



Il Consiglio di Amministrazione di Saras SpA ha approvato: il Progetto di Bilancio di Esercizio al 31 dicembre 2018¹ il Bilancio Consolidato di Gruppo ed il Piano Industriale 2019 – 2022

Risultati FY 2018:

Milioni di Euro	FY 2018	FY 2017	Var %
EBITDA	323,7	504,3	-36%
EBITDA <i>comparable</i>	364,8	522,5	-30%
RISULTATO NETTO	140,4	240,8	-42%
RISULTATO NETTO <i>comparable</i>	132,6	217,4	-39%
POSIZIONE FINANZIARIA NETTA	46	87	

- ❖ EBITDA e Risultato Netto *comparable* in calo rispetto all'esercizio 2017 prevalentemente a causa del segmento Raffinazione che ha operato in uno scenario di marginalità di mercato meno favorevole e di estrema volatilità, in parte compensato dagli ottimi risultati del segmento Marketing e della Generazione di energia elettrica.
- ❖ La posizione finanziaria netta si conferma saldamente positiva (46 milioni di Euro al 31 dicembre 2018) anche dopo aver investito oltre 240 milioni di Euro e aver corrisposto 112 milioni di Euro agli azionisti.
- ❖ Proposto un dividendo – relativo all'esercizio 2018 - pari a 0,08 Euro per azione, corrispondente a circa il 56% del Risultato Netto *comparable*, in linea con la policy aziendale, e pari ad un "dividend yield" di circa il 4,6% rispetto agli attuali corsi del titolo².
- ❖ Convocata l'Assemblea Ordinaria degli Azionisti in data 16 aprile 2019 (prima convocazione).

Piano Industriale 2019 - 2022

- ❖ Previsto uno scenario positivo per l'industria della raffinazione nei prossimi 4 anni. La normativa IMO sulle emissioni dei motori marini determinerà, a partire dalla seconda metà del 2019, condizioni premianti per le raffinerie ad alta conversione ed integrate come quella del Gruppo Saras.
- ❖ Circa 830 milioni di Euro di investimenti nel periodo 2019 – 2022 per mantenere l'eccellenza operativa e tecnologica, anche attraverso le innovazioni dell'Industry 4.0.
- ❖ Nuovi progetti: ampliamento di 30 MW del parco eolico di Ulassai e ingresso nel settore del bunkeraggio attraverso la produzione e la commercializzazione al dettaglio del combustibile per le navi a bassissimo impatto ambientale.
- ❖ Attesa una robusta generazione di cassa in grado di far fronte agli investimenti, garantire un'adeguata remunerazione degli azionisti e rafforzare la solidità patrimoniale.

Milano, 4 marzo 2019: Il Consiglio di Amministrazione di Saras SpA si è riunito oggi sotto la presidenza del Dott. Massimo Moratti ed ha approvato il Bilancio Consolidato di Gruppo, il progetto di Bilancio Separato di Saras SpA al 31 dicembre 2018 ed il Bilancio di Sostenibilità che riporta, tra l'altro, le informazioni di carattere non finanziario e sulla diversità ai sensi del D.lgs. 254/2016. È stato approvato inoltre il Piano Industriale del Gruppo per il periodo 2019–2022.

Il Consiglio di Amministrazione ha deliberato di proporre all'Assemblea Generale degli Azionisti di Saras SpA, prevista per il giorno 16 aprile 2019, un dividendo pari a 0,08 Euro per azione, corrispondente a circa il 56% del Risultato Netto *comparable* conseguito dal Gruppo nell'esercizio 2018. Il dividendo sarà pagato in data 22 maggio 2019, con stacco della cedola in data 20 maggio 2019.

¹ Il dirigente preposto alla redazione dei documenti contabili societari, Dott. Franco Balsamo, 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.

² Calcolato sul prezzo di chiusura del 1 marzo 2019.

A margine del **Consiglio il Presidente, Dott. Massimo Moratti, ha commentato:**

“Il 2018 è stato un anno positivo nonostante la grande volatilità economico-politica globale che ha inciso sensibilmente sul nostro mercato di riferimento. Saras, grazie al proprio modello di business unico basato sull’ottimizzazione della supply chain, è riuscita a generare un ottimo risultato economico mantenendo contemporaneamente una posizione finanziaria netta positiva per circa 50 milioni di Euro investendo oltre 240 milioni di Euro nel nostro business e remunerando gli azionisti.

Grazie ai notevoli investimenti realizzati il Gruppo è già pronto ad affrontare quello che probabilmente sarà il più grande cambiamento degli ultimi anni nel mercato dei prodotti petroliferi e della raffinazione: l’introduzione della normativa internazionale “IMO Marpol VI”. A livello tecnico la raffineria ha una configurazione ad alta conversione ed una grande flessibilità nella tipologia di materie prime lavorabili, questo permetterà di produrre, senza necessità di ulteriori significativi investimenti, il nuovo combustibile marino a bassissimo impatto ambientale. Dal punto di vista commerciale Saras beneficia della posizione geografica all’incrocio delle più trafficate rotte marittime mondiali e, attraverso la consociata Saras Trading, ha richiesto le autorizzazioni per entrare direttamente nel commercio dei combustibili marini con l’obiettivo di dotare l’area di Cagliari di un’infrastruttura moderna in grado di rifornire tanto le navi che arrivano al porto quanto quelle di passaggio.”

Linee guida del Piano Industriale 2019 – 2022

Il Consiglio di Amministrazione di Saras SpA ha approvato il Piano Industriale del Gruppo per il periodo 2019 – 2022, che si fonda sulle medesime strategie operative e leve di creazione di valore annunciate nel piano precedente ed aggiorna lo scenario di riferimento **anticipando alla seconda metà del 2019 gli effetti positivi sui margini di raffinazione derivanti dalla normativa IMO.**

Il Gruppo ha individuato quattro priorità strategiche volte a massimizzare la capacità di cogliere le opportunità di mercato e garantire la sostenibilità del business nel prossimo decennio che si preannuncia ricco di sfide ma anche di opportunità per gli operatori che saranno in grado di mantenere una posizione di leadership nel settore. In dettaglio: (i) **il completamento del ciclo di investimenti;** (ii) **l’ottimizzazione della produzione ed il miglioramento delle performance;** (iii) **il consolidamento del modello di business basato sulla gestione integrata della supply chain e** (iv) **l’ottimizzazione dei costi.**

Prosegue con successo il **piano di digitalizzazione**, con l’industrializzazione di 10 progetti pilota dai quali si attendono i primi benefici già nell’anno in corso. Obiettivo di tale **percorso di innovazione e trasformazione digitale** è di far leva sul know-how accumulato in oltre 60 anni di attività nel settore per rafforzare le caratteristiche di efficienza e flessibilità che hanno sempre contraddistinto l’attività del Gruppo.

Il Piano si fonda su uno scenario di riferimento che incorpora un mercato petrolifero favorevole all’industria della raffinazione supportato da una robusta domanda di prodotti raffinati che, a partire dalla seconda metà del 2019, beneficerà degli effetti della regolamentazione sul contenuto di zolfo nei fumi dei motori marini che dal 1° gennaio 2020 dovrà scendere dall’attuale 3,5% allo 0,5% (c.d. “**IMO - Marpol VI**”). È opinione largamente condivisa dagli esperti del settore che come conseguenza si rafforzerà sensibilmente il valore del diesel e scenderà il valore dell’olio combustibile ad alto contenuto di zolfo ed il prezzo dei grezzi ad alto contenuto di zolfo. In tali condizioni **aumenteranno i margini di raffinazione per gli impianti ad alta conversione** mentre le raffinerie di minori dimensioni e tecnologicamente arretrate incontreranno maggiori difficoltà.

