



Il Consiglio di Amministrazione di Saras S.p.A. approva la Relazione Finanziaria Semestrale al 30 giugno 2023¹

- **EBITDA reported di Gruppo pari a 282,0 milioni di Euro nel primo semestre 2023 (688,5 milioni di Euro nel primo semestre 2022)**, alla luce di uno scenario positivo e *crack margins* superiori ai livelli storici. **EBITDA reported di Gruppo pari a 35,6 milioni di Euro in Q2'23 (532,2 milioni di Euro in Q2'22)** per effetto dell'impatto della manutenzione programmata (inclusa la fermata pluriennale di TurnAround dell'impianto IGCC)
- **RISULTATO Netto reported di Gruppo pari a 122,3 milioni di Euro in H1'23 (292,5 milioni di Euro in H2'22) e pari a -16,8 milioni di euro in Q2'23 (215,9 milioni di euro in Q2'22).**
- **EBITDA comparable di Gruppo pari a 312,4 milioni di Euro in H1'23 (520,6 milioni di Euro nel primo semestre 2022) e pari a 27,1 milioni di Euro in Q2'23 (458,6 milioni di Euro in Q2'22)** per gli effetti descritti a livello di risultati *reported*, escluso l'effetto negativo dello scenario sulle valutazioni degli inventari
- **RISULTATO Netto comparable di Gruppo pari a 139,7 milioni di Euro in H1'23 (300,5 milioni di Euro nel primo semestre del 2022), e pari a -22,3 milioni di euro in Q2'23 (287,1 milioni di Euro in Q2'22)**
- **Posizione Finanziaria Netta ante IFRS16 positiva per 73,5 milioni di Euro (positiva per 268,6 milioni di Euro al 31 dicembre 2022)**
- **Guidance per il FY23 confermata con un premio medio annuo atteso sull'EMC Reference margin tra 5 e 6 \$/bbl.**

A margine del Consiglio il **Presidente, Dott. Massimo Moratti**, ha commentato: *"I soddisfacenti risultati conseguiti dal Gruppo nella prima metà dell'anno riflettono uno scenario petrolifero positivo, con margini di raffinazione di diesel e benzina al di sopra dei livelli storici - se pur parzialmente ribilanciati rispetto ai livelli record toccati nel 2022 - e un secondo trimestre che ha visto la conclusione del turnaround decennale dell'impianto di generazione elettrica IGCC, che ci consentirà di garantire in maniera continuativa la fornitura di energia e contribuire in maniera sostanziale alla stabilità della rete elettrica in Sardegna. Avendo concluso le principali manutenzioni programmate nel primo semestre, potremo cogliere nella seconda metà dell'anno le opportunità di un mercato che si prospetta positivo. Evidenziamo inoltre come, nonostante gli importanti esborsi nel secondo trimestre, anche a fronte del pagamento delle tasse sugli extraprofiti e dei dividendi, la prima metà dell'anno si è conclusa con una posizione finanziaria netta positiva"*.

Milano, 31 luglio 2023: Il Consiglio di Amministrazione di Saras SpA si è riunito oggi sotto la presidenza del Dott. Massimo Moratti e ha approvato la Relazione Finanziaria Semestrale Consolidata al 30 giugno 2023. I dati del secondo trimestre, non sottoposti a revisione contabile, sono riportati per completezza e continuità di informazione.

Principali risultati finanziari ed operativi di Gruppo

Milioni di Euro	H1 2023	H1 2022	Var %	Q2/23	Q2/22	Var %
RICAVI	5.417	7.699	-30%	1.951	4.749	-59%
EBITDA reported	282,0	688,5	-59%	35,6	532,2	-93%
EBITDA comparable	312,4	520,6	-40%	27,1	458,6	-94%
EBIT reported	187,6	595,7	-69%	(12,4)	485,0	n.s.
EBIT comparable	218,0	427,8	-49%	(20,9)	411,4	n.s.
RISULTATO NETTO reported	122,3	292,5	-58%	(16,8)	215,9	n.s.
RISULTATO NETTO comparable	139,7	300,5	-54%	(22,3)	287,1	n.s.

Milioni di Euro	H1 2023	H1 2022	FY 2022
POSIZIONE FINANZIARIA NETTA ANTE IFRS 16	73,5	64,9	268,6
POSIZIONE FINANZIARIA NETTA POST IFRS 16	36,1	23,1	227,5
INVESTIMENTI IN IMMOBILIZZAZIONI	143,2	50,9	105,7

¹ Il dirigente preposto alla redazione dei documenti contabili societari, Ing. Fabio Peretti, dichiara ai sensi del comma 2 articolo 154 bis del Testo Unico della Finanza che l'informativa contabile contenuta nel presente comunicato corrisponde alle risultanze documentali, ai libri ed alle scritture contabili della Società.

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 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 escludendo però gli utili e le perdite su inventari non realizzate derivanti dalle variazioni di scenario. Queste sono calcolate attraverso la valutazione delle rimanenze iniziali (comprehensive 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).

Impatti del conflitto russo-ucraino

I risultati del primo semestre 2023 si inseriscono in un contesto di mercato petrolifero ancora influenzato - se pur in misura inferiore rispetto al 2022 - dalle conseguenze del conflitto russo ucraino. I margini dei principali prodotti distillati si sono infatti mantenuti in media superiori ai valori storici, evidenziando la permanente pressione sui prezzi causata dall’assenza di importazioni dalla Russia, principale fornitore di distillati medi all’Europa sino allo scoppio del conflitto, in un contesto caratterizzato da scarsa capacità di raffinazione inutilizzata, sia in Europa sia in USA.

Il pool dei distillati medi, tuttavia, pur essendo stato il più colpito dalla riduzione delle importazioni dalla Russia, con un effetto su prezzi e margini che nel 2022 hanno registrato livelli senza precedenti, ha mostrato a partire dalla fine del 2022 e nella prima metà del 2023 una parziale normalizzazione, determinata in primo luogo da un progressivo aumento dell’offerta dai paesi asiatici, e in particolare Cina, India e Turchia, che non hanno aderito alle sanzioni, e secondariamente, da un rallentamento della domanda del settore industriale nei principali paesi dell’area OECD. In particolare, il crack spread del diesel, che nel primo trimestre, pur in discesa rispetto al 2022, aveva mantenuto in media livelli ancora estremamente elevati (+30,6 USD/bbl), ha registrato una flessione significativa tra fine aprile e inizio maggio, quando ha toccato valori in linea con quelli pre-covid (circa +10 USD/bbl). Tale andamento è da ricondursi principalmente al non materializzarsi del “corto” di prodotto in Europa dopo l’entrata in vigore dell’embargo di inizio febbraio sui prodotti russi: gli elevati stoccaggi accumulati dai paesi europei prima di tale data, anche favoriti dai crescenti volumi di importazione dai paesi non aderenti all’embargo, hanno mantenuto l’offerta più che adeguata. Contestualmente, anche la domanda del settore industriale ha mostrato un rallentamento, indotto dalle politiche monetarie restrittive delle banche centrali.

A partire dal mese di maggio però, un calo delle esportazioni asiatiche verso l’Europa ha contribuito a ridurre i livelli di scorte di distillati medi, e quindi il crack del diesel si è riportato a circa 20 USD/bbl – livello superiore alle medie storiche.

Per un maggiore dettaglio sugli impatti del conflitto russo-ucraino si rimanda ai capitoli relativi al Mercato di riferimento e all’Analisi dei Rischi, paragrafo “Rischio di variazioni dei prezzi”.

