifica.

Lo IASB ha inoltre approvato due emendamenti allo IAS 1 ed allo IAS 8 con riferimento all'informativa delle politiche contabili rilevanti ed alla definizione di stima e variazione di stime contabili.

3.3 Area di consolidamento

Il bilancio consolidato abbreviato include i bilanci della Capogruppo e delle società sulle quali la stessa esercita, direttamente o indirettamente, il controllo, a partire dalla data in cui lo stesso è stato acquisito e sino alla data in cui tale controllo cessa. Nella fattispecie, tale controllo è esercitato sia in forza del possesso diretto o indiretto della maggioranza delle azioni con diritto di voto che per effetto dell'esercizio di una influenza dominante espressa dal potere di determinare, anche indirettamente in forza di accordi contrattuali o legali, le scelte finanziarie e gestionali delle entità, ottenendone i benefici relativi, anche prescindendo da rapporti di natura azionaria. L'esistenza di potenziali diritti di voto esercitabili alla data del bilancio sono considerati al fine della determinazione del controllo.

I bilanci oggetto di consolidamento sono redatti al 30 settembre, e sono generalmente quelli appositamente predisposti e approvati dai Consigli d'Amministrazione delle singole società, opportunamente rettificati, ove necessario, per uniformarli ai principi contabili della Capogruppo.

Le società controllate incluse nell'area di consolidamento sono indicate nella seguente tabella:

Controllate con il metodo integrale	% di partecipazione
Deposito di Arcola Srl	100%
Sarlux Srl	100%
Saras Ricerche e tecnologie Srl	100%
Sarint SA e società controllate	100%
Saras Energia SAU	100%
Terminal Logistica de Cartegena SLU	100%
Reasar SA	100%
Sardeolica Srl e società controllate	100%
Energia Alternativa Srl	100%
Energia Verde Srl	100%
Saras Trading SA	100%
Altre partecipazioni: valutate al costo in quanto non significative	
Sarda Factoring	4,01%
Consorzio La Spezia Utilities	5%

Rispetto al 31 dicembre 2020 la controllata Sardeolica Srl ha acquisito le seguenti partecipazioni

- Energia Alternativa Srl
- Energia Verde Srl

Il closing dell'operazione, avvenuto all'inizio del mese di Settembre, ha comportato un esborso pari a 13.564 migliaia di euro e ha riguardato la totalità delle quote delle due società, che possiedono e operano due parchi eolici siti nel comune di Uta (CA) per una potenza installata complessiva di 45 MW, nonché crediti finanziari verso le stesse.

3.4 Uso di stime e valutazioni discrezionali anche alla luce degli effetti del covid-19

La predisposizione del bilancio abbreviato richiede da parte degli amministratori l'applicazione di principi e metodologie contabili che, in talune circostanze, si basano su valutazioni discrezionali e stime basate sull'esperienza storica ed assunzioni che vengono di volta in volta considerate ragionevoli e realistiche in funzione delle relative circostanze. L'applicazione di tali stime ed assunzioni influenza gli importi riportati negli schemi del bilancio, quali la Situazione Patrimoniale-Finanziaria, il Conto Economico, il Conto Economico Complessivo ed il Rendiconto Finanziario, nonché l'informativa fornita. I risultati effettivi delle poste del bilancio per le quali sono state utilizzate le suddette stime ed assunzioni, possono differire da quelli riportati nel bilancio a causa dell'incertezza che caratterizza le assunzioni e le condizioni sulla quali si basano le stime. Le principali stime sono relative all'ammortamento delle immobilizzazioni, al valore recuperabile delle immobilizzazioni, al valore recuperabile delle rimanenze, alle imposte differite, ai fondi rischi ed ai fondi svalutazione delle attività correnti, ai ricavi derivanti dalla vendita di energia elettrica in regime di essenzialità e del reintegro costi ammesso dall'Autorità, alla valutazione del valore recuperabile dei crediti e alla stima del fair value degli strumenti derivati.

L'andamento delle variabili di mercato, nel medio-lungo termine e nel breve termine, tra cui il prezzo e l'offerta del greggio e la domanda mondiale dei prodotti finiti rispetto alla capacità di lavorazione in grado di influire anche significativamente sulle performance del Gruppo rappresenta una delle assunzioni critiche per i processi valutativi tra cui in particolare per la valutazione delle immobilizzazioni e del valore recuperabile delle rimanenze nonché della volatilità dei valori correnti degli strumenti finanziari. I processi valutativi sottostanti, anche complessi, comportano l'espressione di stime che dipendono da variabili esogene di settore, altamente volatili, e sono basati su assunzioni che, per loro natura, implicano il ricorso ad un elevato grado di giudizio da parte della Direzione aziendale, che a tal fine considera anche scenari espressi da esperti di settore indipendenti.

Inoltre, l'emergenza sanitaria Covid-19 ed il perdurare della stessa hanno determinato sui mercati globali, ed in particolare nel settore petrolifero, effetti senza precedenti che hanno significativamente influenzato le performance economiche e finanziarie di Saras. L'incertezza connessa ai

tempi ed alla possibilità di ritorno dei mercati e di tutti gli operatori alla loro normale operatività nonché a possibili nuovi ritorni di situazioni di emergenza in Italia e nel mondo rispetto ad un fenomeno pandemico mai sperimentato in passato, rendono estremamente complesso, particolarmente per il mercato petrolifero, sviluppare previsioni sugli andamenti del Gruppo nel prossimo futuro, su cui si basano le valutazioni di impairment effettuate dal Gruppo sulle attività non correnti (i.e. immobilizzazioni materiali, immateriali ed attività per imposte anticipate).

Alla luce di quanto descritto nel Capitolo Impatto Covid-19 della Relazione sulla Gestione, il Gruppo ha svolto le verifiche necessarie alla continuità aziendale e alle valutazioni delle attività, a cui si rimanda al successivo Capitolo 5.2 Attività non correnti, nonché ha aggiornato il Capitolo relativo all'Analisi dei Rischi presente in Relazione sulla Gestione.

Le stime e le valutazioni sono riviste periodicamente e gli effetti di ciascuna di esse sono iscritti nel conto economico. Una sintesi delle stime più significative è esposta nel bilancio consolidato di Gruppo al 31 dicembre 2020, a cui si rimanda.

4. Informazioni per settore di attività e per area geografica

4.1 Premessa

Per esporre in maniera coerente l'andamento delle attività del Gruppo, le informazioni delle singole società sono ricondotte ai segmenti di business rivisti alla luce di quanto esposto nel prosieguo del documento.

A far data dall'esercizio 2021, infatti, i settori di attività del Gruppo sono i seguenti:

- Industrial&Marketing;
- Renewable.

Con la deliberazione 598/2020/R/eel del 29 dicembre 2020, ARERA (Autorità di Regolazione per Energia Reti e Ambiente), ha indicato che TERNIA iscriva la centrale elettrica a ciclo combinato di Sarlux Srl, IGCC (Integrated Gasification Combined Cycle) tra gli impianti essenziali alla sicurezza del sistema elettrico per l'anno 2021.

In data 13 aprile 2021 AREA - con Delibera 152/2021 - ha deliberato di accogliere l'istanza di ammissione al regime di reintegrazione dei costi, iscrivendo pertanto Sarlux nell'elenco, redatto su base annuale, degli impianti essenziali a decorrere dalla scadenza della relativa convenzione CIP6/92 (20 aprile 2021).