Per quanto riguarda l’IGCC il 2021 rappresenta un anno di discontinuità in quanto nel secondo trimestre giungerà a scadenza il contratto CIP6/92, beneficiando di alcuni recuperi produttivi. Entro tale data avrà luogo la fermata decennale per la manutenzione programmata sull’intero impianto ripristinandone la piena efficienza al fine di estendere l’operatività al decennio successivo. Pertanto la produzione annua è prevista pari a circa 4 TWh. Nella seconda metà dell’anno la società continuerà ad acquistare l’elettricità necessaria al processo di raffinazione da terzi e venderà i volumi prodotti al mercato. A partire dal 2022 si prevede che l’impianto IGCC continui ad operare utilizzando pienamente la capacità installata e dedicando circa 150 MW alla produzione per autoconsumo (sia dell’IGCC che della raffineria) ed i restanti 425 MW alla vendita a terzi, valorizzando i volumi prodotti a condizioni di mercato. L’assetto produttivo sopra descritto consentirà di continuare ad utilizzare il TAR quale materia prima per la produzione di elettricità evitando al Gruppo rilevanti investimenti che si renderebbero necessari. Infine la gestione integrata dell’impianto IGCC e della raffineria garantirà il risparmio degli oneri di sistema grazie all’auto-produzione dell’elettricità, continuando a fornire vapore ed idrogeno necessari al processo di raffinazione.

Il piano di investimenti conferma l’impegno del Gruppo nel business della raffinazione e la volontà di mantenere l’eccellenza operativa e tecnologica consolidando la propria posizione competitiva. Durante l’orizzonte di Piano, sono previsti **investimenti pari a 830 milioni di Euro** che includono quelli ordinari di mantenimento della capacità produttiva, gli interventi per il rispetto delle normative HSE, quelli dedicati al miglioramento dell’affidabilità e le iniziative di digitalizzazione. Sono inclusi circa 23 milioni di Euro di investimenti per l’ampliamento del parco eolico di Ulassai (attualmente 96 MW), la

cui realizzazione si prevede possa essere completata entro la seconda metà dell'esercizio in corso, incrementando la capacità installata del 30% (+30MW) e la produzione di oltre il 40%.

La raffineria è in grado di produrre olio combustibile a bassissimo contenuto di zolfo (compatibile con la nuova normativa IMO) a condizioni competitive. Gli esperti prevedono condizioni di mercato favorevoli per questo carburante, pertanto esso dovrebbe contribuire positivamente al margine di raffinazione. Inoltre grazie alla collocazione geografica nel mezzo del Mediterraneo il Gruppo, attraverso la sua consociata Saras Trading, sta ultimando le attività necessarie per poter commercializzare direttamente combustibili marini, dotando l'area di Cagliari di un servizio di bunkeraggio sia per le navi di passaggio che per quelle in arrivo al Porto.

Incorporando lo scenario di riferimento la generazione di cassa dalla gestione operativa complessiva durante l'orizzonte di Piano è attesa pari a circa 2.100÷2.200 milioni di Euro. Il Piano risulta pertanto sostenibile da un punto di vista finanziario, in quanto i flussi di cassa previsti saranno in grado di far fronte agli investimenti, al pagamento degli oneri finanziari e delle imposte, garantendo altresì un'adeguata politica di remunerazione degli azionisti ed un ulteriore rafforzamento della solidità patrimoniale del Gruppo.

Confermata la politica che prevede il pagamento di dividendi compresi tra il 40% ed il 60% dell'utile netto comparabile.

La relazione finanziaria annuale 2018 è stata messa a disposizione del Collegio Sindacale e della Società di revisione e, insieme agli altri documenti di cui all'art. 154-ter del D.Lgs. 58/1998 (Testo Unico Finanza), sarà messa a disposizione del pubblico presso la sede sociale, e pubblicata sul sito internet della società (www.saras.it) nei termini previsti dalle vigenti disposizioni.

In allegato sono riportati i commenti ai risultati del Gruppo e dei singoli segmenti di business, la Strategia e l'Evoluzione prevedibile della Gestione, i prospetti della situazione patrimoniale - finanziaria, del conto economico complessivo, della movimentazione del patrimonio netto e del rendiconto finanziario, sia per il Bilancio Consolidato di Gruppo che per il Bilancio Separato di Saras SpA, ed anche i dettagli del Piano Industriale del Gruppo per il periodo 2019 – 2022.

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 "Investor Relations/Notizie Finanziarie/Comunicati Stampa" ed anche presso il meccanismo di stoccaggio autorizzato per le informazioni regolamentate, denominato "1info" (www.1info.it).

Saras Investor Relations

Francesca Pezzoli
Tel + 39 02 7737642
ir@saras.it

Contatti per i media:

Francesca Pezzoli
Tel + 39 02 7737642
francesca.pezzoli@saras.it

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

IL GRUPPO SARAS

Il Gruppo Saras, fondato da Angelo Moratti nel 1962, conta circa 1.950 dipendenti e presenta un valore totale dei ricavi pari a circa 10,4 miliardi di Euro al 31 dicembre 2018. Oggi il Gruppo è uno dei principali operatori Europei nella raffinazione del petrolio ed è attivo anche nel settore della produzione di energia elettrica. Direttamente ed attraverso le proprie controllate, il Gruppo vende e distribuisce prodotti petroliferi nei mercati nazionali ed internazionali. Inoltre, il Gruppo produce e vende energia elettrica attraverso le controllate Sarlux Srl (impianto IGCC) e Sardeolica Srl (parco eolico). Il Gruppo offre poi servizi di ingegneria industriale e di ricerca per il settore petrolifero, dell'energia e dell'ambiente attraverso la controllata Sartec Srl.

ALLEGATO

Principali dati operativi e finanziari³ di Gruppo

Milioni di Euro	FY 2018	FY 2017	Var %	Q4/18	Q4/17	Var %
RICAVI	10.397	7.687	35%	1.436	2.029	-29%
EBITDA	323,7	504,3	-36%	(124,3)	201,2	-162%
EBITDA comparable	364,8	522,5	-30%	92,0	109,8	-16%
EBIT	144,8	325,8	-56%	(174,0)	186,4	-193%
EBIT comparable	189,5	344,0	-45%	46,0	95,0	-52%
RISULTATO NETTO	140,4	240,8	-42%	(13,7)	131,4	-110%
RISULTATO NETTO comparable	132,6	217,4	-39%	73,6	55,8	32%

Milioni di Euro	FY 2018	FY 2017	Q4/18	Q4/17
POSIZIONE FINANZIARIA NETTA	46	87	46	87
INVESTIMENTI IN IMMOBILIZZAZIONI	243	205	112	67

Commenti ai risultati di Gruppo per l'esercizio 2018

Nell'esercizio 2018 i ricavi del Gruppo sono stati pari a 10.397 milioni di Euro. La differenza rispetto ai 7.687 milioni di Euro realizzati nell'esercizio 2017 è riconducibile alle quotazioni petrolifere medie più elevate e alla crescente attività di compravendita di grezzi e prodotti petroliferi svolta dalla controllata Saras Trading SA. Più di preciso, nel 2018 le quotazioni della benzina hanno fatto segnare una media di 662 \$/ton (rispetto a 548 \$/ton nell'esercizio 2017) e le quotazioni del diesel sono state in media pari a 638 \$/ton (contro 491 \$/ton nell'esercizio 2017). Tali dinamiche hanno dato luogo a maggior ricavi per circa 2.240 milioni di Euro nel segmento Raffinazione e per circa 385 milioni di Euro nel segmento Marketing. Infine, i ricavi del segmento Generazione di Energia Elettrica sono risultati superiori di circa 100 milioni di Euro rispetto all'esercizio precedente anche grazie alla tariffa CIP6/92 più elevata, ai maggiori volumi realizzati ed alla buona performance operativa.