Commenti ai risultati di Gruppo del primo semestre 2023

Nel primo semestre dell'esercizio 2023 i ricavi del Gruppo sono stati pari a 5.417 milioni di Euro rispetto ai 7.699 milioni di Euro realizzati nei primi sei mesi dello scorso esercizio. La variazione è da ricondursi prevalentemente al significativo deprezzamento dei principali prodotti petroliferi e alla riduzione del prezzo di vendita dell'energia elettrica (regolato all'interno del Regime di Essenzialità) rispetto al medesimo periodo dello scorso anno. Nello specifico il prezzo medio del diesel nel primo semestre del 2023 è stato pari a 772 \$/ton (vs 1.045 \$/ton nel 2022), mentre quello della benzina è stato di 832 \$/ton (vs 1.076 \$/ton nel 2022), il prezzo unico nazionale per la vendita dell'energia elettrica (PUN) è stato 136 €/MWh (vs un prezzo medio di vendita di 249 €/MWh nel primo semestre del 2022). In aggiunta all'andamento delle quotazioni dei principali prodotti venduti, nel primo semestre 2023 hanno avuto un effetto negativo anche le minori lavorazioni di raffineria e la minor produzione di energia elettrica, imputabili a maggiori interventi manutentivi e minori prestazioni industriali, dovute anche a fenomeni esterni. Più di preciso, per quanto concerne gli interventi manutentivi, nel primo semestre 2023 sono state realizzate manutenzioni sul reforming catalitico, su entrambi gli impianti di MildHydroCracking, su alcune unità di distillazione, e soprattutto il *turnaround* pluriennale dell'impianto di gassificazione a ciclo combinato IGCC.

L'EBITDA reported di Gruppo dei primi sei mesi del 2023 è stato pari a 282,0 milioni di Euro, in riduzione rispetto ai 688,5 milioni di Euro dei primi sei mesi dell'esercizio 2022. La variazione negativa è da ricondursi in primo luogo al peggioramento della gestione caratteristica tra i due periodi dovuto prevalentemente al decremento dei crack dei principali prodotti, che è stato in parte compensato dai minori costi di approvvigionamento dei grezzi e dalla riduzione del costo dell'energia elettrica necessaria per il funzionamento degli impianti industriali al netto della quota rimborsata all'interno del Regime dell'Essenzialità. Le performance complessive sono risultate sostanzialmente in linea rispetto al medesimo periodo dell'anno precedente, nonostante gli impatti negativi di un piano manutentivo più oneroso e le minori ottimizzazioni disponibili sul fronte dell'approvvigionamento dei grezzi. Inoltre, per quanto concerne le dinamiche di prezzo delle commodities sulle rimanenze inventariali oil (al netto dei relativi derivati di copertura), nel primo semestre del 2023 queste hanno subito una riduzione di 24,0 milioni di Euro rispetto ad un apprezzamento di 123,4 milioni di Euro realizzato nel medesimo periodo del 2022. In ultimo, non si segnalano poste non ricorrenti di pertinenza del periodo rispetto ad una posta negativa di 3,8 milioni di Euro nel 2022. Si segnala infine che l'EBITDA reported del primo semestre 2023 riflette gli effetti del Decreto Sostegni Ter rispettivamente a riduzione dei costi energetici per 31,7 milioni di Euro (vs 39,9 milioni di Euro nel 2022) e a riduzione dei ricavi di vendita dell'energia elettrica prodotta da fonti rinnovabili (eolico) per 4,9 milioni di Euro (vs 12,4 milioni di Euro nel 2022) dovuta alla limitazione delle tariffe di vendita.

Il Risultato Netto reported di Gruppo dei primi sei mesi del 2023 è stato pari a 122,3 milioni di Euro, rispetto ad un valore di 292,5 milioni di Euro conseguito nei primi sei mesi dell'esercizio 2022. In aggiunta a quanto evidenziato a livello di EBITDA tale scostamento è da ricondursi prevalentemente ai minori oneri finanziari ed alle minori imposte relative al primo semestre 2023 rispetto al 2022, che era stato impattato dall'effetto del D.L. n. 21 del 21 marzo 2022 e successive modifiche, la cosiddetta tassazione sugli extra-profitti.

L'EBITDA comparable di Gruppo dei primi sei mesi del 2023 si è attestato a 312,4 milioni di Euro, in riduzione rispetto ai 520,6 milioni di Euro conseguiti nei primi sei mesi del 2022. Tale risultato, rispetto all'EBITDA reported, non include il sopracitato effetto negativo 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. Il risultato, in riduzione rispetto ai primi sei mesi del 2022, si compone di uno scostamento negativo sia nel segmento "Industrial & Marketing" che nel segmento "Renewables", come verranno meglio declinati nella sezione "Analisi dei Segmenti".

Il Risultato Netto comparable di Gruppo dei primi sei mesi del 2023 è stato pari a 139,7 milioni di Euro, in riduzione rispetto ai 300,5 milioni di Euro nel medesimo periodo dell'esercizio precedente, per effetto degli stessi fenomeni descritti per il Risultato Netto reported. Si ricorda che nella riclassificazione comparable del 2022 non era incluso l'impatto della tassazione sugli extra-profitti.

Gli investimenti nei primi sei mesi del 2023 sono stati pari a 143,2 milioni di Euro superiori rispetto ai livelli del primo semestre del 2022 (pari a 50,9 milioni di Euro); tale incremento è riconducibile sia al segmento "Industrial & Marketing" che al segmento "Renewables" come verranno meglio declinati nella sezione "Analisi dei Segmenti".

Commenti ai risultati di Gruppo del secondo trimestre 2023

Nel secondo trimestre 2023 i ricavi del Gruppo sono stati pari a 1.951 milioni di Euro, in riduzione rispetto ai 4.749 milioni di Euro realizzati nel medesimo periodo dello scorso esercizio. Il significativo decremento è dovuto in primis alla riduzione delle quotazioni dei principali prodotti petroliferi e del prezzo di vendita dell'energia elettrica (regolato all'interno del Regime di Essenzialità). Nello specifico, nel secondo trimestre del 2023 il prezzo medio del diesel è stato pari a 710 \$/ton (vs 1.184 \$/ton nel secondo trimestre del 2022), il prezzo medio della benzina è stato pari a 825 \$/ton (vs 1.218 \$/ton nel secondo trimestre del

2022), il prezzo unico nazionale per la vendita dell'energia elettrica (PUN) è stato 115 €/MWh (vs 249 €/MWh nel secondo trimestre del 2022).

Oltre che dall'effetto prezzo, i ricavi del secondo trimestre 2023 sono stati influenzati dai minori volumi prodotti e venduti: nello specifico le lavorazioni di raffineria sono state pari a 19,5 milioni di barili (vs 25,9 milioni di barili nel secondo trimestre del 2022), le produzioni di energia elettrica non rinnovabile sono state pari a 519 GWh (vs 1.034 GWh nel secondo trimestre del 2022). Tali significative riduzioni sono da ricondursi al già citato piano manutentivo più oneroso (che includeva anche la fermata generale dell'impianto IGCC), ed alle minori prestazioni industriali, dovute sia alla maggior durata di alcuni interventi manutentivi rispetto alle previsioni sia a fenomeni esterni.