Il passaggio dalla convenzione CIP6/92 al regime di essenzialità ha portato ad un cambiamento significativo nelle modalità di funzionamento dell'attività dell'impianto di Sarlux, poiché i parametri tecnico-economici da considerare per il suo esercizio saranno quelli previsti dalla disciplina dell'essenzialità, e terranno conto dell'elevatissimo livello di integrazione funzionale e strategico della centrale elettrica con la raffineria. Pertanto, le attività dell'impianto IGCC, in precedenza rappresentate nel segmento "Power" sono quindi rappresentate dal 1° gennaio 2021 in un unico segmento, denominato "Industrial & Marketing" inclusivo delle attività integrate di raffinazione e generazione di energia elettrica. In tale segmento confluiscono anche le attività relative al "Marketing", segmento che fino al precedente esercizio comprendeva la rete distributiva spagnola e i depositi utilizzati come logistica intermedia; la cessione della rete, avviata nel 2019 e finalizzata nel 2020, che rappresentava l'attività rilevante del segmento "Marketing", ha determinato il venir meno del segmento, in quanto gli impianti residui dopo tale cessione (i depositi di Arcola, La Spezia e di Cartagena, Spagna) sono ora asserviti alla logistica di raffinazione. Anche il segmento Marketing non ha quindi più una sua autonoma significatività e è stato pertanto aggregato. Infine nel segmento "Industrial & Marketing" sono confluite le attività del segmento "Altre Attività" che coincidevano di fatto con le attività svolte da Sartec e Reasar, dedicate di fatto anch'esse all'attività integrate di raffinazione.

Il segmento "Wind" verrà denominato segmento "Renewable" anche in vista di potenziali sviluppi nell'ambito del fotovoltaico e idrogeno verde. ed include le controllate operanti nel settore di produzione da energia rinnovabile eolica.

4.2 Informativa settoriale

Alla luce di quanto descritto al paragrafo precedente, l'informativa per settore di attività ha subito a partire dal primo trimestre 2021 una profonda rivisitazione, nella direzione di una sostanziale aggregazione dei segmenti precedentemente individuati ispirata dalle citate modifiche intervenute nel modello di business del Gruppo.

Tanto premesso, il formato precedentemente in uso per fornire nella presente nota l'informativa per settore di attività appare non più idoneo e si ritiene decisamente più chiara ed esplicativa l'informativa fornita in Relazione sulla Gestione per settore, alla quale dunque si rimanda.

5. Note alla Situazione Patrimoniale-Finanziaria

5.1 Attività correnti

5.1.1 Disponibilità liquide ed equivalenti

Le disponibilità liquide sono così composte:

Disponibilità liquide ed equivalenti	30/09/2021	31/12/2020	Variazione
Depositi bancari postali	650.159	558.933	91.226
Cassa	54	64	(10)
Totale	650.213	558.997	91.216

I depositi bancari sono riconducibili principalmente a Saras SpA per 313.584 migliaia di euro, Sarlux Srl per 79.346 migliaia di euro e Saras Trading S.A. per 242.766 migliaia di euro. Tali depositi non sono soggetti a vincoli o restrizioni.

Si fa presente che la voce "Depositi bancari e postali" è comprensiva di una quota non immediatamente disponibile pari ad 1.044 migliaia di euro costituita dalla controllata Energia Alternativa S.r.l. a favore della banca finanziatrice a garanzia del debito derivante dal finanziamento per la costruzione del parco eolico.

Per il commento della posizione finanziaria netta si rimanda alla Relazione sulla Gestione al capitolo relativo alla stessa; la variazione delle disponibilità liquide ed equivalenti è riepilogata nel prospetto di rendiconto finanziario.

5.1.2 Altre attività finanziarie

Le Altre attività finanziarie negoziabili sono così composte:

Attività finanziarie correnti	30/09/2021	31/12/2020	Variazione
Strumenti finanziari derivati correnti	136.565	91.110	45.455
Depositi a garanzia derivati	64.903	61.325	3.578
Altre attività	1.238	1.242	(4)
Totale	202.706	153.677	49.029

La voce Strumenti finanziari derivati è costituita sia dal fair value positivo degli strumenti in essere alla data di fine periodo che dai differenziali attivi realizzati e non ancora incassati.

La voce Depositi a garanzia derivati accoglie il saldo al 30 settembre 2021 dei depositi a garanzia delle posizioni aperte in strumenti derivati richiesti dalle controparti con le quali il Gruppo pone in essere tali operazioni.

5.1.3 Crediti commerciali

I crediti commerciali ammontano a 439.406 migliaia di euro, in incremento rispetto all'ammontare degli stessi al 31 dicembre 2020, per 182.765 migliaia di euro. La voce è esposta al netto del fondo svalutazione crediti, che ammonta a 7.001 migliaia di euro (7.974 migliaia di euro al 31 dicembre 2020). L'aumento dei crediti è essenzialmente dovuta all'incremento dei prezzi dei prodotti petroliferi. Per ulteriori commenti sull'andamento delle vendite, si rimanda alla Relazione sulla Gestione.

5.1.4 Rimanenze

La consistenza delle rimanenze e le variazioni intervenute nel corso del periodo sono riportate nella tabella seguente:

Rimanenze	30/09/2021	31/12/2020	Variazione
Materie prime suss. e di consumo	281.780	218.803	62.977
Prodotti in corso di lavorazione/semilavorati	97.655	77.244	20.411
Prodotti finiti e merci	569.369	329.373	239.996
Ricambi e materie prime sussidiarie	112.855	111.969	886
Totale	1.061.659	737.389	324.270

L'incremento del valore delle rimanenze petrolifere è attribuibile alla dinamica crescente dei prezzi, che compensa parzialmente una diminuzione delle quantità in giacenza rispetto al 31 dicembre 2020.

In ossequio a quanto previsto dai principi contabili, il Gruppo ha valutato le rimanenze al minore tra costo di acquisto o di produzione e valore recuperabile di mercato: da tale confronto è emersa la necessità di iscrivere le rimanenze ad un minor valore per circa 8 milioni di euro.

Non vi sono rimanenze a garanzia di passività.

5.1.5 Attività per imposte correnti

Le attività per imposte correnti sono così composte:

Attività per imposte correnti	30/09/2021	31/12/2020	Variazione
Credito per IVA	1.700	38	1.662
Crediti IRES	1.422	1.074	348
Crediti IRAP	9.994	7.625	2.369
Altri crediti tributari	4.161	5.552	(1.391)
Totale	17.277	14.289	2.988

I Crediti IRAP si riferiscono agli acconti versati nel corso di esercizi precedenti dalla controllata Sarlux e risultati eccedenti rispetto all'imposta di competenza.

Gli Altri Crediti comprendono imposte chieste a rimborso o pagate a titolo provvisorio.

5.1.6 Altre attività

Il saldo è così costituito:

Altre attività	30/09/2021	31/12/2020	Variazione
Ratei attivi	160	36	124
Risconti attivi	15.003	9.918	5.085
Altri crediti a breve termine	58.098	110.103	(52.005)
Totale	73.261	120.057	(46.796)

I risconti attivi si riferiscono principalmente al risconto dei premi assicurativi e di oneri relativi alla normativa sui biocarburanti da parte della Capogruppo.