L'EBITDA reported di Gruppo nell'esercizio 2018 è stato pari a 323,7 milioni di Euro, in calo rispetto ai 504,3 milioni di Euro conseguiti nell'esercizio 2017. La differenza è quasi interamente ascrivibile al segmento Raffinazione che ha operato in un contesto di marginalità di mercato meno favorevole e ha realizzato volumi di raffinazione inferiori solo in parte compensati da una rivalutazione degli inventari. Tale risultato è stato penalizzato da poste non ricorrenti per oltre 60 milioni di Euro. Esse fanno principalmente riferimento ad accantonamenti (per circa EUR 22 milioni di Euro) relativi alle quote gratuite di allocazione della CO₂ spettanti agli Impianti Nord riferite al periodo 2015-17, per le quali è stata ripresentata formale richiesta nell'ottobre del 2018 a seguito della contestazione relativa all'iter precedentemente seguito, in attesa di approvazione da parte della Commissione Europea. Inoltre sono stati svalutati crediti (per un ammontare di 29 milioni di Euro) relativi al rimborso richiesto al GSE per certificati verdi acquistati nel periodo 2011-13 in relazione al mancato riconoscimento dell'impianto IGCC come cogenerativo, a seguito della sentenza del Consiglio di Stato del novembre 2018 che ha respinto in via definitiva il ricorso presentato da Sarlux.

Il Risultato Netto reported di Gruppo, pari a 140,4 milioni di Euro, è risultato in calo rispetto ai 240,8 milioni di Euro conseguiti nell'esercizio precedente essenzialmente per quanto illustrato a livello di EBITDA. Nel 2018 gli ammortamenti e accantonamenti (pari a 178,7 milioni di Euro) sono risultati sostanzialmente in linea con l'esercizio precedente. Gli oneri finanziari (pari a 16,5 milioni di Euro) sono invece risultati in leggero aumento principalmente in relazione alle maggiori

³ 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 ed a livello di Risultato Netto sono mantenuti con valorizzazione FIFO però, rispetto ai risultati reported, escludendo utili e perdite non realizzate su inventari derivanti dalle variazioni di scenario attraverso la valutazione delle rimanenze iniziali agli stessi valori unitari delle rimanenze finali. Inoltre sono classificati all'interno dei risultati operativi i differenziali realizzati e non realizzati sugli strumenti derivati su oil e cambi con finalità di copertura, che fanno riferimento ad operazioni che prevedono lo scambio di quantità fisiche e quindi sono connessi all'operatività industriale del Gruppo, benché non contabilizzati in hedge accounting secondo i principi contabili di riferimento. Sono esclusi, sia a livello operativo che di Risultato Netto comparable, gli strumenti derivati relativi ad operazioni fisiche non di competenza del periodo oltre che 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.

commissioni derivanti da volumi di attività superiori. Infine le altre poste finanziarie (che ricomprendono i differenziali realizzati e non realizzati sugli strumenti derivati, le differenze cambio nette e gli altri oneri e proventi finanziari) sono risultate positive per circa 57 milioni di Euro nel 2018 rispetto ad un contributo positivo per circa 18 milioni di Euro nell'esercizio precedente.

L'EBITDA comparabile di Gruppo si è attestato a 364,8 milioni di Euro nell'esercizio 2018, in calo rispetto ai 522,5 milioni di Euro conseguiti nell'esercizio 2017. Tale risultato è sostanzialmente riconducibile al segmento Raffinazione che ha operato in uno scenario di marginalità di mercato meno favorevole (in particolar modo a causa delle quotazioni del grezzo più elevate) e ha realizzato volumi inferiori, solo in parte compensato dai migliori risultati del segmento Marketing e della Generazione di energia elettrica. **Il Risultato Netto comparabile di Gruppo nel 2018 è stato pari a 132,6 milioni di Euro**, rispetto ai 217,4 milioni di Euro dell'esercizio precedente.

Infine, gli investimenti per l'anno 2018 sono stati pari a 243,0 milioni di Euro, principalmente dedicati al segmento Raffinazione (213,4 milioni di Euro).

Commenti ai risultati di Gruppo del quarto trimestre del 2018

Nel quarto trimestre del 2018 i ricavi del Gruppo sono stati pari a 1.436 milioni di Euro, in calo rispetto ai 2.029 milioni di Euro del quarto trimestre del 2017. Nel quarto trimestre del 2018 le quotazioni della benzina hanno fatto segnare una media di 597 \$/ton (rispetto a 586 \$/ton nel quarto trimestre del 2017) e le quotazioni del diesel sono state in media pari a 637 \$/ton (contro 549 \$/ton nel quarto trimestre del 2017). Il settore raffinazione ha realizzato minori ricavi per quasi 700 milioni di Euro ed il segmento Marketing ha realizzato maggiori ricavi per circa 70 milioni di Euro. Infine, i ricavi del segmento Generazione di Energia Elettrica sono risultati superiori di circa 35 milioni di Euro rispetto allo stesso periodo dell'esercizio precedente grazie alla tariffa CIP6/92 più elevata ed ai maggiori volumi prodotti.

L'EBITDA reported di Gruppo nel quarto trimestre del 2018 è stato pari a -124,3 milioni di Euro, rispetto ai 201,2 milioni di Euro realizzati nel medesimo trimestre del precedente esercizio. In particolare il repentino calo delle quotazioni petrolifere a fine anno ha avuto un impatto negativo sulle differenze inventariali tra inizio e fine periodo. Tale effetto al contrario aveva determinato un contributo positivo nello stesso periodo dell'esercizio precedente quando le quotazioni del grezzo e dei prodotti petroliferi avevano sperimentato una fase rialzista. Inoltre l'effetto positivo registrato dai derivati di copertura nel periodo (pari a 88,5 milioni di Euro) non è riflesso nell'EBITDA reported. Va infine segnalato che sul risultato hanno inciso poste non ricorrenti per oltre 40 milioni di Euro prevalentemente relative alla svalutazione di crediti relativi al rimborso richiesto al GSE per certificati verdi acquistati nel periodo 2011-13 in relazione al mancato riconoscimento dell'impianto IGCC come cogenerativo, a seguito della sentenza del Consiglio di Stato del novembre 2018 che ha respinto in via definitiva il ricorso presentato da Sarlux.