L'EBITDA reported di Gruppo nel secondo trimestre del 2023 è stato pari a 35,6 milioni di Euro, in forte riduzione rispetto ai 532,2 milioni di Euro del secondo trimestre del 2022. Tale variazione negativa è da ricondursi prevalentemente alle peggiori condizioni di scenario caratterizzato da un forte decremento dei crack del diesel e della benzina, compensate parzialmente da un decremento dei costi energetici per effetto della riduzione del prezzo unico nazionale. Le performance sono state complessivamente inferiori rispetto a quelle dello scorso anno, prevalentemente per gli impatti dei fenomeni produttivi precedentemente menzionati, ma anche per una normalizzazione dei margini di vendita, che seppure elevati rispetto ai valori storici, si registrano in graduale normalizzazione rispetto ai valori eccezionalmente elevati dello scorso anno. Per quanto concerne le dinamiche di prezzo delle commodities sulle rimanenze inventariali oil (al netto dei relativi derivati di copertura) queste hanno beneficiato di un apprezzamento di 7,8 milioni di Euro rispetto ad un apprezzamento di 35,7 milioni di Euro realizzato nel medesimo periodo del 2022. Nel secondo trimestre del 2023 non si segnalano poste non ricorrenti di pertinenza del periodo rispetto ad una posta negativa di 2,6 milioni di Euro nel 2022. Si segnala infine che l'EBITDA reported del 2023 riflette gli effetti del Decreto Sostegni Ter e della Legge di Bilancio 2023, rispettivamente a riduzione dei costi energetici per 6,9 milioni di Euro (vs 24,0 milioni di Euro nel 2022) e a riduzione dei ricavi di vendita dell'energia elettrica prodotta da fonti rinnovabili (eolico) per 1,6 milioni di Euro (vs 6,4 milioni di Euro nel 2022) dovuta alla limitazione delle tariffe di vendita.

Il Risultato Netto reported di Gruppo nel secondo trimestre del 2023 è stato negativo per 16,8 milioni di Euro, rispetto ad un valore positivo di 215,9 milioni di Euro conseguito nel secondo trimestre dell'esercizio 2022. In aggiunta a quanto evidenziato a livello di EBITDA tale scostamento è da ricondursi prevalentemente alle minori imposte relative al secondo trimestre 2023 rispetto al 2022, che era stato impattato dall'effetto del D.L. n. 21 del 21 marzo 2022 e successive modifiche, la cosiddetta tassazione sugli extra-profitti.

L'EBITDA comparable di Gruppo nel secondo trimestre del 2023 si è attestato a 27,1 milioni di Euro, in decremento rispetto ai 458,6 milioni di Euro conseguiti nel secondo trimestre del 2022. 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. Il risultato, in decremento rispetto al secondo trimestre del 2022, è da ricondursi ad uno scostamento negativo sia nel segmento "Industrial & Marketing" che nel segmento "Renewables", come verranno meglio declinati nella sezione "Analisi dei Segmenti".

Il Risultato Netto comparable di Gruppo è stato negativo per 22,3 milioni di Euro, in decremento rispetto al valore positivo di 287,1 milioni di Euro conseguiti nel secondo trimestre del 2022 per effetto degli stessi fenomeni descritti per il Risultato Netto Reported, al netto dell'effetto positivo dello scenario sulle differenze inventariali tra inizio e fine periodo. Come già citato nei commenti del semestre, si ricorda che nella riclassificazione comparable del 2022 non era incluso l'impatto della tassazione sugli extra profitti.

Gli investimenti nel secondo trimestre 2023 sono stati pari a 102,0 milioni di Euro superiori rispetto ai livelli del secondo trimestre del 2022 (pari a 26,8 milioni di Euro); tale incremento è riconducibile sia al segmento "Industrial & Marketing" che al segmento "Renewables", come verranno meglio declinati nella sezione "Analisi dei Segmenti".

Calcolo dell'EBITDA *comparable*

Milioni di Euro	H1 2023	H1 2022	Q2/23	Q2/22
EBITDA reported	282,0	688,5	35,6	532,2
Utili / (perdite) su inventari e su derivati di copertura degli inventari	24,0	(123,4)	(7,8)	(35,7)
Derivati su cambi	6,4	(48,2)	(0,7)	(40,5)
Poste non ricorrenti	0,0	3,8	0,0	2,6
EBITDA comparable	312,4	520,6	27,1	458,6

Calcolo del Risultato Netto *comparable*

Milioni di Euro	H1 2023	H1 2022	Q2/23	Q2/22
RISULTATO NETTO reported	122,3	292,5	(16,8)	215,9
Utili e (perdite) su inventari e su derivati di copertura degli inventari al netto delle imposte	17,4	(89,0)	(5,5)	(25,7)
Poste non ricorrenti al netto delle imposte	0,0	97,0	-	97,0
RISULTATO NETTO Comparable	139,7	300,5	(22,3)	287,1

Posizione Finanziaria Netta

La Posizione Finanziaria Netta al 30 giugno 2023, ante effetti dell'applicazione dell'IFRS 16, è risultata positiva per 73,5 milioni di Euro, rispetto alla posizione positiva per 268,6 milioni di Euro riportata al 31 dicembre 2022.

Nel primo semestre del 2023 è stato registrato un assorbimento di cassa pari a 191 milioni di Euro. Tale assorbimento è da ricondursi al pagamento di tasse per complessivi 305 milioni di Euro (inclusi 170 milioni di Euro effetto del D.L. n. 21 del 21 marzo 2022 e successive modifiche, la cosiddetta tassazione sugli extra-profitti), agli investimenti per 143 milioni di Euro, al pagamento di dividendi per 181 milioni di Euro, e al pagamento di oneri finanziari per circa 10 milioni di Euro.

Tali esborsi sono stati in parte compensati dalla generazione di cassa della gestione operativa per 277 milioni di Euro e dalla riduzione del capitale circolante che ha generato 170 milioni di Euro, per effetto della riduzione degli inventari, del decremento dei crediti commerciali, delle dinamiche di pagamento di IVA e accise, in parte compensati dalla riduzione dei debiti commerciali.

In ultimo si segnala che le disponibilità liquide ed equivalenti al 30 giugno 2023 ammontano a 497,0 milioni di Euro.

Per maggiori dettagli si rimanda alla Nota Integrativa.

Milioni di Euro	30-Jun-23	31-Dec-22
Finanziamenti bancari a medio e lungo termine	(344,4)	(401,4)
Prestiti obbligazionari a medio e lungo termine	-	-
Altre passività finanziarie a medio e lungo termine	(4,1)	(4,4)
Altre attività finanziarie a medio e lungo termine	3,8	4,1
Posizione finanziaria netta a medio e lungo termine	(344,7)	(401,7)
Finanziamenti bancari correnti	(122,2)	(118,6)
Quota a breve dei finanziamenti bancari a MLT	-	-
Debiti verso banche per c/c passivi	(13,0)	(12,1)
Altre passività finanziarie a breve termine	(19,1)	(22,3)
Fair value derivati e differenziali netti realizzati	(0,9)	6,6
Altre attività finanziarie	76,4	109,6
Disponibilità liquide ed equivalenti	497,0	707,1
Posizione finanziaria netta a breve termine	418,2	670,3
Totale Posizione Finanziaria Netta ante lease liability ex IFRS 16	73,5	268,6
Debiti finanziari per beni in leasing ex IFRS 16	(37,5)	(41,1)
Totale Posizione Finanziaria Netta post lease liability ex IFRS 16	36,1	227,5

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.

	Q1/23	Q2/23	H1/23	Q1/22	Q2/22	H1/22
Prezzi e differenziali Grezzo (USD/bbl)						
Brent Dated	81,3	78,4	79,8	102,5	113,9	108,2
Diff. Bashra Medium (CIF Med) vs. Brent Dtd	-7,1	-3,7	-5,4	-3,2	-2,7	-2,9
Diff. Azeri Light (CIF Med) vs. Brent Dtd	+6,2	+4,6	+5,4	+4,1	+6,5	+5,3
Crack spreads prodotti (USD/bbl)						
Crack spread ULSD	30,6	16,8	23,7	19,0	44,8	31,9
Crack spread Benzina	19,2	20,5	19,8	9,4	31,9	20,7
Margine di riferimento (USD/bbl)						
EMC Reference margin	10,1	4,2	7,1	-0,5	16,9	8,2

Fonte "Platts".