La voce "Altri crediti" comprende principalmente:

- il credito di 23.607 migliaia di euro vantato dalla controllata Sarlux S.r.l. nei confronti della Cassa Conguaglio per il Settore Elettrico per il riconoscimento, ai sensi del titolo II, punto 7 bis, del provvedimento Cip n. 6/92, degli oneri derivanti dalla direttiva 2003/87/CE (Emission Trading), in applicazione della delibera dell'Autorità per l'Energia elettrica e il gas 11 settembre 2008, ARG/elt 77/08, riferito ai primi mesi dell'esercizio 2021 che beneficiavano ancora

del regime Cip 6/92; la diminuzione rispetto all'esercizio precedente è dovuta all'incasso della quota riferita all'esercizio 2020.

- certificati bianchi per 29.512 migliaia di euro, relativi ai benefici riconosciuti alla controllata Sarlux a fronte dei risparmi energetici attraverso specifici progetti autorizzati in via preliminare dal GSE e realizzati nella raffineria di Sarroch (30.978 migliaia di euro nel 2020); per maggiori dettagli, si rimanda al punto 7.1.

5.2 Attività non correnti

Come già descritto nella Relazione sulla Gestione, il settore della raffinazione è stato fra quelli più penalizzati dagli effetti della pandemia. Il permanere dei fattori di incertezza legati principalmente alla domanda di prodotti petroliferi, per il rischio di diffusione di nuove varianti del Covid, ha comportato ancora una contrazione della redditività del settore nel primo semestre 2020, mentre il terzo trimestre registra margini dei principali prodotti petroliferi in miglioramento, in parte compensato da un aumento dei costi delle utilities (energia elettrica).

Il Gruppo Saras, anche in coerenza alle raccomandazioni delle principali autorità di regolamentazione che si sono espresse in merito (ESMA, CONSOB, IOSCO), ed in ottemperanza a quanto previsto dallo standard IAS 36 (Impairment of assets) ha monitorato in modo costante la presenza di indicatori che possano identificare eventuali rischi per la continuità aziendale, oltre ad eventuali effetti determinati o prevedibili della crisi sulle grandezze di bilancio e sulla struttura finanziaria del Gruppo.

Sulla base di tale monitoraggio, ed anche in considerazione dell'aggiornamento del budget 2021 (Forecast 9+3) approvato dal Consiglio di Amministrazione del 10 novembre 2021, il Gruppo al 30 settembre 2021 ha verificato l'esistenza di indicazioni che le attività della CGU "Refining, Power e Marketing" appartenente al settore operativo "Industrial&Marketing", oggetto di impairment test al 31 dicembre 2020, potessero aver subito un ulteriore riduzione di valore. Tale verifica è stata condotta attraverso un'analisi di sensitività, applicando al modello di impairment, sviluppato alla data di chiusura del precedente esercizio, le principali variazioni alle stime di quelle sole grandezze rilevanti al test che si sono modificate nel periodo, ed in particolare:

- Revisione dello scenario petrolifero ed elettrico per il 2021.
- Revisione piano produttivo refining+power 2021-2022 come da analisi al 30 giugno 2021
- Aggiornamento del reintegro costi IGCC fino alla prevista scadenza del regime di essenzialità
- Revisione in incremento del profilo degli investimenti per il 2021-2024 come da analisi al 30 giugno 2021

Gli scenari successivi al 2022 sono assunti invariati rispetto a quelli sviluppati al 31 dicembre 2020, in quanto la disponibilità di proiezioni indipendenti è limitata al solo breve periodo; tale approccio è coerente con la generalizzata aspettativa di settore che la crisi di mercato indotta dalla pandemia abbia termine dopo il 2022 con ritorno a razionali di mercato maggiormente in linea con i normali andamenti dell'economia mondiale.

Tale analisi non ha evidenziato indicazioni di perdite di valore rispetto al 31 dicembre 2020 e pertanto non si è proceduto a stimare un nuovo valore recuperabile della CGU.

Per quanto riguarda la CGU "Renewables", che corrisponde alla CGU "Wind" come definita nel Bilancio 2020, non sono emersi indicatori di impairment.

5.2.1 Immobili, impianti e macchinari

La voce Immobili, impianti e macchinari e la relativa movimentazione risultano così dettagliabili:

Costo Storico	31/12/2020	Incrementi	Decrementi	Svalutazioni	Altri movimenti	30/09/2021
Terreni e fabbricati	179.129	5	(219)	0	4	178.919
Impianti e macchinari	3.726.697	17.814	(17.393)	0	189.529	3.916.647
Attrezzature ind.li e comm.li	37.658	0	(331)	0	1.637	38.964
Altri beni	669.318	937	(69)	0	10.094	680.280
Immobilizzazioni materiali in corso	246.465	29.793	(487)	0	(89.562)	186.209
Totale	4.859.267	48.549	(18.499)	0	111.702	5.001.019

Fondi Ammortamento	31/12/2020	Ammortamento	Utilizzo	Svalutazioni	Altri movimenti	30/09/2021
Fondo Terreni e fabbricati	105.191	3.066	0	0	(232)	108.025
Fondo Impianti e macchinari	2.917.884	110.173	(13.109)	0	89.784	3.104.732
Fondo Attrezzature ind.li e comm.li	32.413	2.159	(313)	0	(12)	34.247
Altri beni	492.985	18.437	(423)	0	878	511.877
Totale	3.548.473	133.835	(13.845)	0	90.418	3.758.881

Valore Netto	31/12/2020	Incrementi	Decrementi	Ammortamento	Svalutazioni	Altri movimenti	30/09/2021
Terreni e fabbricati	73.938	5	(219)	(3.066)	0	236	70.894
Impianti e macchinari	808.813	17.814	(4.284)	(110.173)	0	99.745	811.915
Attrezzature ind.li e comm.li	5.245	0	(18)	(2.159)	0	1.649	4.717
Altri beni	176.333	938	354	(18.437)	0	9.215	168.403
Immobilizzazioni materiali in corso	246.465	29.793	(487)	0	0	(89.562)	186.209
Totale	1.310.794	48.550	(4.654)	(133.835)	0	21.283	1.242.138

La voce “terreni e fabbricati” comprende principalmente fabbricati industriali, uffici e magazzini per un valore netto di 31.659 migliaia di euro, fabbricati civili ad uso uffici di Milano e Roma di proprietà della Capogruppo per un valore netto di 2.247 migliaia di euro e terreni in massima parte relativi ai siti di Sarroch e di Arcola rispettivamente di proprietà della controllata Sarlux S.r.l. e della controllata Deposito di Arcola S.r.l. per un valore di 36.988 migliaia di euro.

La voce “impianti e macchinari” è principalmente riferibile agli impianti di raffinazione e di generazione di energia elettrica dalla centrale a ciclo combinato situati in Sarroch.

La voce “attrezzature industriali e commerciali” comprende attrezzature relative al laboratorio chimico e alla sala controllo collegate all'attività di raffinazione e vari beni in dotazione necessari al processo produttivo

La voce “altri beni” comprende principalmente i serbatoi e gli oleodotti per la movimentazione dei prodotti e grezzi delle società del gruppo (Sarlux S.r.l., Saras Energia S.A. e Deposito di Arcola S.r.l.).

La voce “immobilizzazioni in corso ed acconti” accoglie costi sostenuti principalmente per investimenti relativi al parco serbatoi e agli interventi necessari all'adeguamento e all'aggiornamento delle strutture esistenti, in particolare per ambiente, sicurezza e affidabilità.

Gli incrementi dell'esercizio ammontano a 48.550 migliaia di euro e sono relativi principalmente agli interventi tecnologici sugli impianti di raffinazione e l'ampilamento del parco eolico già citato.