Il Risultato Netto reported che il Gruppo ha conseguito è risultato pari a -13,7 milioni di Euro nel quarto trimestre del 2018, rispetto ai 131,4 milioni di Euro realizzati nel quarto trimestre dell'esercizio 2017. Su tale risultato hanno inciso il minore EBITDA reported rispetto allo stesso periodo dell'esercizio precedente e maggiori ammortamenti e svalutazioni (49,7 milioni di Euro rispetto a 14,7 milioni di Euro nel quarto trimestre del 2017. Tale voce aveva beneficiato della revisione del piano di ammortamento dell'impianto IGCC che aveva avuto luogo nell'ultimo trimestre). I sopra citati effetti sono stati in parte compensati dalle poste finanziarie che, nel complesso, sono risultate positive per circa 143 milioni di Euro nel quarto trimestre del 2018, rispetto ai circa 15 milioni di Euro negativi nel quarto trimestre del 2017.

L'EBITDA comparabile di Gruppo si è attestato a 92,0 milioni di Euro nel quarto trimestre dell'esercizio 2018, in calo rispetto ai 109,8 milioni di Euro conseguiti nel medesimo trimestre del 2017, principalmente per effetto del segmento Raffinazione, che ha operato in uno scenario meno favorevole, e del segmento eolico (a causa della scadenza degli incentivi sul 90% della produzione) in parte compensati dall'ottima performance del segmento Marketing e della Generazione di energia elettrica. **Il Risultato Netto comparabile di Gruppo è stato pari a 73,6 milioni di Euro**, contro 55,8 milioni di Euro nel quarto trimestre dello scorso esercizio.

Gli investimenti nel quarto trimestre del 2018 sono stati complessivamente pari a 112,1 milioni di Euro, di cui 97,5 milioni di Euro dedicati al segmento Raffinazione. Da segnalare un'accelerazione rispetto alle previsioni, in particolar modo nell'ultimo trimestre, per poter usufruire dei benefici fiscali relativi al super-ammortamento in scadenza a fine anno.

Nelle tabelle successive vengono presentati i dettagli sul calcolo dell'EBITDA comparabile e del Risultato Netto comparabile per gli esercizi 2017 e 2018, e per il quarto trimestre degli esercizi 2017 e 2018.

EBITDA *comparable*

Milioni di Euro	FY 2018	FY 2017	Q4/18	Q4/17
EBITDA reported	323,7	504,3	(124,3)	201,2
Utili / (perdite) su inventari	(74,9)	(54,0)	85,7	(98,7)
Derivati di copertura e differenze cambio nette	55,5	52,1	88,5	10,3
Poste non ricorrenti	60,5	20,1	42,1	(3,0)
EBITDA comparable	364,8	522,5	92,0	109,8

Le poste non ricorrenti, del 2017, fanno riferimento ad un accantonamento prudenzialmente effettuato in merito alla contestazione da parte del GSE su titoli di efficienza energetica (TEE) assegnati e da assegnare alla controllata Sarlux (per circa 23 milioni di Euro) e alle plusvalenze realizzate sulla vendita di TEE (pari a 9,5 milioni di Euro).

Nell'esercizio 2018 le poste non ricorrenti fanno sostanzialmente riferimento ad accantonamenti (per circa 22 milioni di Euro) relativi alle quote gratuite di allocazione della CO₂ spettanti agli Impianti Nord relative al periodo 2015-17, per le quali è stata ripresentata formale richiesta nell'ottobre del 2018 a seguito della contestazione relativa all'iter precedentemente seguito successivamente all'acquisizione del ramo d'azienda da Versalis. Tale richiesta è stata recepita in sede nazionale ed è attualmente al vaglio della Commissione Europea.

Inoltre, nel quarto trimestre, sono stati svalutati crediti (per un ammontare di 29 milioni di Euro) relativi al rimborso richiesto al GSE per certificati verdi acquistati nel periodo 2011-13 in relazione al mancato riconoscimento dell'impianto IGCC come cogenerativo, a seguito della sentenza del Consiglio di Stato del novembre 2018 che, con riferimento all'anno 2012 e per la Delibera AEEG 42/02, ha respinto in via definitiva il ricorso presentato da Sarlux.

Si ricorda infine che nel 2018, grazie alle assegnazioni definitive di titoli di efficienza energetica ricevuti dal GSE, le plusvalenze realizzate sulle cessioni degli stessi titoli (pari a 18 milioni di Euro), sono state considerate ricorrenti, e pertanto, diversamente dal periodo precedente, concorrono alla determinazione dei risultati Comparable, essendo ormai parte della normale gestione dell'attività industriale.

Risultato Netto *comparable*

Milioni di Euro	FY 2018	FY 2017	Q4/18	Q4/17
RISULTATO NETTO reported	140,4	240,8	(13,7)	131,4
Utili e (perdite) su inventari al netto delle imposte	(54,0)	(39,0)	61,8	(71,2)
Derivati relativi ad operazioni non di competenza del periodo	(2,9)	0,7	(3,9)	0,5
Poste non ricorrenti al netto delle imposte	49,1	14,7	29,4	(5,1)
RISULTATO NETTO Comparable	132,6	217,4	73,6	55,8

Nel 2017, le poste non ricorrenti al netto delle imposte fanno riferimento all'accantonamento per interessi su forniture passate richieste da una controparte, oltre ai sopra citati accantonamenti per i rischi connessi ai TEE e alle plusvalenze realizzate sulla vendita di TEE.

Nel 2018 le poste non ricorrenti fanno sostanzialmente riferimento ai sopra citati accantonamenti e svalutazioni al netto delle imposte e a interessi di mora corrisposti in seguito alla definizione di un contenzioso relativo a tasse portuali passate.

Posizione Finanziaria Netta

La Posizione Finanziaria Netta al 31 dicembre 2018 è risultata positiva per 46 milioni di Euro, rispetto alla posizione positiva per 87 milioni di Euro al 31 dicembre 2017. La generazione di cassa proveniente dalla gestione operativa è stata assorbita dagli investimenti effettuati e dal pagamento delle imposte e del dividendo nel maggio 2018.

Milioni di Euro	31-dic-18	31-dic-17
Finanziamenti bancari a medio e lungo termine	(49)	(59)
Prestiti obbligazionari a medio e lungo termine	(199)	(198)
Altre passività finanziarie a medio e lungo termine	(8)	0
Altre attività finanziarie a medio e lungo termine	4	8
Posizione finanziaria netta a medio e lungo termine	(252)	(249)
Finanziamenti bancari correnti	0	(0)
Debiti verso banche per c/c passivi	(17)	(4)
Altre passività finanziarie a breve termine	(63)	(125)
Fair value derivati e differenziali netti realizzati	66	2
Altre attività finanziarie	39	43
Disponibilità liquide ed equivalenti	273	422
Posizione finanziaria netta a breve termine	298	337
Totale Posizione Finanziaria Netta	46	87

Mercato petrolifero e margini di raffinazione

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.