Quotazioni del Grezzo (Brent Dtd, Basrah Medium, Azeri)

Nei primi sei mesi del 2023, il Brent Dtd ha registrato una quotazione media di 79,8 USD/bbl rispetto a una quotazione media di 108,2 USD/bbl nello stesso periodo del 2022.

Nei primi mesi dell'anno, le previsioni di crescita della domanda petrolifera globale - principalmente legata alla ripartenza della Cina dopo il periodo di restrizioni contro la pandemia - sono state compensate dai timori di un rallentamento della crescita economica globale, a fronte dell'inasprimento delle politiche restrittive delle banche centrali occidentali a contrasto dell'inflazione. Nel mese di marzo le preoccupazioni macroeconomiche si sono intensificate a seguito del crollo di alcune banche statunitensi, legate al comparto tech, e della crisi di Credit Suisse: il timore di ripercussioni sull'intero settore bancario e di un impatto recessivo sull'economia, ha pesato ulteriormente sulle quotazioni del Brent che nella terza settimana di marzo ha toccato i 71 USD/bbl. A fine trimestre, l'intervento delle autorità bancarie mirato a evitare una crisi del sistema creditizio, insieme a dati macroeconomici che hanno evidenziato un rallentamento dell'inflazione sia in alcuni paesi europei che in USA, hanno riportato fiducia sui mercati. Il Brent si è quindi rapidamente riportato intorno agli 80 USD/bbl.

A fronte di tali fenomeni il Brent Dtd nel primo trimestre 2023 ha registrato una quotazione media pari a 81,3 USD/bbl rispetto a una quotazione media di 102,5 USD/bbl nello stesso periodo del 2022, quando i prezzi vedevano una tendenza al rialzo, spinti da una domanda petrolifera in ripresa a livelli pre-Covid e, da fine febbraio, dallo shock per la riduzione delle importazioni russe, a seguito dello scoppio del conflitto con l'Ucraina.

All'inizio del secondo trimestre, a seguito di dati deludenti sulla ripartenza dell'economia cinese - soprattutto il settore manifatturiero - e sull'andamento delle principali economie dell'Eurozona, le quotazioni del Brent Dtd hanno seguito un trend calante (da oltre 85 USD/bbl ad inizio aprile, verso circa 75 USD/bbl ad inizio maggio), per poi trovare un «floor» di supporto a quei livelli, grazie ai tagli produttivi dei paesi OPEC+Russia. Più di preciso, da maggio'23 fino a dicembre'24, Arabia Saudita, Iraq, UAE, Kuwait, Algeria, Oman, Kazakhstan e Russia hanno infatti concordato di tagliare la produzione per complessivi 1,7 Mbbbl/g; a giugno poi, l'Arabia Saudita ha inaspettatamente deciso di introdurre un ulteriore taglio unilaterale di 1 Mbbbl/g a decorrere dal mese di luglio'23, prorogabile di mese in mese, in base alle condizioni del mercato. Tali interventi sono risultati determinanti nell'arginare le spinte ribassiste, e stabilizzare le quotazioni del Brent Dtd che quindi, nel trimestre ha fatto segnare una media pari a 78,4 USD/bbl.

Relativamente agli effetti dell'embargo contro la Russia va evidenziato come, nel corso del semestre, i volumi complessivi di esportazioni dal paese non siano variati significativamente rispetto al periodo precedente il conflitto: infatti, il grezzo russo ha trovato nuove destinazioni, reindirizzandosi dal mercato europeo verso quello asiatico (in particolare Cina, India e Turchia).

Si evidenzia a tal proposito che, data la permanente situazione di embargo, e l'impossibilità di approvvigionamento dei grezzi russi, a partire dal 2023, Saras ha scelto di non indicare più il grezzo russo "Urals" come riferimento per la tipologia di grezzi ad

alto zolfo, e lo ha sostituito con il grezzo iracheno “Basrah Medium”, che viene regolarmente commercializzato sia in Europa che nei paesi asiatici e costituisce quindi un valido riferimento alternativo.

Nel primo semestre del 2023 il Basrah Medium CIF Med ha registrato uno sconto medio rispetto al Brent Dated pari a -5,4 USD/bbl (vs. -2,9 USD/bbl in H1 2022) con andamenti diversi nel corso dei due trimestri. In particolare, nel primo trimestre 2023, e in continuità con una tendenza già registrata nella seconda metà del 2022, lo sconto si è attestato in media a -7,1 USD/bbl (vs. uno sconto medio di -3,2 USD/bbl nel primo trimestre del 2022). Ciò è stato determinato da un calo degli acquisti da parte dei tradizionali compratori asiatici, in particolare Cina e India, che dopo lo scoppio del conflitto russo ucraino hanno reindirizzato le loro scelte verso grezzi russi fortemente scontati, portando in tal modo le quotazioni del Basrah a livelli nettamente inferiori a quelli storici. Nel secondo trimestre 2023, i tagli produttivi attuati da OPEC+Russia, che interessano tipicamente i grezzi ad alto contenuto di zolfo, hanno causato una compressione dello sconto medio del Basrah, che ha segnato una media di -3,7 USD/bbl (-2,7 USD/bbl nel secondo trimestre dello scorso esercizio).

Per quanto concerne i grezzi “sweet” (a basso tenore di zolfo), **il premio dell’Azeri Light CIF Med rispetto al Brent Dated nel primo semestre del 2023 si è attestato a una media di +5,4 USD/bbl (+5,3 USD/bbl nella prima metà del 2022)**. In particolare, nel primo trimestre l’Azeri (come anche gli altri grezzi a basso tenore di zolfo) ha segnato un premio robusto, in continuità con il trimestre precedente, grazie al supporto derivante dagli elevati margini di benzina e gasolio. La media del primo trimestre 2023 è stata pari a +6,2 USD/bbl (+4,1 USD/bbl nello stesso periodo del 2022). Nel secondo trimestre, il premio della materia a basso zolfo ha risentito della flessione dei distillati medi e, nonostante l’andamento resiliente della benzina, ha registrato una media di +4,6 USD/bbl (vs. +6,5 USD/bbl nello stesso periodo del 2022), più in linea con le medie storiche.

“Crack spreads” dei principali prodotti raffinati (differenza tra valore del prodotto e costo del grezzo; valori FOB Med vs Brent Dtd)

Il crack della benzina nei primi sei mesi del 2023 ha registrato una media pari a 19,8 USD/bbl (vs. 20,7 USD/bbl nel primo semestre del 2022), mostrando una significativa forza rispetto alle medie storiche.

Dopo l’andamento altalenante registrato nella seconda metà del 2022 e la marcata flessione stagionale registrata a dicembre, il crack della benzina ha visto una notevole ripresa in Q1_2023, segnando una media trimestrale di +19,2 USD/bbl (+44% rispetto alla media dell’ultimo trimestre 2022, pari a +13,4 USD/bbl). Tra i motivi di questa performance, occorre citare principalmente un livello di consumi resiliente nonostante l’incerto contesto macroeconomico, e le tensioni dovute all’incipiente stagione delle manutenzioni primaverili per le raffinerie europee e americane. Favorevoli anche i livelli inventariali inferiori alle medie storiche, e la generalizzata carenza di componenti alto-ottaniche.