Gli altri movimenti accolgono i saldi delle due società acquisite dalla controllata Sardeolica come precedentemente illustrato

I principali coefficienti annui di ammortamento, invariati rispetto all'esercizio 2020, sono evidenziati di seguito:

	per impianto I.G.C.C.	per altre immobilizzazioni (base annua)
Fabbricati Industriali (Terreni e Fabbricati)	fino al 2031	5,50 %
Impianti Generici (Impianti e Macchinari)	fino al 2031	8,38 %
Impianti Altamente Corrosivi (Impianti e Macchinari)	fino al 2031	11,73 %
Oleodotti e Serbatoi (Impianti e Macchinari)		8,38 %
Centrale termoelettrica (Impianti e Macchinari)	fino al 2031	
Parco eolico (Impianti e Macchinari)		10,00 %
Dotazioni (Attrezzature Impianti e Macchinari)		25,00 %
Macchine elettroniche d'ufficio (Altri Beni)		20,00 %
Mobili e Macchine per ufficio (Altri Beni)		12,00 %
Mezzi di trasporto (Altri beni)		25,00 %

La concessione all'occupazione di aree demaniali su cui insistono alcuni impianti della raffineria di Sarroch (trattamento affluenti, dissalazione acqua marina, blow down, torce e pontile), rilasciata dall'autorità portuale di Cagliari, è valida sino al 31 dicembre 2027.

5.2.2 Attività immateriali

La movimentazione delle immobilizzazioni immateriali è esposta nelle seguenti tabelle:

Costo Storico	31/12/2020	Incrementi	Decrementi	Svalutazioni	Altri movimenti	30/09/2021
Dritti di brevetto industriale ed opere ingegno	59.479	86	(5.211)	0	325	54.679
Concessioni, licenze, march e diritti simili	24.543	0	(1)	0	0	24.542
Goodwill e attività immater. a vita non definita	21.019	0	0	0	0	21.019
Altre immobilizzazioni immateriali	530.414	247	(30)	0	507	531.138
Immobilizzazioni immateriali in corso	929	251	0	0	0	1.180
Totale	636.384	584	(5.242)	0	832	632.558

Fondi Ammortamento	31/12/2020	Ammortamento	Utilizzo	Svalutazioni	Altri movimenti	30/09/2021
Dritti di brevetto industriale ed opere ingegno	51.876	2.340	(3.184)	0	61	51.093
Concessioni, licenze, march e diritti simili	13.041	30	(1)	0	611	13.681
Altre immobilizzazioni immateriali	524.160	1.707	(30)	0	(485)	525.352
Totale	589.159	4.077	(3.215)	0	187	590.208

Valore Netto	31/12/2020	Incrementi	Decrementi	Ammortamento	Svalutazioni	Altri movimenti	30/09/2021
Dritti di brevetto industriale ed opere ingegno	7.603	86	(2.027)	(2.340)	0	264	3.586
Concessioni, licenze, march e diritti simili	11.502	0	0	(30)	0	(611)	10.861
Goodwill e attività immater. a vita non definita	20.937	0	0	0	0	0	20.937
Altre immobilizzazioni immateriali	6.254	247	0	(1.707)	0	992	5.786
Immobilizzazioni immateriali in corso	929	251	0	0	0	0	1.180
Totale	47.225	584	(2.027)	(4.077)	0	645	42.350

Il decremento registrato rispetto al 31 dicembre 2020 è riconducibile principalmente agli ammortamenti del periodo che ammontano a 4.077 migliaia di euro e che sono determinati secondo le aliquote su base annua, invariate rispetto all'esercizio 2020 e di seguito riportate.

Diritti di brevetto industriale e diritti di utilizzazione delle opere di ingegno	20%
Concessioni, licenze, marchi e diritti simili	3% - 33%
Altre immobilizzazioni immateriali	6% - 33%

Non vi sono attività immateriali a vita utile definita destinate alla cessione. Il contenuto delle voci principali è riportato di seguito.

Concessioni, licenze, marchi e diritti simili

Il saldo della voce si riferisce essenzialmente ai diritti di superficie acquisiti dalla controllata Sardeolica sui terreni su quali insiste il parco eolico di Ulassai, il cui ammortamento terminerà nel 2035.

Goodwill e altre attività immateriali a vita utile indefinita

La voce si riferisce principalmente all'avviamento iscritto in capo alla controllata Sardeolica Srl (20.937 migliaia di euro) pagato per l'acquisto della controllata Parco Eolico di Ulassai Srl (successivamente fusa per incorporazione in Sardeolica): tale avviamento è giustificato dalla proiezione dei flussi finanziari attesi dalla controllata Sardeolica Srl su un orizzonte temporale esteso sino al termine delle concessioni ottenute dalla stessa.

Altre immobilizzazioni immateriali

Ammontano a 5.786 migliaia di euro pressochè invariate rispetto al 31 dicembre 2020.

Immobilizzazioni immateriali in corso ed acconti

La voce accoglie investimenti in corso per l'acquisizione di licenze relative a software. Non vi sono attività immateriali a vita utile definita destinate alla cessione.

5.2.3 Diritto di utilizzo di attività in leasing

Il Gruppo Saras ha acquisito diritti di utilizzo di attività di terzi essenzialmente volti all'utilizzo di:

- aree funzionali ed indispensabili per lo svolgimento delle proprie attività caratteristiche (aree demaniali attigue ai siti di Sarroch e Arcola, aree sulle quali insiste il parco eolico di Ulassai, ecc..), delle quali non ha potuto o non ha ritenuto opportuno acquisire la proprietà;
- immobili adibiti ad uso uffici direzionali;
- beni strumentali e impianti costruiti ed eserciti da partner industriali, per i quali il Gruppo non possedeva il know-how tecnologico adeguato che ne consentisse la realizzazione e la conduzione.

La movimentazione dei diritti di utilizzo delle attività in leasing è esposta nelle seguenti tabelle:

Costo Storico	31/12/2020	Incrementi	Decrementi	Svalutazioni	Altri movimenti	30/09/2021
Terreni e fabbricati in locazione	41.070	0	0	0	0	41.070
Impianti e macchinari in locazione	11.952	0	0	0	0	11.952
Altri beni in locazione	8.239	11.245	0	0	0	19.484
Totale	61.261	11.245	0	0	0	72.506

Fondi Ammortamento	31/12/2020	Ammortamento	Utilizzo	Svalutazioni	Altri movimenti	30/09/2021
Fondo Terreni e fabbricati in locazione	10.113	3.687	0	0	86	13.886
Fondo Impianti e macchinari in locazione	3.167	1.090	0	0	0	4.257
Altri beni	5.180	2.232	0	0	0	7.412
Totale	18.460	7.009	0	0	86	25.555

Valore Netto	31/12/2020	Incrementi	Decrementi	Ammortamento	Svalutazioni	Altri movimenti	30/09/2021
Terreni e fabbricati in locazione	30.957	0	0	(3.687)	0	(86)	27.184
Impianti e macchinari in locazione	8.785	0	0	(1.090)	0	0	7.695
Altri beni in locazione	3.059	11.245	0	(2.232)	0	0	12.072
Totale	42.801	11.245	0	(7.009)	0	(86)	46.951

Il saldo al 30 settembre 2021, pari 46.951 migliaia di euro, è relativo all'applicazione del principio IFRS 16 – Leases. L'iscrizione si riferisce essenzialmente alle seguenti fattispecie contrattuali:

- 1) Concessioni, diritti di superficie e simili: si tratta principalmente delle concessioni delle aree su cui insistono parte del sito produttivo di Sarroch, i depositi petroliferi di Arcola e Cartagena, nonché quella su cui è stato costruito ed è in attività il parco eolico di Ulassai.
- 2) Impianti: si tratta principalmente dei contratti stipulati dalla controllata Sarlux con fornitori per la costruzione e l'esercizio di alcuni impianti all'interno del sito produttivo di Sarroch;
- 3) Flotte auto aziendali: trattasi di contratti di noleggio a lungo termine di auto aziendali in uso sia all'interno del sito industriale di Sarroch che ai dipendenti delle varie sedi direzionali e commerciali;
- 4) Locazioni di immobili per sedi direzionali e commerciali.