Valori medi ⁽¹⁾	Q1/18	Q2/18	Q3/18	Q4/18	FY 2018
Prezzi e differenziali Grezzo (\$/bl)					
Brent Datato (FOB Med)	66,8	74,4	75,2	68,8	71,3
Urals (CIF Med)	65,2	72,8	74,4	68,5	70,2
Differenziale "heavy-light"	-1,6	-1,6	-0,8	-0,3	-1,1
Crack spreads prodotti (\$/bl)					
Crack spread ULSD	12,1	13,7	13,4	16,6	14,2
Crack spread Benzina	8,7	10,3	9,7	2,7	8,0
Margine di riferimento (\$/bl)					
EMC Benchmark	+1,7	+2,2	+2,4	+1,6	+2,0

(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:

Il primo trimestre del 2018 si è aperto con le quotazioni del grezzo a circa 67 \$/bl. È proseguita la fase di rafforzamento iniziata negli ultimi mesi del 2017 dovuta ad una serie di fattori concomitanti tra cui l'accordo per l'estensione dei tagli produttivi raggiunto a Vienna a fine Novembre da parte dei produttori OPEC e di altri importanti produttori (Russia in primis), la flessione delle scorte a livello globale, alcune tensioni geopolitiche ed infine la crescita della domanda. Il Brent è arrivato a superare quota 70 \$/bl per poi indebolirsi a partire da metà di febbraio prevalentemente a causa dei continui incrementi produttivi negli USA (tight oil) oltre che in Canada e Brasile. Il trimestre si è chiuso a 67,3 \$/bl, facendo segnare una media pari a 66,8 \$/bl, in aumento di oltre 13 \$/bl rispetto alla media del medesimo trimestre dello scorso esercizio.

Nel secondo trimestre del 2018 la riduzione della produzione dei paesi OPEC e della Russia ha raggiunto livelli record (circa il 50% in più rispetto ai tagli concordati di 1,7 mbl/g) per effetto delle tensioni geopolitiche in Nigeria e Libia e delle riduzioni involontarie di Venezuela e Messico, che sono state solo in parte compensate dagli incrementi produttivi di Stati Uniti, Canada, Brasile e Kazakhstan. Le quotazioni del Brent hanno ripreso ad aumentare sino a oltre 80 \$/bl a metà maggio, il livello più elevato raggiunto dal 2014, anche a causa dell'uscita degli Stati Uniti dall'accordo sul nucleare con l'Iran. La possibile risposta di incremento di volumi immessi sul mercato da parte dei Paesi OPEC e non-OPEC, che ha trovato riscontro nel meeting di Vienna del 22 giugno durante il quale è stato deciso di aumentare la produzione di circa 1 mbl/g, ha pesato sulle quotazioni del grezzo. Il trimestre si è chiuso a 77,9 \$/bl e la media è risultata pari a 74,4 \$/bl.

I prezzi del Brent hanno seguito un andamento ribassista in luglio e agosto. Gli incrementi nella produzione da parte dell'Arabia Saudita, della Russia e dell'export statunitense hanno contribuito ad alleviare i timori del mercato e mantenuto i prezzi al consumatore finale stabili durante la driving season. A partire dalla seconda metà di agosto le quotazioni del Brent sono nuovamente salite sulla scia di una serie di fattori: il continuo declino della produzione venezuelana, l'avvicinarsi della data del 4 Novembre di applicazione delle sanzioni degli Stati Uniti contro l'Iran e, infine, crescenti preoccupazione con riferimento alla limitata spare capacity di grezzo a livello globale. Il terzo trimestre si è chiuso a 83,7 \$/bl e la media è risultata pari a 75,2 \$/bl.

Dopo aver aperto l'ultimo trimestre sui valori massimi degli ultimi 4 anni (oltre 85 \$/bl) le quotazioni del Brent sono rapidamente diminuite a partire da metà ottobre, per chiudere il trimestre a circa 50 \$/bl. Diversi fattori alla base di tale drastica e repentina flessione, tra i quali in particolare il rallentamento dei consumi (in parte dovuto agli elevati livelli di prezzo raggiunti) in un contesto di crescita economica incerta, le tensioni commerciali tra USA e Cina e l'eccesso di offerta di grezzo sul mercato nonostante la flessione delle esportazioni da parte dell'Iran (a causa dell'embargo stabilito dagli Stati Uniti) grazie soprattutto ad una crescita superiore alle attese della produzione statunitense. La media del quarto trimestre è stata pari a 68,8 \$/bl.

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

Il primo trimestre del 2018 ha visto proseguire l'implementazione dei tagli produttivi annunciati che si sono andati a concentrare sulle tipologie di grezzi più scontati e quindi su quelli "heavy-sour". Tuttavia il differenziale "Ural" vs. "Brent" ha fatto segnare una media di -1,6 \$/bl, ampliandosi sino a raggiungere -3\$/bl a inizio marzo. Su tale dinamica hanno inciso in particolar modo la riduzione della domanda conseguente alle fermate per manutenzione programmata delle raffinerie russe ed asiatiche e la maggior concorrenza di grezzi alternativi (principalmente iracheni).

Nel mese di aprile il differenziale "Ural" vs. "Brent" si è progressivamente allargato sino a giungere a circa -3,5 \$/bl, il livello più alto dall'aprile del 2012. L'elevato livello raggiunto dallo sconto ha supportato le esportazioni verso l'Asia. Tale dinamica, in concomitanza con la fine del periodo di manutenzione programmata e con i timori di minori disponibilità di grezzi pesanti dall'Iran, ha fortemente ridotto il differenziale sino a portarlo in parità con il Brent nei primi giorni di giugno. La media del trimestre è risultata pari a -1,6 \$/bl.

Nella seconda metà di luglio il differenziale Ural” vs. “Brent” si è progressivamente allargato sino a giungere a circa -2,0 \$/bl, principalmente a causa degli incrementi produttivi da parte della Russia. Successivamente l’Ural si è rafforzato rispetto al Brent sino ad avvicinarsi nuovamente alla parità nei primi giorni di settembre sulla scia della forte domanda da parte delle raffinerie cinesi. La media del trimestre è stata pari a -0,8 \$/bl.

A partire da inizio novembre l’Ural si è portato a premio sul Brent sino a raggiungere valori puntuali di circa +1 \$/bl negli ultimi giorni dell’anno. La flessione delle esportazioni di grezzo iraniano e venezuelano ha influenzato l’intero paniere dei grezzi *heavy-sour* i cui sconti si sono ridotti notevolmente. A questo si sono aggiunti forti ritardi nel transito delle petroliere attraverso il Bosforo e lo stretto dei Dardanelli. La media del differenziale “*heavy-light*” nel quarto trimestre è risultata pari a -0,3 \$/bl.

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

A gennaio e febbraio 2018 il crack spread della benzina è risultato piuttosto debole a causa dell’accumulo di prodotto causato, tra l’altro, dall’incremento delle lavorazioni richiesto dall’ondata di freddo che ha colpito l’emisfero Nord, e dall’ascesa del prezzo del grezzo in un momento stagionalmente basso per quanto concerne la domanda. A partire dalla seconda metà di marzo si segnala un marcato recupero in concomitanza con il passaggio alle specifiche estive, per chiudere il trimestre oltre gli 11 \$/bl. La media del crack spread della benzina è stata pari a 8,7 \$/bl nel primo trimestre del 2018.

In aprile il crack spread della benzina si è nuovamente indebolito a causa di una crescita della domanda inferiore alle attese, dovuta in larga parte ai prezzi al dettaglio più elevati, e ai livelli di produzione molto sostenuti soprattutto ad opera delle raffinerie statunitensi. Queste ultime in particolare, a causa dell’utilizzo di qualità di grezzi molto leggeri, hanno massimizzato le rese di benzina. Nel mese di maggio il crack spread della benzina ha trovato supporto nell’incremento stagionale della domanda, tuttavia i fattori sopra citati ed i livelli inventariali elevati lo hanno mantenuto su livelli più bassi rispetto agli ultimi anni. La media nel secondo trimestre del 2018 è stata pari a 10,3 \$/bl.