Nel secondo trimestre del 2023, il crack della benzina si è mostrato particolarmente robusto, con una media pari a +20,5 USD/bbl, e picchi di oltre 26 USD/bbl a metà giugno (rispetto a una media record di +31,9 USD/bbl in Q2_2022, che era stata però caratterizzata dalle fasi iniziali del conflitto russo-ucraino). Tale andamento è riconducibile all’inizio della cosiddetta *driving season* nel bacino atlantico che, insieme alle già citate manutenzioni primaverili, ha mantenuto le scorte a livelli decisamente bassi. Infine, anche nel secondo trimestre 2023, il crack della benzina ha beneficiato della carenza di componenti alto-ottaniche, nonostante vi siano stati vari tentativi di bilanciamento tramite flussi record di alchilato indiano verso la costa atlantica degli Stati Uniti.

Il crack del diesel (ULSD) nei primi sei mesi del 2023 ha registrato una media di 23,7 USD/bbl rispetto a una media di 31,9 USD/bbl nello stesso periodo del 2022.

Dopo i valori ancora molto elevati di gennaio (+40,4 USD/bbl), il crack dell’ULSD è calato tra febbraio e marzo intorno a +25 USD/bbl. Tale calo in Europa si è realizzato in un contesto di inventari particolarmente elevati e consumi inferiori alle aspettative. Infatti, in vista del temuto inizio dell’embargo di prodotti di origine russa (entrato in vigore a partire dal 5 febbraio), molti operatori Europei avevano iniziato ad incrementare gli acquisti e accumulare scorte, facendo affidamento a flussi importanti di distillati medi da paesi asiatici non aderenti all’embargo (India, Cina, oltre che Turchia) che, destinando il prodotto russo, più conveniente, al consumo interno, hanno contestualmente aumentato i flussi di esportazione dalle raffinerie locali verso l’Europa. L’offerta di gasolio non è quindi venuta a mancare nel mercato europeo ed anzi, ha superato abbondantemente i consumi che sono stati invece condizionati dal rallentamento del settore industriale, oltre che dal minore ricorso al gasolio in sostituzione al gas (sia per un prezzo del gas in riduzione, e sia anche per le temperature invernali più miti rispetto alla media stagionale). Nel complesso, la media del crack ULSD nel primo trimestre si è attestata a +30,6 USD/bbl (+19,0 USD/bbl in Q1_2022).

Nel secondo trimestre, il crack del diesel è sceso ad aprile a valori in linea con quelli pre-conflitto (circa 10 USD/bbl), penalizzato dal sopra citato aumento dei volumi di importazione, e da un parziale rallentamento della domanda industriale nell’area europea, colpita dalle pressioni inflazionistiche. Solo a giugno, un rallentamento delle esportazioni asiatiche, dovuto sia a una ripartenza dell’economia cinese con una conseguente riduzione delle esportazioni sia a fenomeni temporanei quali la chiusura provvisoria di un importante porto indiano, ha consentito al mercato europeo di smaltire le scorte in eccesso, e il crack ULSD si è riportato a circa 20 USD/bbl. Nel complesso, la media trimestrale del crack dell’ULSD è stata pari a +16,8 USD/bbl in Q2, significativamente inferiore vs. +44,8 USD/bbl nel secondo trimestre del 2022.

Il crack del VLSFO nei primi sei mesi del 2023 ha registrato uno sconto medio di -1,3 USD/bbl (rispetto a un premio medio di +5,6 USD/bbl nel primo semestre del 2022).

In particolare, nel primo trimestre, la media del VLSFO si è attestata a -0,2 USD/bbl (rispetto a una media di +3,8 USD/bbl nel primo trimestre del 2022), registrando un apprezzamento rispetto alla media di -3,7 USD/bbl del Q4 2022. Tra le motivazioni di questa ripresa, le minori importazioni dal Medio Oriente rispetto ai mesi precedenti, a seguito di alcune difficoltà operative registrate nella nuova raffineria di Al-Zour in Kuwait. Inoltre, a fronte della forte marginalità della benzina, nel corso del primo trimestre molte raffinerie hanno preferito destinare il residuo Light Sweet al ciclo cracking (FCC) per la produzione di distillati leggeri, piuttosto che utilizzarlo nelle formulazioni VLSFO. Tale fenomeno ha trovato conferma anche nel secondo trimestre, e ciò ha contribuito a ridurre l'offerta di VLSFO sul mercato. In tal modo, nonostante una marcata flessione ad aprile, la media del crack VLSFO si è attestata a -2,4 USD/bbl in Q2_2023 (vs. un premio medio di +7,4 USD/bbl in Q2_2022).

Il crack dell'olio combustibile ad alto zolfo (HSFO) nei primi sei mesi del 2023 ha registrato una media di -19,4 USD/bbl, rispetto alla media di -24,6 USD/bbl nel primo semestre del 2022.

In particolare, analizzando l'andamento trimestrale, pur nel contesto depresso per i grezzi ATZ, il crack HSFO ha registrato una media di -25,3 USD/bbl in Q1_2023 (vs. -21 USD/bbl in Q1_2022) a fronte del crescente numero di navi dotate di *scrubber* che consente l'utilizzo di HSFO, a scapito del più costoso VLSFO, nei traffici navali "East of Suez". Nel secondo trimestre il crack HSFO medio si è attestato a -13,5 USD/bbl (vs. -28,1 USD/bbl in Q2_2022) continuando il trend di ripresa iniziato nei trimestri precedenti, principalmente grazie ai tagli produttivi OPEC+, specificamente indirizzati ai grezzi ad alto zolfo. Ulteriore supporto è derivato dall'incremento di domanda di olio combustibile ad alto zolfo per la generazione di energia elettrica in Medio Oriente e in talune parti dell'Asia.

Marketing

In Italia, secondo i dati analizzati da Unione Energie per la Mobilità (UNEM) da fonte "Ministero dell'Ambiente e della Sicurezza Energetica – DGI", nei primi sei mesi del 2023 le vendite dei prodotti petroliferi si sono mostrate in linea rispetto allo stesso periodo del 2022 (-0,1%), sebbene ancora inferiori del 5,0% rispetto ai livelli pre-covid (primo semestre 2019). I consumi di carburanti autotrazione (benzina + gasolio) sono risultati pari a 15,4 milioni di tonnellate, con un incremento del +1,1% rispetto ai primi sei mesi 2022. In particolare, rispetto al primo semestre del 2022 la benzina ha mostrato un incremento del +7,4%, con una crescita analoga della benzina venduta sulla rete (+7,5%); il gasolio da autotrazione ha evidenziato un calo dello 0,9%, non tanto a causa delle vendite sulla rete (+1,6%), quanto per quelle sul canale extra-rete (-5,2%) dove si riforniscono prevalentemente i mezzi commerciali. Infine, il carboturbo (jet avio) continua il suo recupero verso i livelli pre-pandemia con un aumento del 21% rispetto allo stesso periodo 2022.

In Spagna, i dati compilati da CORES disponibili fino al mese di maggio, mostrano che nei primi cinque mesi del 2023 il consumo di carburanti autostradali in Spagna è in generale diminuito del -1,5% verso lo stesso periodo del 2022, con una crescita significativa della domanda di benzina (+5,7%) e una riduzione di quella di gasolio auto (-3,3%).

Energia elettrica e CO2

Nei primi sei mesi del 2023 il PUN ha riportato una quotazione media di 136,3 €/MWh rispetto a una media di 248,6 €/MWh nel primo semestre del 2022.

Nel primo trimestre, la quotazione media è stata di 157 €/MWh (248 €/MWh in Q1_2022), in linea con il trend registrato dal gas naturale, che ha avuto un netto calo rispetto alla media registrata nell'ultimo trimestre del 2022 (244 €/MWh). Nel secondo trimestre la media si è attestata a 115 €/MWh, rispetto ai 249 €/MWh del secondo trimestre 2022.