L'incremento rispetto alla chiusura dell'esercizio precedente, pari a 11.245 migliaia di euro, si riferisce essenzialmente ad un nuovo contratto, stipulato dalla controllata Sarlux Srl, relativo a servizi di supporto logistico e di prevenzione antinquinamento tramite l'utilizzo di imbarcazioni di terzi.

5.2.4 Altre partecipazioni

Il dettaglio delle altre partecipazioni è il seguente:

Altre partecipazioni	30/09/2021	31/12/2020	Variazione
Consorzio La Spezia Utilities	7	7	0
Sarda Factoring	495	495	0
Totale	502	502	0

5.2.5 Attività per imposte anticipate

La posizione netta della fiscalità differita attiva e passiva del Gruppo Saras al 30 settembre 2021 ammonta a 138.114 migliaia di euro (composto da imposte anticipate per 141.844 iscritte nell'attivo patrimoniale non corrente ed imposte differite iscritte nel passivo patrimoniale non corrente per 3.730 migliaia di euro).

Gli Amministratori, sulla base delle previsioni del Piano industriale 2021-2024 e dei suoi aggiornamenti per il 2021 e 2022, hanno ritenuto recuperabili le imposte anticipate iscritte su perdite fiscali pregresse.

5.2.6 Altre attività finanziarie

Il saldo al 30 settembre 2021 è pari a 4.448 migliaia di euro (5.972 migliaia di euro nell'esercizio precedente) ed è rappresentato da crediti verso terzi a medio/lungo termine.

5.3 Passività correnti

5.3.1 Passività finanziarie a breve termine

Le passività finanziarie a breve sono così costituite:

Passività finanziarie a breve termine	30/09/2021	31/12/2020	Variazione
Finanziamenti bancari correnti	138.025	19.059	118.966
Banche c/c	542.608	456.144	86.464
Strumenti finanziari derivati	155.547	97.327	58.220
Altre passività finanziarie a breve	20.127	38.911	(18.784)
Totale	856.307	611.441	244.866

La voce "Finanziamenti bancari correnti" accoglie le quote a breve dei finanziamenti bancari accessi dal Gruppo, che sono valutati col criterio del costo ammortizzato. Il dettaglio e le condizioni dei finanziamenti e dei prestiti obbligazionari sono riportati nella successiva nota alla voce "5.5.1 - Passività finanziarie a lungo termine".

La voce "Banche c/c" accoglie il saldo delle linee di credito oltre che alle operazioni di "denaro caldo" cui il Gruppo fa ricorso nel normale svolgimento delle attività. La Capogruppo Saras ha inoltre in essere una linea di credito "Revolving Credit Facility" per un importo massimo di 305 milioni di Euro, il cui importo utilizzato al 30 settembre 2021 era pari 150 milioni di euro.

La voce "Strumenti finanziari derivati" accoglie il fair value negativo degli strumenti finanziari derivati in essere al 30 settembre 2021: l'incremento rispetto al 31 dicembre 2020 è sostanzialmente dovuto all'andamento dei prezzi dei grezzi e dei prodotti petroliferi.

La seguente tabella presenta le attività e le passività misurate al fair value al 30 settembre 2021, suddivise per tipologia di sottostante:

Strumenti finanziari derivati	30/09/2021 Attività	30/09/2021 Passività	31/12/2020 Attività	31/12/2020 Passività	Variazione
Interest rate sw aps	10.447	1.668	0	586	1.082
Fair value strumenti derivati su commodities	126.118	153.879	91.110	95.104	58.775
Fair value acquisti e vendite a termine su cambi	0	0	0	1.637	(1.637)
Fair value passivo, strumenti derivati	0	0	0	0	0
Totale	136.565	155.547	91.110	97.327	58.220

La voce “Altre passività finanziarie a breve” accoglie essenzialmente incassi relativi a crediti ceduti con operazioni di factoring pro-soluto senza notifica, ricevuti dai clienti e non ancora retrocessi ai factors.

Per ulteriori dettagli si rimanda al prospetto di rendiconto finanziario.

5.3.2 Debiti commerciali e altri debiti

I debiti commerciali ammontano a 1.291.475 migliaia di euro, in incremento di 374.881 migliaia di euro rispetto all'ammontare degli stessi al 31 dicembre 2020. L'aumento è dovuto principalmente all'incremento dei prezzi registrato nel periodo.

5.3.3 Passività per imposte correnti

La composizione della voce è la seguente:

Passività per imposte correnti	30/09/2021	31/12/2020	Variazione
Debiti per IVA	44.278	15.739	28.539
Debiti IRES (e imposte su reddito imprese estere)	139	365	(226)
Debiti IRAP	2.366	0	2.366
Altri debiti tributari	138.309	64.395	73.914
Totale	185.092	80.499	104.593

La voce “Altri debiti tributari” comprende principalmente debiti per accise su prodotti immessi al consumo dalla controllante Saras SpA (127.759 migliaia di euro) e dalla controllata Saras Energia S.A.U. (4.102 migliaia di euro). L'incremento deriva sostanzialmente dall'effetto degli acconti di accisa versati solamente nel mese di dicembre, come previsto dalla normativa italiana.

5.3.4 Altre passività

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

Altre passività correnti	30/09/2021	31/12/2020	Variazione
Debiti istituti previdenziali e sicurezza sociale	8.609	10.395	(1.786)
Debiti verso il personale	28.167	26.928	1.239
Debiti verso altri	15.302	21.162	(5.860)
Ratei passivi	3.032	1.135	1.897
Risconti passivi	7.083	8.272	(1.189)
Totale	62.193	67.892	(5.699)

Le altre passività correnti diminuiscono di 5.699 migliaia di euro rispetto a quelle di fine esercizio 2020; in particolare, la voce “Debiti verso il personale” comprende le retribuzioni del mese di settembre non ancora liquidate e la quota maturata delle mensilità aggiuntive nonché degli eventuali premi legati al raggiungimento degli obiettivi aziendali.