Il crack spread della benzina si è rafforzato nei mesi estivi sino a raggiungere il massimo annuale nei primi giorni di agosto (13,6 \$/bl il 3 di agosto). Tale miglioramento è stato determinato dalla crescita stagionale della domanda che ha consentito alle raffinerie europee di esportare volumi significativi verso gli Stati Uniti anche in ragione dei problemi logistici che hanno limitato le forniture locali. Sul fronte dell’offerta non hanno avuto luogo fenomeni climatici di rilievo (rispetto allo stesso periodo dell’anno precedente durante il quale i margini erano stati supportati dalla fermata del 20% circa della capacità di raffinazione statunitense a causa dell’uragano che si era abbattuto sulle coste del Golfo del Messico), mentre hanno avuto luogo alcune fermate non programmate di raffinerie in Germania e Brasile. A partire dalla fine di agosto il forte incremento del prezzo del grezzo, in concomitanza con rallentamento della domanda stagionale, ha penalizzato il crack spread della benzina che ha chiuso il trimestre a 6 \$/bl. La media nel terzo trimestre del 2018 è stata pari a 9,7 \$/bl.

La flessione del crack spread della benzina è proseguita anche nel quarto trimestre, raggiungendo i livelli minimi degli ultimi 4 anni. Tale andamento deriva dal calo stagionale dei consumi, cui si è aggiunta un’offerta abbondante del prodotto e scarse opportunità di esportazione. La media trimestrale del crack spread della benzina è stata pari a 2,7 \$/bl.

Passando infine ai distillati medi, nel primo trimestre dell’esercizio 2018 il crack spread del diesel si è mantenuto piuttosto stabile e su livelli soddisfacenti beneficiando della robusta domanda stagionale di gasolio da riscaldamento, grazie a temperature invernali rigide soprattutto negli Stati Uniti e di una minor offerta da parte delle raffinerie in America Latina a causa di manutenzioni programmate e non-programmate. La media del crack spread del diesel è stata quindi pari a 12,1 \$/bl nel primo trimestre del 2018.

Anche nel secondo trimestre la domanda di diesel è stata sostenuta e superiore a quella della benzina grazie alla robusta crescita economica globale. Questo unitamente a livelli di stoccaggio piuttosto bassi ed alla forte domanda di jet fuel ha sostenuto il crack spread del diesel su livelli stagionalmente elevati, facendo segnare una media di 13,7 \$/bl nel secondo trimestre.

Nei mesi estivi il diesel ha seguito un andamento analogo a quello della benzina ed i crack spread si sono rafforzati sino ad agosto. La domanda ha continuato ad essere sostenuta grazie alla crescita economica globale e alla forte domanda statunitense trainata dall’intensa attività di esplorazione nel bacino del Permian. Il rapido incremento del prezzo del grezzo a settembre ha ridotto il crack spread del diesel ma in misura inferiore rispetto alla benzina ed esso ha ripreso a salire verso fine settembre in concomitanza con il periodo di manutenzione autunnale a livello globale. La media del crack spread del diesel è stata quindi pari a 14,4 \$/bl nel terzo trimestre del 2018.

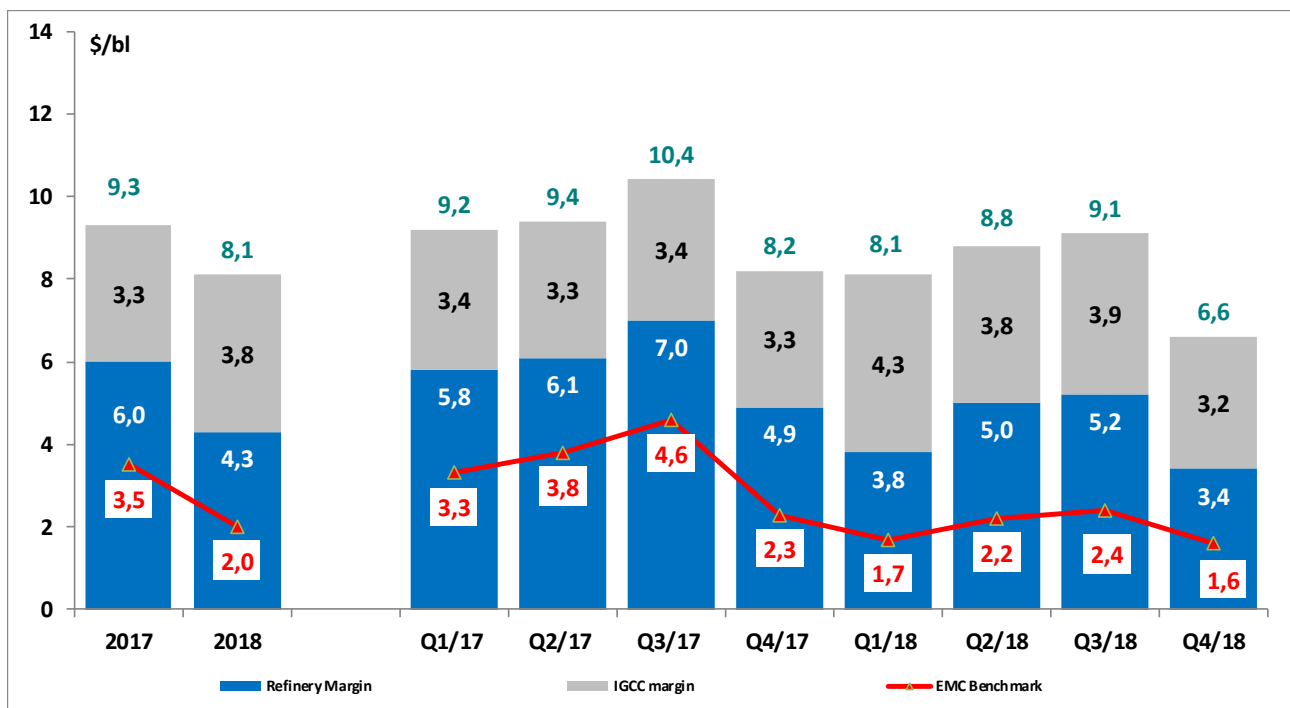
Infine, nell’ultimo trimestre del 2018 il crack spread del diesel è rimasto su valori elevati, raggiungendo i livelli massimi degli ultimi 4 anni. Il mercato è stato supportato dalla robusta domanda di diesel per il trasporto su gomma e dall’aumento stagionale della domanda di gasolio per riscaldamento (oltre a quello per usi industriali). Al contempo le importazioni da Stati Uniti, Medio Oriente e Russia sono calate durante il ciclo di manutenzione autunnale delle raffinerie. La media del quarto trimestre del 2018 è risultata pari a 16,6 \$/bl.