Nel complesso, la flessione delle quotazioni del gas naturale va ricondotta alle elevate importazioni di gas naturale liquefatto (LNG) in sostituzione dei ridotti flussi via pipeline dalla Russia, e ai minori consumi rispetto alle medie storiche stagionali, a fronte dell'inverno particolarmente mite e della maggiore attenzione ai risparmi energetici da parte sia dei privati che delle utenze industriali europee (che ha comportato un'effettiva riduzione del fabbisogno, stimata in circa il 20%).

Le quotazioni EUA dei permessi europei per le emissioni di anidride carbonica hanno registrato nei primi sei mesi del 2023 una quotazione media di 87 €/ton rispetto a una media di circa 84 €/ton nella prima metà del 2022, con valori sostanzialmente stabili nel primo e secondo trimestre, in coerenza con le politiche di decarbonizzazione e transizione ecologica che l'UE sta progressivamente implementando.

Margini di raffinazione e margine Saras Industrial & Marketing

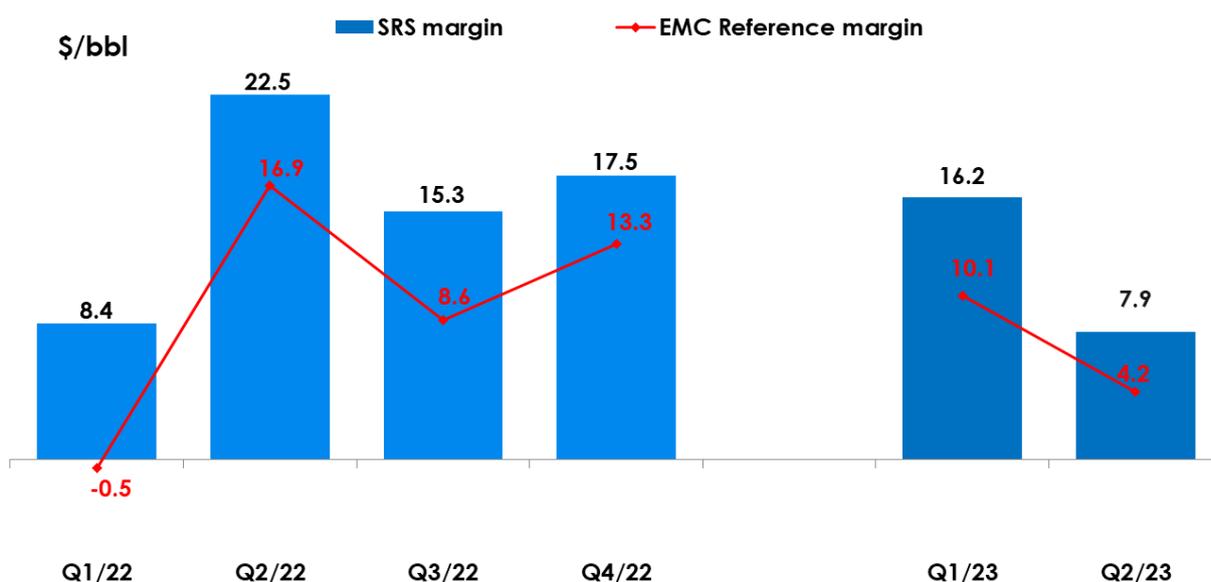
Per quanto concerne l'analisi della redditività del segmento Industrial & Marketing, Saras utilizza come riferimento il margine benchmark di raffinazione "EMC Reference Margin", rispetto al quale il sito industriale di Sarroch consegue tipicamente un margine superiore grazie alle caratteristiche di elevata flessibilità e complessità dei propri impianti, oltre che alle proprie performance industriali e commerciali.

Nel primo semestre 2023 l'EMC Reference Margin, alla luce del contesto di mercato descritto nel paragrafo precedente, si è attestato a una media di 7,1 USD/bbl (vs una media di 8,2 USD/bbl in H1/22). Il margine Saras è stato pari a 12,6 USD/bbl (16,5 USD/bbl nello stesso periodo dell'esercizio precedente), evidenziando un premio di +5,5 USD/bbl (+8,3 USD/bbl nel H1 del 2022).

In particolare, come illustrato nella precedente relazione trimestrale, **l'EMC Reference Margin del Q1'23 si era attestato a una media di 10,1 USD/bbl (vs una media negativa di -0,5 USD/bbl in Q1/22). Il margine Saras era stato pari a 16,2 USD/bbl (8,4 USD/bbl nello stesso periodo dell'esercizio precedente), evidenziando un premio di +6,1 USD/bbl (+8,9 USD/bbl nel Q1 del 2022).**

Nel secondo trimestre l'EMC Reference Margin, si è attestato a una media di 4,2 USD/bbl, in sostanziale riduzione rispetto alla media record di 16,9 USD/bbl in Q2/22, registrata a valle dello scoppio del conflitto russo-ucraino, ma anche in flessione rispetto al Q1'23. Gran parte di tale andamento può essere ricondotta alla flessione del crack del diesel che, come illustrato nel paragrafo precedente, ha perso circa 14 USD/bbl nella media di Q2'23 rispetto alla media di Q1'23.

Il margine Saras del secondo trimestre 2023 è stato pari a 7,9 USD/bbl (vs. 22,5 USD/bbl nello stesso periodo dell'esercizio precedente), evidenziando un impatto della manutenzione programmata (inclusa la fermata pluriennale di TurnAround dell'impianto IGCC), prestazioni operative inferiori derivanti da eventi esterni, e lavorazioni più elevate ad aprile – mese caratterizzato da margini inferiori. Il premio concretizzato da Saras rispetto all'EMC Reference Margin in Q2'23 è stato pari a +3,7 USD/bbl (+5,6 USD/bbl nel Q2 del 2022), inferiore alle aspettative in ragione degli eventi precedentemente menzionati ed anche per gli effetti indotti dall'apprezzamento dell'HSFO (il cui crack è passato da -25,3USD/bbl nel Q1'23 a -13,5USD/bbl nel Q2'23). È opportuno, infatti, ricordare che l'HSFO è presente nelle rese del EMC Reference Margin con percentuale pari al 7%, mentre Saras non produce HSFO (salvo situazioni temporanee, come ad esempio durante i rallentamenti o le fermate per manutenzione). Un apprezzamento di +10 USD/bbl in HSFO, si traduce in un miglioramento di circa +0,7USD/bbl dell'EMC Reference Margin.



Evoluzione prevedibile della Gestione

L'International Energy Agency (IEA) nell'Oil Market Report rilasciato a metà luglio 2023 rivede in aumento le stime riportate ad aprile con una **previsione di domanda petrolifera globale** in crescita quest'anno per +2.2 Mbbbl/g (+2.0 Mbbbl/g nel report di aprile), con una media di 102,1 Mbbbl/g, un nuovo record rispetto ai livelli storici. Nonostante il rallentamento industriale nell'area OCSE, la domanda petrolifera secondo la IEA sarà infatti sostenuta dalla Cina, la cui crescita rappresenta oltre il 70% di questo aumento, grazie in particolare alle attese di ripresa dei consumi di prodotti petrolchimici. Nel 2024 secondo la IEA la crescita proseguirà, sebbene a un ritmo inferiore, con aspettative pari a +1,1 Mbbbl/g.