5.4 Passività non correnti

5.4.1 Passività finanziarie a lungo termine

La voce è così composta:

Passività finanziarie a lungo termine	30/09/2021	31/12/2020	Variazione
Prestito obbligazionario non correnti	202.135	199.344	2.791
Finanziamenti bancari non correnti	289.749	399.236	(109.487)
Altre passività finanziarie a lungo termine	56.113	53.484	2.629
Totale	547.997	652.064	(104.067)

La voce accoglie le quote a medio/lungo termine dei finanziamenti bancari accesi dalla Capogruppo, di seguito ricapitolati (valori espressi in milioni di euro):

Valori espressi in milioni di Euro	Accensione / rinegoziazione del debito	Importo Originario	Tasso base	Scadenza contrattuale	Residuo al 31/12/2020	Residuo al 30/06/2021	Scadenze	
							1 anno	oltre a 1 fino a 5 anni
Saras SpA								
Bond	Dicembre 2017	200	1,7%	dic-22	199,3	202,1		202,1
Unicredit	Febbraio 2020	50	Euribor 6 mesi	ago-23	49,2	49,5		50,1
Finanziamento Sace	Dicembre 2020	350	0,95%	set-24	350,0	350,0	116,6	233,4
Energia Alternativa Srl								
	Gennaio 2017	16	2,5% + Euribor 6 mesi	giu-26		6,2		6,2
Totale debiti verso banche per finanziamenti					598,5	607,8	116,6	491,8

La voce “Passività finanziarie a lungo termine” accoglie principalmente un prestito obbligazionario per un valore nominale complessivo di 200 milioni di Euro, con scadenza in data 28 dicembre 2022 e cedola fissa dell’ 1,70% su base annua rappresentato da un “private placement” di titoli obbligazionari presso il sistema multilaterale di negoziazione austriaco, Third Market, del Wiener Börse AG.

Nel corso del mese di dicembre 2020 - SARAS ha firmato un contratto di finanziamento di Euro 350 milioni, assistito per il 70% dell’ importo dalle garanzie rilasciate da SACE nell’ ambito del programma Garanzia Italia e destinato a rafforzare la struttura patrimoniale della Società.

Il finanziamento è stato organizzato e sottoscritto da un pool di primari istituti finanziari italiani, tra i quali Intesa SanPaolo ricopre il ruolo di Banca Depositaria, Banca Agente e SACE Agent.

L’ operazione si inserisce nel quadro di un piano di consolidamento finanziario messo in atto da Saras per fronteggiare l’ impatto dell’ emergenza Covid-19 e, in linea con quanto previsto dal “Decreto Liquidità” del 9 aprile 2020 e dalla normativa SACE, è principalmente finalizzato a sostenere il capitale circolante della Società.

Il finanziamento è stato erogato in un’ unica soluzione e ha scadenza 30 settembre 2024, preammortamento di 9 mesi e prevede un rimborso in rate trimestrali costanti a partire da fine dicembre 2021, ad un tasso, inclusivo del costo della garanzia SACE, in linea con il costo medio del debito del Gruppo.

5.4.2 Fondi per rischi e oneri

Il dettaglio dei fondi per rischi ed oneri è il seguente:

Fondi per rischi e oneri	31/12/2020	Accantonamento	Utilizzo	Altri movimenti	30/09/2021	Variazione
F.do smantellamento impianti	19.038	0	0	0	19.038	0
F.do oneri per quote CO2	179.038	152.827	(179.038)	0	152.827	(26.211)
Altri fondi rischi e oneri	46.089	915	(608)	(3.836)	42.560	(3.529)
Totale	244.165	153.742	(179.646)	(3.836)	214.425	(29.740)

Il fondo smantellamento impianti è iscritto a fronte dei costi futuri di smantellamento degli impianti e macchinari, considerati laddove sussista un’obbligazione legale ed implicita in tal senso.

Il Fondo oneri per quote di CO₂, iscritto per 152.827 migliaia di euro, origina dall’esistenza di limiti quantitativi alle emissioni di CO₂ degli impianti definiti dal Decreto Legislativo n° 216 del 4 aprile 2006; il superamento di tali limiti comporta l’obbligo di acquistare, nell’apposito mercato, quote che rappresentano i quantitativi di CO₂ eccedenti. L’utilizzo verificatosi nel periodo è dovuto all’ acquisto di quote per l’assolvimento dell’obbligo 2020 pari a 179.038 migliaia di euro. L’accantonamento si riferisce alle quote, necessarie all’assolvimento dell’obbligo per l’esercizio in corso, non ancora acquistate.

La voce “Altri fondi rischi” si riferisce principalmente a fondi iscritti a fronte di passività probabili di natura legale e fiscale principalmente per un contenzioso con il GSE per il riconoscimento dei certificati bianchi (TEE).

5.4.3 Fondi per benefici ai dipendenti

La movimentazione del fondo "Trattamento di fine rapporto" è la seguente:

Fondi per benefici ai dipendenti	30/09/2021	31/12/2020	Variazione
Trattamento di fine rapporto	9.242	8.901	341
Totale	9.242	8.901	341

Il trattamento di fine rapporto è disciplinato dall'art. 2120 del codice civile e rappresenta la stima dell'obbligazione relativa all'ammontare da corrispondere ai dipendenti all'atto della cessazione del rapporto di lavoro. Il debito maturato sino al 31 dicembre 2006 è stato determinato sulla base di tecniche attuariali.

5.4.4 Passività per imposte differite

Le passività per imposte differite ammontano a 3.730 migliaia di Euro e sono relative alle controllate estere.

5.4.5 Altre passività non correnti

Le altre passività non correnti ammontano a 389 migliaia di Euro e si incrementano di 9 migliaia di Euro rispetto all'esercizio precedente.

5.5 Patrimonio netto

La composizione del patrimonio netto è così rappresentabile:

Patrimonio netto totale	30/09/2021	31/12/2020	Variazione
Capitale sociale	54.630	54.630	0
Riserva legale	10.926	10.926	0
Altre riserve	721.183	994.482	(273.299)
Utili (perdite) netto esercizio	(34.834)	(275.516)	240.682
Totale	751.905	784.522	(32.617)

Capitale sociale

Al 30 settembre 2021 il capitale sociale di 54.630 migliaia di euro, interamente sottoscritto e versato, era rappresentato da n. 951.000.000 azioni ordinarie senza valore nominale.

Riserva legale

La riserva legale, invariata rispetto all'esercizio precedente, è pari ad un quinto del capitale sociale.

Altre riserve

La voce ammonta complessivamente a 721.183 migliaia di euro, con un decremento netto di 273.299 migliaia di euro rispetto all'esercizio precedente. Detto decremento netto origina da:

- destinazione del risultato dell'esercizio precedente (perdita di 275.516 migliaia di euro);
- incremento pari a 3.314 migliaia di euro, relativo alla movimentazione delle azioni proprie conseguente a quanto deliberato dall'Assemblea dei Soci di Saras SpA in data 12 maggio 2021; ;
- effetto negativo per la traduzione dei bilanci in valuta delle controllate estere per 1.097 migliaia di euro;

Ai sensi dello IAS 1, par. 1 e 97, si precisa che non sono state effettuate movimentazioni di patrimonio netto con possessori di capitale proprio.

Risultato netto

La perdita del periodo ammonta a 34.834 migliaia di euro.

6. Note al conto economico

6.1 Ricavi

6.1.1 Ricavi della gestione caratteristica

I "Ricavi della gestione caratteristica" si analizzano come segue:

Ricavi della gestione caratteristica	30/09/2021	30/09/2020	Variazione
Ricavi delle vendite e delle prestazioni	5.386.443	3.562.811	1.823.632
Cessione energia elettrica	388.843	267.719	121.124
Altri compensi	5.328	6.787	(1.459)
Variazioni lavori in corso su ordinazione	(405)	730	(1.135)
Totale	5.780.209	3.838.047	1.942.162

I ricavi delle vendite e delle prestazioni si incrementano per 1.823.632 migliaia di euro a causa dell'incremento dei prezzi medi di vendita, supportato anche da un leggero incremento dei volumi delle vendite. Per maggiori dettagli, si rimanda a quanto esposto in Relazione sulla Gestione.