Margine di Raffinazione:

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

Il margine di riferimento (chiamato "EMC Benchmark") nel 2018 si è attestato su una media di 2,0 \$/bl. In dettaglio nel primo trimestre il margine medio è risultato pari a 1,7 \$/bl a causa di un indebolimento stagionale dei crack della benzina oltre che dell'olio combustibile e della rapida ascesa del prezzo del Brent. Nel secondo trimestre il miglioramento dei crack spread della benzina e del diesel hanno condotto ad un EMC medio di 2,2 \$/bl. Tale benchmark si è ulteriormente rafforzato nel terzo trimestre, facendo segnare una media di 2,4 \$/bl, grazie al miglioramento generale dei crack spread durante i mesi estivi. Nel mese di ottobre il benchmark è stato penalizzato dalle quotazioni del grezzo elevate e della debolezza del crack spread della benzina, mentre a novembre esso ha tratto beneficio dalla flessione del grezzo cui non ha fatto seguito un altrettanto rapido calo dei prodotti, per poi normalizzarsi a dicembre. La media dell'ultimo trimestre è stata pari a 1,6 \$/bl.

La raffineria del Gruppo Saras, grazie alle caratteristiche di elevata flessibilità e complessità dei propri impianti, riesce a conseguire un margine di raffinazione superiore al margine EMC Benchmark. Peraltro, la variabilità del premio del margine Saras al di sopra dell'EMC Benchmark, è funzione principalmente delle specifiche condizioni di mercato, oltre che dell'andamento delle operazioni industriali e commerciali durante ciascun singolo trimestre.



Margine di Raffinazione: (*comparable* EBITDA Raffinazione + Costi Fissi) / Lavorazione di Raffineria nel periodo

Margine IGCC: (EBITDA Generazione di Energia Elettrica + Costi Fissi) / Lavorazione di Raffineria nel periodo

EMC benchmark: margine calcolato da EMC (Energy Market Consultants) basato su lavorazione 50% Urals e 50% Brent

Analisi dei Segmenti

Per esporre in maniera coerente l'andamento delle attività del Gruppo, le informazioni delle singole società sono ricondotte ai segmenti di business individuati nei Bilanci degli esercizi precedenti, includendo anche la valorizzazione dei servizi intersettoriali venuti meno a seguito di operazioni societarie straordinarie, alle medesime condizioni previste nei contratti previgenti.

Raffinazione

Il Gruppo Saras è attivo nel settore della Raffinazione mediante la raffineria di Sarroch, che è una delle più grandi del Mediterraneo per capacità produttiva (15 milioni di tonnellate/anno), ed anche in termini di complessità degli impianti si posiziona tra le migliori in Europa. La sua ubicazione sulla costa a Sud-Ovest di Cagliari le conferisce una posizione strategica al centro del Mediterraneo, ed assicura prossimità sia con vari paesi fornitori di grezzo che con i principali mercati di consumo dei prodotti raffinati. Di seguito si riportano i principali dati operativi e finanziari.

Milioni di Euro	FY 2018	FY 2017	Var %	Q4/18	Q4/17	Var %
EBITDA	142,6	276,9	-49%	(140,2)	145,3	-196%
EBITDA <i>comparable</i>	104,6	282,2	-63%	24,2	45,8	-47%
EBIT	26,6	160,3	-83%	(173,8)	113,3	-253%
EBIT <i>comparable</i>	(7,8)	165,6	-105%	(5,8)	13,8	-142%
INVESTIMENTI IN IMMOBILIZZAZIONI	213,4	186,1		97,5	63,0	

Margini e lavorazione

		FY 2018	FY 2017	Var %	Q4/18	Q4/17	Var %
LAVORAZIONE DI RAFFINERIA	migliaia di tons	13.512	14.060	-4%	3.631	3.536	3%
	milioni di barili	98,6	102,6	-4%	26,5	25,8	3%
	migliaia barili/giorno	270	281	-4%	288	281	3%
CARICHE COMPLEMENTARI	migliaia di tons	1.319	1.291	2%	355	263	35%
TASSO DI CAMBIO	EUR/USD	1,1810	1,1297	5%	1,141	1,177	-3%
MARGINE BENCHMARK EMC	\$/bl	2,0	3,5		1,6	2,3	
MARGINE RAFFINAZIONE SARAS	\$/bl	4,3	6,0		3,4	4,9	

Commento ai risultati dell'esercizio 2018

La lavorazione di grezzo in raffineria nell'esercizio 2018 è stata pari a 13,51 milioni di tonnellate (98,6 milioni di barili, corrispondenti a 270 mila barili/giorno), in calo del 4% rispetto all'esercizio 2017 a causa di prestazioni operative inferiori alle attese (in particolare nel secondo trimestre) e degli effetti dell'incendio avvenuto nella notte del 18 settembre, che ha interessato un'area di servizio afferente alle unità di distillazione che sono state temporaneamente fermate. La lavorazione di cariche complementari è stata pari a 1,32 milioni di tonnellate, sostanzialmente in linea con il 2017.

L'EBITDA *comparable* è stato pari a 104,6 milioni di Euro nell'esercizio 2018, con un margine di raffinazione Saras pari a +4,3 \$/bl. Ciò si confronta con un EBITDA *comparable* di 282,2 milioni di Euro ed un margine di raffinazione Saras pari a +6,0 \$/bl nell'esercizio precedente. Come sempre, il confronto tra i due periodi deve tenere in considerazione sia le condizioni di mercato, che le prestazioni specifiche del Gruppo Saras, sia dal punto di vista operativo che della gestione commerciale.

Più nel dettaglio, da un punto di vista delle condizioni di mercato, nel 2018 le quotazioni del greggio più elevate ed altri fenomeni legati allo scenario (ivi incluso anche l'incremento del costo relativo a "consumi e perdite") hanno portato una penalizzazione di circa 200 milioni di Euro rispetto all'esercizio 2017. L'indebolimento del *crack spread* della benzina è stato invece controbilanciato dal rafforzamento del *crack spread* del diesel, con un effetto netto sul valore della produzione

positivo per circa 40 milioni di Euro rispetto all'esercizio 2017. Infine l'effetto del tasso di cambio Euro/Dollaro USA (1,1810 Dollari USA per 1 Euro nel 2018 contro 1,1297 nel 2017) ha ridotto il valore della produzione di circa 20 milioni di Euro.

Dal punto di vista delle prestazioni operative, nel 2018 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 condotto ad un EBITDA inferiore di circa 5 milioni di Euro rispetto al 2017 prevalentemente per la disponibilità di un mix di grezzi meno vantaggioso anche a causa dell'embargo sui grezzi iraniani e la discontinuità degli approvvigionamenti dalla Libia.

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 ed il fuel gas) ha invece prodotto un EBITDA superiore di circa 5 milioni di Euro rispetto al 2017.

L'andamento della gestione 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) ha contribuito positivamente al risultato del periodo con un EBITDA superiore di circa 30 milioni di Euro rispetto allo stesso periodo dello scorso esercizio grazie all'attività di trading.

Infine i risultati del periodo sono stati influenzati dai maggiori costi variabili dovuti allo scenario (in particolare il maggior prezzo unitario dell'elettricità, della CO₂ e dell'idrogeno).

Gli investimenti effettuati nell'esercizio 2018 sono stati pari a 213,4 milioni di Euro.

Commenti ai risultati del quarto trimestre del 2018

La lavorazione di grezzo presso la raffineria di Sarroch nel quarto trimestre del 2018 è stata pari a 3,63 milioni di tonnellate (26,5 milioni di barili, corrispondenti a 288 mila barili/giorno), in crescita del 3% rispetto allo stesso trimestre dell'esercizio 2017. A questa si aggiunge la lavorazione di cariche complementari al grezzo per ulteriori 0,36 milioni di tonnellate (in crescita del rispetto al quarto trimestre del 2017). Le maggiori lavorazioni sono legate ad un programma di manutenzione programmata più leggero rispetto allo stesso trimestre dell'anno precedente e ad una miglior performance produttiva.