Tali andamenti riflettono le attese di un miglior contesto macroeconomico, cui sono legati in particolare i consumi di distillati medi, soprattutto in ambito industriale. La domanda di distillati medi dovrebbe beneficiare anche del fattore stagionale, in quanto in autunno e inverno si aggiungono i consumi per gasolio da riscaldamento. Viene poi ritenuto importante anche il contributo della domanda di jet per il trasporto aereo, che grazie alla ripresa dei voli intercontinentali, soprattutto in Asia, darà un ulteriore impulso all'intero pool dei distillati medi. Nel settore privato, la benzina dovrebbe seguire il consueto andamento stagionale, con la flessione attesa dopo la fine della *driving season* americana e il passaggio alle specifiche invernali. Tuttavia, valori del crack superiori alle medie stagionali storiche sono attesi anche a fronte della persistente situazione di scarsità di componenti alto ottaniche, oltre che per il significativo ritardo previsto nel riavviamento dell'unità di cracking FCC di un'importante raffineria americana.

Dal punto di vista dell'offerta, l'annuncio di inizio aprile da parte dei principali paesi membri dell'OPEC+Russia di tagli produttivi per circa 1,7 Mbbbl/g, a partire dal mese di maggio 2023 e fino a tutto il 2024, ha condizionato le attese dei principali analisti di settore, che già indicavano un mercato petrolifero in potenziale disavanzo a partire dalla seconda metà dell'anno. Come già rilevato nel capitolo dedicato al Mercato di riferimento, a giugno l'Arabia Saudita ha deciso di introdurre un ulteriore taglio unilaterale di 1Mbbbl/g a decorrere dal mese di luglio'23, prorogabile di mese in mese, in base alle condizioni del mercato. Tali interventi si inseriscono in un mercato dei grezzi in tensione, dove l'offerta globale è sostanzialmente dipendente dai paesi non-OPEC+ (Stati Uniti e Brasile in primis). Le ultime stime della IEA successive all'annuncio dei tagli dell'OPEC+ prevedono che l'offerta petrolifera aumenterà di 1,6 Mbbbl/g, attestandosi a una media di 101,5 Mbbbl/g nel 2023, confermando quindi una situazione di offerta inferiore alla domanda, e prezzi tendenzialmente in rialzo nella seconda metà dell'anno. Occorre inoltre citare che i tagli produttivi vanno tipicamente ad interessare i grezzi ad alto tenore di zolfo ("sour"), con una conseguente compressione sugli sconti di questa tipologia di grezzi, che si riflette in una riduzione del margine delle raffinerie più complesse e ad elevata capacità di conversione (tra cui anche quella del Gruppo Saras).

Guardando all'andamento del mercato nel mese di luglio, le quotazioni del Brent dtd sono infatti aumentate da circa 75 USD/bbl agli 80 USD/bbl di fine luglio, proprio per effetto dei tagli OPEC+ e delle prospettive di offerta insufficiente a saturare la domanda estiva, che si mostra un po' più forte delle attese, sia per quanto concerne la benzina che il carburante aereo. Le prossime decisioni delle Banche centrali su politiche monetarie e tassi di interesse, saranno determinanti nell'evoluzione di questa tendenza.

Per quanto riguarda i crack dei prodotti raffinati, al momento della stesura della presente Relazione, la benzina ed il diesel hanno registrato una media rispettivamente di ca. 23,9 e 22,4 USD/bbl a luglio: in particolare il diesel ha visto una significativa ripresa rispetto alla flessione del secondo trimestre, riflettendo un progressivo calo degli elevati livelli di scorte accumulati nei mesi precedenti, anche come conseguenza di un minore flusso di esportazioni dall'Asia. Alcune fermate temporanee di raffinerie in nord Europa hanno fornito ulteriore supporto. La forza della benzina, accentuata dalla stagionalità, riflette invece una ridotta capacità di raffinazione a livello globale e la già citata scarsità di componenti alto ottaniche, a fronte di una domanda che continua a mostrarsi particolarmente resiliente anche nei paesi OCSE.

I prezzi di energia elettrica e CO2 nel corso del mese di luglio hanno registrato una media rispettivamente di ca. 116 €/MWh, e di 86 €/ton, sostanzialmente in linea con le medie del secondo trimestre.

Lo scenario appena delineato deriva dalle ipotesi di vari analisti indipendenti di settore² e dall'andamento delle curve *forward* delle commodities petrolifere, del gas e dell'energia elettrica. Da esso, nonostante la volatilità ancora elevata, discende la previsione di condizioni di mercato positive nel secondo semestre dell'anno, e sostanzialmente superiori alle medie storiche.

Da un punto di vista operativo, concluse le attività manutentive del primo semestre, la seconda metà dell'anno non prevede rilevanti interventi manutentivi, se non alcune attività minori ("*slowdown*" della gassificazione e la manutenzione di una delle unità di desolfurazione). Pertanto le lavorazioni di raffineria cumulate a fine anno sono attese tra **circa 93 e 97 Mbbls**, in linea con la performance dello scorso anno.

² Mercato Petrolifero: stime Platts, WMC, FGE e Nomisma (Lug'23); Mercato Elettrico & Gas: stime di Ref4E, Nomisma ed Elemens (Lug'23); Nota: per Q3'23 curve Forward @07/07 per Brent e Cracks.

Sulla base dei risultati raggiunti in H1'23, e coerentemente con le ipotesi di scenario precedentemente descritte, la Società conferma la *guidance* sul premio medio annuo 2023 rispetto all'EMC Reference Margin tra 5 ÷ 6 USD/bbl.

Anche le previsioni relative ai costi fissi del segmento Industrial & Marketing rimangono sostanzialmente in linea rispetto alle indicazioni precedenti, e stimate in un intorno di 400 milioni di Euro, ivi inclusi anche gli interventi previsti dall'oneroso piano manutentivo dell'anno. Per quanto concerne gli investimenti del segmento, si confermano previsti a circa 180 milioni di Euro, con l'obiettivo di proseguire il percorso di efficientamento e mantenimento della competitività degli impianti.

Per quanto riguarda il **segmento Renewables**, la capacità installata nel 2023 si conferma invariata a 171 MW. Per quanto riguarda la valorizzazione della produzione 2023, si ricorda che dal 30 giugno u.s. si è conclusa l'applicazione delle misure introdotte dal Decreto-Legge 27/2022 n. 4, cosiddetto "Sostegni TER" (price cap di 61 €/MWh) e dalla Legge di Bilancio 2023 in attuazione del regolamento UE 2022/1854 (price cap di 180 €/MWh). Pertanto, nel secondo semestre 2023 il 100% della produzione sarà valorizzata a mercato.

I livelli produttivi, che nella prima metà dell'anno sono stati inferiori alle attese a causa di condizioni di ventosità sfavorevoli, si prevedono in miglioramento nella seconda parte dell'anno, con una produzione cumulata che dovrebbe raggiungere per l'intero anno ca. 270GWh, secondo la consueta stagionalità.

Relativamente, alle attività di sviluppo delle rinnovabili, Sardeolica è attualmente impegnata nella costruzione dell'impianto fotovoltaico da 80MW Helianto, che procede come da programma, e la cui operatività è prevista entro la fine del primo semestre 2024. È inoltre in fase avanzata il processo autorizzativo per lo sviluppo di oltre 100MW di nuova capacità eolica *greenfield* in Sardegna. Gli investimenti del segmento Renewables saranno pari a circa 50 milioni di Euro nel 2023 e principalmente finalizzati alla realizzazione del parco fotovoltaico Helianto.

In merito all'andamento atteso della **Posizione Finanziaria Netta del Gruppo**, le previsioni di generazione di cassa caratteristica e dell'andamento del capitale circolante (in virtù delle assunzioni di scenario e di performance ipotizzate dalla Società) consentono di ipotizzare una Posizione Finanziaria Netta di Gruppo di fine anno positiva.