I ricavi per cessione di energia elettrica comprendono principalmente quelli relativi all'impianto di gassificazione (346.209 migliaia di euro) e quelli relativi alle cessioni RIU (30.546 migliaia di euro) della controllata Sarlux Srl, oltre a quelli relativi all'impianto eolico della controllata Sardeolica (12.088 migliaia di euro che comprende anche le vendite effettuate dai nuovi parchi acquisiti).

Si ricorda che in data 13 aprile 2021 ARERA (Autorità di Regolazione per Energia Reti e Ambiente), in seguito della Deliberazione n.152/2021/R/EEL, nell'ambito della disciplina dell'Essenzialità, ha accolto l'istanza di ammissione alla reintegrazione dei costi avanzata da SARLUX S.r.l., per il periodo dal 21 aprile al 31 dicembre 2021, per la propria centrale elettrica a ciclo combinato IGCC (Integrated Gasification Combined Cycle). Le condizioni economiche a cui sarà quindi assoggettata la centrale IGCC, per il periodo in questione, consistono di due termini principali. Il primo termine comprende la componente di reintegrazione dei costi fissi strettamente necessari alla produzione elettrica (escludendo quindi le produzioni di idrogeno e vapore); tali costi sono allineati ai piani di razionalizzazione e ottimizzazione previsti da SARLUX, fornendo un contributo positivo a ridurre i costi del sistema elettrico nazionale. Viene inoltre reintegrata la componente QAR (quote di ammortamento e di remunerazione del capitale investito, così come previsto dalla Deliberazione 111/06). Il secondo termine prevede, per la produzione elettrica essenziale, l'integrazione dei costi variabili rispetto a quanto incassato dalla vendita sul mercato al prezzo zonale di riferimento. Le voci principali dei costi variabili includono il combustibile dell'impianto IGCC, il costo dell'ossigeno necessario per la trasformazione del suddetto combustibile in gas di sintesi completamente pulito di ogni traccia di zolfo o altri inquinanti, e gli oneri associati alle quote di emissione CO2 secondo l'Emissions Trading System.

Si ricorda che tra i ricavi di cessione energia elettrica sono compresi i ricavi realizzati fino al 20 aprile 2021 in regime CIP6/92, i quali tra l'altro erano soggetti fino al 2020 a linearizzazione, come descritto diffusamente nel bilancio al 31 dicembre 2020.

Gli altri compensi comprendono essenzialmente i ricavi conseguiti dalle controllate Sartec Srl e Reasar SA nei rispettivi settori di attività.

6.1.2 Altri proventi

Il dettaglio della voce "Altri proventi" è di seguito esposto:

Altri ricavi operativi	30/09/2021	30/09/2020	Variazione
Compensi per stoccaggio scorte d'obbligo	1.935	7.712	(5.777)
Cessione materiali diversi	161	312	(151)
Contributi	1.322	1.325	(3)
Noleggio navi cisterne	1.680	2.051	(371)
Recupero per sinistri e risarcimenti	391	473	(82)
Rimborso Oneri CO2	24.061	53.028	(28.967)
Altri ricavi	28.843	56.980	(28.137)
Totale	58.393	121.881	(63.488)

La voce "Rimborso Oneri CO2" è costituita dai ricavi iscritti dalla controllata Sarlux S.r.l. derivanti dal riconoscimento, ai sensi del Titolo II, punto 7-bis del Provvedimento Cip n°6/92 del rimborso degli oneri relativi all'applicazione della Direttiva 2003/87/CE

(Emission Trading) come da Delibera n°77/08 dell'AEEG. Il decremento, rispetto all'esercizio precedente, è principalmente dovuto alla diminuzione del numero delle quote oggetto di rimborso, in considerazione del fatto che come già ricordato, l'impianto IGCC ha terminato il periodo CIP6/92 in data 20 aprile 2021.

La diminuzione della voce "Altri ricavi" è principalmente riconducibile al rilascio, avvenuto nel corso del periodo precedente, del fondo iscritto in esercizi precedenti per le quote CO₂ relativi all'acquisizione del ramo d'azienda (Impianti nord) da Versalis Spa a seguito dell'assegnazione definitiva delle stesse per il periodo 2015-2020, pari a 35,9 milioni di euro.

6.2 Costi

Di seguito si analizzano i principali costi

6.2.1 Acquisti per materie prime, sussidiarie e di consumo

Acquisti per materie prime, sussid. e di consumo	30/09/2021	30/09/2020	Variazione
Acquisto di materie prime	2.560.568	870.861	1.689.707
Acquisto semilavorati	134.014	106.737	27.277
Acquisto materie sussidiarie e di consumo	41.852	63.301	(21.449)
Incrementi imm.ni materiali	(7.787)	(13.774)	5.987
Acquisto prodotti finiti	2.540.460	2.269.449	271.011
Variazione rimanenze	(334.110)	307.975	(642.085)
Totale	4.934.997	3.604.549	1.330.448

I costi per acquisto di materie prime si incrementano per 1.689.707 migliaia di euro rispetto allo stesso periodo dell'esercizio precedente, a causa dell'incremento dei prezzi; i costi per acquisto di prodotti finiti si sono incrementati di 271.011 migliaia di euro principalmente a causa dell'aumento dei prezzi compensato delle minori quantità acquistate. Per maggiori dettagli si rimanda a quanto esposto nella Relazione alla Gestione.

In ossequio a quanto previsto dai principi contabili, il Gruppo ha valutato le rimanenze al minore tra costo di acquisto o di produzione e valore recuperabile di mercato: da tale confronto è emersa la necessità di iscrivere le rimanenze ad un minor valore per 8 milioni di euro.

6.2.2 Prestazioni di servizi e costi diversi

Prestazione di servizi e costi diversi	30/09/2021	30/09/2020	Variazione
Costi per servizi	434.072	462.400	(28.328)
Capitalizzazioni	(12.118)	(79.040)	66.922
Derivati su grezzi e prodotti petroliferi e Co2	91.560	(153.050)	244.610
Costi per godimento beni terzi	2.932	1.718	1.214
Accantonamenti per rischi	152.827	72.410	80.417
Oneri diversi di gestione	14.250	14.946	(696)
Totale	683.523	319.384	364.139

I costi per servizi comprendono principalmente manutenzione, noli, trasporti, energia elettrica ed altre utenze, nonché costi per commissioni bancarie. La diminuzione della voce, nonostante il forte incremento dei prezzi delle utilities, è legata al piano di contenimento costi e riduzione investimenti avviato nel secondo semestre dell'esercizio precedente: per maggiori dettagli si rimanda alla Relazione sulla Gestione.

La voce "Capitalizzazioni" si riferisce principalmente ai costi di manutenzione di turn-around capitalizzati nel periodo; il decremento rispetto allo stesso periodo dell'esercizio precedente è dovuto all'importante ciclo manutentivo delle fermate svolto nel corso del primo semestre 2020.

La voce "Accantonamenti per rischi e oneri" include principalmente l'accantonamento per gli oneri relativi all'applicazione della Direttiva 2003/87/CE (Emission Trading). L'incremento rispetto al 30 settembre 2020 è principalmente dovuto all'incremento del valore delle quote di Co2 per effetto dei relativi prezzi.

La voce “Oneri diversi di gestione” è composta principalmente da imposte indirette (Imposta Municipale sugli Immobili, tassa emissioni atmosferiche) e da contributi associativi.

6.2.3 Costo del lavoro

Il “Costo del lavoro” si analizza come segue:

Costo del lavoro	30/09/2021	30/09/2020	Variazione
Salari e stipendi	74.730	88.499	(13.769)
Incrementi di immobilizzazioni per lavori interni	(4.056)	(9.535)	5.479
Oneri sociali	20.871	24.418	(3.547)
Trattamento di fine rapporto	4.851	5.064	(213)
Altri costi e incentivi di lungo termine	9.702	4.082	5.620
Emolumenti al Consiglio d'Amministrazione	408	1.489	(1.081)
Totale	106.506	114.017	(7.511)

Il costo del lavoro, in considerazione della diminuzione del personale medio in forza al Gruppo e del ricorso alla Cassa Integrazione Guadagni iniziata nell'ultima parte del 2020 e proseguita nel corso dell'esercizio corrente, si è decrementato rispetto allo stesso periodo dell'esercizio precedente.

6.2.4 Ammortamenti e svalutazioni

Gli “Ammortamenti” si analizzano come segue:

Ammortamenti e svalutazioni	30/09/2021	30/09/2020	Variazione
Ammortamento Immobilizzazioni immateriali	4.077	27.635	(23.558)
Svalutazione e ripristino valore imm. immateriali	1.715	0	1.715
Ammortamento immobilizzazioni materiali	133.835	122.251	11.584
Totale	139.627	149.886	(10.259)

Ammortamenti in locazione	30/09/2021	30/09/2020	Variazione
Ammortamento immobilizzazioni materiali in locazione	7.009	6.926	83
Totale	7.009	6.926	83

La voce “Ammortamento immobilizzazioni immateriali” si decrementa di 23.559 migliaia di euro rispetto allo stesso periodo dell'esercizio precedente principalmente per il termine dell'ammortamento del contratto di cessione dell'energia elettrica in regime CIP6/92 della controllata Sarlux.

La voce “Ammortamento immobilizzazioni materiali” si incrementa per effetto dell'entrata in esercizio e dunque in ammortamento degli investimenti attuati dal gruppo nell'esercizio precedente.

La voce “Ammortamento dei beni in locazione” accoglie l'ammortamento del periodo calcolato secondo quanto previsto dall'IFRS 16.

6.3 Proventi e oneri finanziari

Il risultato della gestione finanziaria è così dettagliato:

Proventi finanziari	30/09/2021	30/09/2020	Variazione
Interessi attivi bancari	110	1.252	(1.142)
Differenziali non realizzati su strumenti derivati	429	397	32
Differenziali realizzati su strumenti derivati	1.819	8.693	(6.874)
Utili su cambi	62.678	47.251	15.427
Totale	65.036	57.593	7.443

Oneri finanziari	30/09/2021	30/09/2020	Variazione
Differenziali non realizzati su strumenti derivati	555	(439)	994
Differenziali realizzati su strumenti derivati	(1.305)	1.228	(2.533)
Interessi passivi su finanziamenti e altri oneri finanziari	(14.764)	(12.307)	(2.457)
Interessi su diritti uso in locazione	(504)	(525)	21
Perdite su cambi	(70.501)	(56.971)	(13.530)
Totale	(86.519)	(69.014)	(19.606)

La seguente tabella riporta l'analisi per tipologia aggregata di proventi/oneri netti:

Proventi finanziari e Oneri finanziari	30/09/2021	30/09/2020	Variazione
Interessi netti	(15.158)	(11.580)	(3.578)
Risultato degli strumenti finanziari derivati, di cui:	1.498	9.879	(8.381)
<i>Realizzati</i>	514	9.921	(9.407)
<i>Fair Value della posizioni aperte</i>	984	(42)	1.026
Differenze cambio nette	(7.823)	(9.720)	1.897
Totale	(21.483)	(11.421)	(18.443)

Il fair value degli strumenti derivati in essere al 30 settembre 2021 è interamente riferito alle operazioni di copertura sui cambi e sui tassi oltre che alle operazioni di tipo speculativo.

Come evidenziato, le variazioni si riferiscono principalmente alle differenze cambi nette, oltre che ai risultati netti degli strumenti finanziari derivati. A tal proposito, si precisa che gli strumenti finanziari derivati in questione si sostanziano in operazioni di copertura a fronte delle quali non è stato adottato l' "hedge accounting".

6.4 Imposte sul reddito

Le imposte sul reddito possono così essere riepilogate:

Imposte sul reddito	30/09/2021	30/09/2020	Variazione
Imposte correnti	142	2.005	(1.863)
Imposte differite (anticipate) nette	(19.851)	(74.192)	54.341
Totale	(19.709)	(72.187)	52.478

Le imposte anticipate si riferiscono alla perdita fiscale del periodo.

7. Altre informazioni

Per le informazioni relative agli eventi successivi intervenuti dopo la data di chiusura dell'esercizio si rimanda all'apposita sezione della Relazione sulla gestione.

7.1 Analisi dei principali contenziosi in essere

La Capogruppo Saras SpA e alcune società del Gruppo sono state oggetto di verifiche fiscali ed accertamenti da parte dell'Amministrazione finanziaria che si sono tradotti, per alcuni di essi, in contenzioso pendente innanzi ai giudici tributari. Rispetto al 31 dicembre 2020 non vi sono stati aggiornamenti significativi nei contenziosi in essere, né sono sopraggiunti nuovi contenziosi.

Le società del Gruppo sono coinvolte in contenziosi legali instaurati a vario titolo da differenti attori, alcune dei quali presentano difficoltà nella previsione dei relativi esiti. Pur in presenza di decisioni non univoche da parte della giustizia ordinaria e amministrativa in relazione alle violazioni asserite, si è ritenuto che le eventuali passività si possano configurare generalmente come remote; laddove invece la passività è stata ritenuta probabile, si è proceduto ad effettuare apposito accantonamento a fondo rischi. Anche in questo ambito, rispetto al 31 dicembre 2020 non vi sono stati aggiornamenti significativi nei contenziosi in essere, né sono sopraggiunti nuovi contenziosi.

Per quanto riguarda la controllata Sarlux Srl, si segnala che sussistono contenziosi in essere in materia energetica circa:

- Il non riconoscimento dell'impianto IGCC come cogenerativo e il conseguente asserito obbligo di acquisto di certificati verdi;
- Il riconoscimento di crediti per certificati bianchi (TEE) relativi a risparmi energetici realizzati;

per i cui dettagli si rimanda al bilancio consolidato 2020.

Anche in questo ambito, rispetto al 31 dicembre 2020 non vi sono stati aggiornamenti significativi nei contenziosi in essere, né sono sopraggiunti nuovi contenziosi.

7.2 Impegni

Al 30 settembre 2021 non risultano in essere impegni irrevocabili di acquisto di materiali o prestazione di servizi a carattere pluriennale.

Nel corso del normale svolgimento della propria attività, la capogruppo Saras ha rilasciato fidejussioni il cui valore al 30 settembre 2021 ammonta ad un totale di 257.117 migliaia di euro, principalmente a favore di società controllate e di enti quali Agenzie delle Dogane e Ministero della Difesa.

7.3 Rapporti con parti correlate

Le operazioni compiute dal Gruppo Saras con le parti correlate riguardano essenzialmente lo scambio di beni, le prestazioni di servizi ed i rapporti di carattere finanziario. Nel corso del periodo non sono intervenute nuove tipologie di transazioni con parti correlate. L'incidenza di tali operazioni o posizioni sulle voci di stato patrimoniale, conto economico e rendiconto finanziario non è significativa ed è sostanzialmente in linea con i periodi precedenti.