Per gli **altri progetti avviati dal Gruppo nell'ambito della strategia di transizione energetica**, Saras prosegue la collaborazione con Enel Green Power, finalizzata a fornire idrogeno verde alla raffineria di Saras attraverso l'utilizzo di un elettrolizzatore da circa 20MW alimentato da energia rinnovabile. Dopo il riconoscimento di SardHy Green Hydrogen tra le quattro aziende italiane ammesse al programma europeo IPCEI Hy2Use (l'iniziativa dell'Unione Europea che supporta i migliori progetti legati alla catena del valore dell'idrogeno), sono in corso le interlocuzioni con il MIMIT (Ministero delle Imprese e del Made in Italy) ed è stata presentata la domanda di agevolazione finanziaria, in base a quanto previsto dal decreto ministeriale di attivazione dell'intervento del fondo IPCEI per tali progetti di comune interesse europeo dell'idrogeno. Inoltre, sono state avviate le attività preliminari di negoziazione e definizione dei contratti per la fornitura dei materiali e per gli appalti dei lavori.

Infine, relativamente al progetto di Carbon Capture and Storage, procede con Air Liquide la collaborazione finalizzata a definire gli aspetti relativi all'intera catena di sviluppo inclusi quelli relativi alla logistica e trasporto, unitamente a una stima dei costi e delle tempistiche. Sono inoltre in corso le attività avviate nel 2022 per accedere ai fondi europei Green New Deal e Horizon dedicati a progetti CCS e CCU (Carbon Capture and Utilisation).

Linee guida strategiche di medio e lungo termine

In data 10 maggio 2023 il Consiglio di amministrazione di Saras ha approvato una revisione dei principali obiettivi e linee guida strategiche del Gruppo di medio e lungo termine, che vedono **l'evoluzione del Gruppo da *pure refiner* a *sustainable energy player***. La strategia del Gruppo prevede un focus sull'accelerazione della transizione energetica per garantire una crescita sostenibile e remunerativa per tutti gli stakeholder.

In un decennio di profonda trasformazione la strategia di Saras mira a supportare e accelerare la convergenza tra il business energetico convenzionale e quello rinnovabile, favorendo e sviluppando l'integrazione delle nuove fonti di energia nell'ambito dell'attività di raffinazione. Capitalizzando sull'eccellenza nel core business, sulla solidità finanziaria e i notevoli progressi raggiunti nello sviluppo rinnovabile, la strategia di Saras pone i seguenti obiettivi:

- **Continuare a efficientare il business della raffinazione, per mantenere la raffineria di Sarroch un *best in class asset del settore***, attraverso una progressiva ottimizzazione della leva operativa e commerciale e degli investimenti: in un processo continuo volto a incrementare la flessibilità e la resilienza del business alla volatilità del mercato, ciò consentirà un progressivo rafforzamento e stabilità della struttura finanziaria del Gruppo
- **Raggiungere 1 GW di capacità rinnovabile installata nel 2028**. Il nuovo target tiene conto di una pipeline di progetti *greenfield* in Sardegna per un ammontare di circa 600 MW in diversi stadi di avanzamento (circa 350 MW di progetti eolici già presentati alle autorità competenti per la richiesta di VIA – "Valutazione di Impatto Ambientale"; ed ulteriori 244 MW di progetti eolici per i quali è stata ottenuta da Terna la "Soluzione Tecnica Minima Garantita" (STMG), a cui

potranno aggiungersi accordi di sviluppo congiunto o altre forme di collaborazione con nuovi partner, sia in Sardegna che nel resto del territorio nazionale). La nuova capacità andrà ad aggiungersi all'attuale capacità installata eolica di 171 MW e al parco fotovoltaico Helianteo da 80 MW, in corso di realizzazione e prevede il ricorso al project financing. Con tale programma di crescita, la produzione di energia rinnovabile del Gruppo è attesa incrementarsi dagli attuali circa 300 GWh/anno, a circa 2 TWh/anno entro il 2028, con emissioni evitate di CO2 per circa 1,3 - 1,6 milioni di tonnellate/anno.

- **Posizionare l'azienda per cogliere al meglio le opportunità offerte dalle nuove tecnologie.** In funzione dell'evoluzione del contesto regolatorio attuale e delle opportunità future, la produzione di energia rinnovabile diventerà sempre più rilevante per ottenere una maggiore efficienza e decarbonizzazione delle attività industriali "hard-to-abate"; a lungo termine inoltre, l'energia rinnovabile sarà anche necessaria nella produzione di nuovi carburanti (e-fuels) oltre che funzionale allo sviluppo di una serie di iniziative ad oggi allo studio di Saras nell'ambito delle "New Energies" (green hydrogen, CCS e biocarburanti).

Audio-conferenza del 31 luglio 2023 e ulteriori informazioni

Il giorno 31 luglio 2023 il Consiglio di Amministrazione di Saras SpA si riunirà per l'approvazione dei risultati del Gruppo del primo semestre 2023. Successivamente verrà diffuso a mezzo SDIR un apposito comunicato stampa e, contestualmente, sarà resa disponibile una presentazione sul sito web della Società (www.saras.it).

Alle ore 16:30 CEST dello stesso giorno si terrà la conference call per gli analisti e gli investitori, durante la quale il management commenterà i risultati e risponderà ad eventuali domande.

Numeri da chiamare per la conference call:

Dall'Italia: +39 02 8020911
Dal Regno Unito: +44 1 212818004
Dagli USA: +1 718 7058796

Il link per collegarsi alla webcast è il seguente: <https://87399.choruscall.eu/links/saras230731.html>

La registrazione e la trascrizione della webcast saranno altresì disponibili sul sito web della Società.

Per ulteriori informazioni si prega di voler contattare il servizio Investor Relations.

Il presente comunicato stampa è stato redatto ai sensi del Regolamento di attuazione del Decreto Legislativo 24 febbraio 1998, n. 58 adottato dalla Consob con delibera n. 11971 del 14 maggio 1999 e s.m.i.. Lo stesso è a disposizione del pubblico sul sito internet della società, nella sezione "Investitori / Comunicati Finanziari" ed anche presso il meccanismo di stoccaggio autorizzato per le informazioni regolamentate, denominato "1info" (www.1info.it). Inoltre, la Relazione Finanziaria Semestrale al 30 giugno 2023 è a disposizione del pubblico presso la sede legale in Sarroch (CA) S.S. 195 Sulcitana Km. 19, sul sito internet della Società nella sezione "Investitori / Bilanci e Relazioni", e sul meccanismo di stoccaggio autorizzato "1Info".

Investor Relations

Ilaria Candotti
Phone + 39 02 7737642
ir@saras.it

Press contacts

Comin & Partners
Lelio Alfonso
Phone +39 334 6054090
lelio.alfonso@cominandpartners.com

Tommaso Accomanno
Phone +39 3407701750
Tommaso.accomanno@cominandpartners.com

Il Gruppo Saras, fondato da Angelo Moratti nel 1962 è uno dei principali operatori europei nel settore dell'energia e raffinazione del petrolio. Tramite la Capogruppo Saras SpA e le controllate Saras Trading SA, basata a Ginevra, Saras Energia SAU, basata a Madrid, il Gruppo vende e distribuisce prodotti petroliferi sul mercato nazionale e internazionale. Il Gruppo è inoltre attivo anche nel settore della produzione di energia elettrica attraverso le controllate Sarlux Srl (impianto IGCC) e Sardeolica Srl (parco eolico). Il Gruppo Saras conta circa 1.576 dipendenti e presenta ricavi pari a circa 15,8 miliardi di Euro al 31 dicembre 2022.