L'EBITDA *comparable* nel quarto trimestre del 2018 è stato pari a 24,2 milioni di Euro, con il corrispondente margine di raffinazione Saras pari a +3,4 \$/bl. Ciò si confronta con un EBITDA *comparable* di 45,8 milioni di Euro ed un margine di raffinazione Saras pari a +4,9 \$/bl, nel quarto trimestre dell'esercizio 2017.

Lo scenario di riferimento, nel quarto trimestre del 2018 è risultato meno favorevole rispetto allo stesso periodo dell'anno precedente. In particolare la quotazione del grezzo è risultata superiore in media rispetto al quarto trimestre del 2017 e il crack spread della benzina è stato inferiore. Tale andamento è stato solo in parte controbilanciato dal più elevato crack spread del diesel e dal rafforzamento del Dollaro statunitense rispetto all'Euro.

Inoltre i più elevati prezzi unitari dell'elettricità, della CO₂ e dell'idrogeno ed i maggiori consumi di catalizzatori hanno fatto incrementare i costi variabili, mentre i costi fissi sono solo calati marginalmente.

Da evidenziare una soddisfacente performance industriale. La programmazione della produzione infatti ha realizzato nel quarto trimestre del 2018 un EBITDA superiore di circa 5 milioni di Euro rispetto al medesimo trimestre dell'esercizio precedente nonostante le disottimizzazioni dovute alle conseguenze dell'incendio avvenuto a settembre.

Anche l'esecuzione delle attività produttive ha dato luogo ad un EBITDA superiore di circa 5 milioni di Euro rispetto a quello realizzato nel quarto trimestre del 2017 grazie alla miglior performance produttiva.

Infine la gestione commerciale ha prodotto un EBITDA superiore di circa 15 milioni di Euro rispetto allo stesso periodo dello scorso esercizio grazie prevalentemente al trading.

Gli investimenti effettuati nel quarto trimestre del 2018 sono stati pari a 97,5 milioni di Euro.

Grezzi lavorati e rese di prodotti finiti

Il mix dei grezzi che la raffineria di Sarroch ha lavorato nel corso del 2018 ha una densità media di 33,7°API, e risulta dunque in linea rispetto alla densità media registrata nel 2017. Analizzando poi in maggior dettaglio le classi di grezzi utilizzati, si nota un lieve incremento nella percentuale di lavorazione di quelli leggeri a bassissimo tenore di zolfo (*“light extra sweet”*). Si sono invece ridotti i grezzi medi ad alto contenuto di zolfo (i cosiddetti *“medium sour”*) a fronte di un incremento di quelli pesanti sia a basso che ad alto contenuto di zolfo (*“Heavy sour/sweet”*). Tale mix di lavorazione è dovuto in parte alle contingenti situazioni di assetto degli impianti (dovute al ciclo di fermate programmate) e a scelte di natura economica e commerciale riconducibili alle condizioni di offerta sul mercato.

		FY 2018	FY 2017	Q4/18
Light extra sweet		37%	36%	37%
Light sweet		12%	12%	11%
Medium sweet/extra sweet		0%	0%	0%
Medium sour		34%	37%	34%
Heavy sour/sweet		17%	15%	18%
Densità media del grezzo	°API	33,7	33,7	33,8

Volgendo l'analisi alle rese di prodotti finiti, si può riscontrare che nell'esercizio 2018 le rese in distillati leggeri (27,9%) ed in distillati medi (51,0%) sono risultate in lieve crescita rispetto a quelle registrate nel 2017. Infine ad una minor resa in olio combustibile (5,1%) si è contrapposta una maggior resa in TAR (7,7%) rispetto all'esercizio precedente. Tali variazioni sono principalmente riconducibili al differente ciclo di manutenzioni nei due periodi esaminati e a scelte di natura commerciale.

		FY 2018	FY 2017	Q4/18
GPL	migliaia di tons	291	318	66
	resa (%)	2,0%	2,1%	1,7%
NAPHTHA + BENZINE	migliaia di tons	4.132	4.152	1.059
	resa (%)	27,9%	27,0%	26,6%
DISTILLATI MEDI	migliaia di tons	7.558	7.742	2.095
	resa (%)	51,0%	50,4%	52,6%
OLIO COMBUSTIBILE & ALTRO	migliaia di tons	755	1.077	198
	resa (%)	5,1%	7,0%	5,0%
TAR	migliaia di tons	1.141	1.085	323
	resa (%)	7,7%	7,1%	8,1%

Nota: Il complemento a 100% della produzione è costituito dai “Consumi e Perdite”.

Marketing

Il Gruppo Saras svolge le proprie attività di Marketing in Italia ed in Spagna, direttamente ed attraverso le proprie controllate, prevalentemente nel canale extra-rete. Di seguito si riportano i principali dati operativi e finanziari.

Milioni di Euro	FY 2018	FY 2017	Var %	Q4/18	Q4/17	Var %
EBITDA	24,3	13,9	75%	4,4	1,8	144%
EBITDA comparable	24,1	15,2	58%	8,1	3,3	145%
EBIT	19,0	8,4	125%	3,2	0,4	700%
EBIT comparable	18,8	9,7	93%	6,9	1,9	263%
INVESTIMENTI IN IMMOBILIZZAZIONI	1,3	0,9		(0,2)	0,3	

Vendite

		FY 2018	FY 2017	Var %	Q4/18	Q4/17	Var %
VENDITE TOTALI	migliaia di tons	3.682	3.653	1%	919	932	-1%
di cui: in Italia	migliaia di tons	2.119	2.169	-2%	526	534	-1%
di cui: in Spagna	migliaia di tons	1.564	1.484	5%	393	399	-1%

Commento ai risultati dell'esercizio 2018

Secondo i dati rilevati da UP, i consumi petroliferi totali si sono attestati a circa 60,8 milioni di tonnellate nel 2018, in crescita del 2,0% rispetto all'anno precedente a parità di perimetro sul mercato italiano, che rappresenta il principale canale extra rete del Gruppo Saras. Tale dinamica è il risultato di una flessione registrata dai consumi di benzina (-2%) e di una domanda di gasolio in crescita dell'1%. I consumi complessivi di carburanti (benzina + gasolio) pari a circa 31,4 milioni di tonnellate sono rimasti sostanzialmente stabili. Da segnalare il trend in continua crescita del carboturbo (jet fuel) e dei bitumi che hanno sostenuto la domanda complessiva. Nel 2018, le nuove immatricolazioni sono risultate in calo del 3% circa, con quelle diesel che rappresentano il 51,2% del totale (rispetto al 56,5% nel 2017). Le auto alimentate a GPL hanno coperto il 6,5% delle nuove immatricolazioni, le ibride il 4,5%, quelle a metano il 2% e le elettriche lo 0,3%.

Nel mercato spagnolo, i dati preliminari compilati da CORES mostrano consumi in crescita complessivamente di oltre il 3% rispetto all'esercizio 2017. Più in dettaglio, i consumi di gasolio totali sono risultati in crescita del 2,2%, quelli di benzina del 4,9%, quelli di kerosene del 4,3% ed infine quelli di olio combustibile del 2,6%.

Da un punto di vista operativo, il Gruppo ha mantenuto i propri volumi di vendita sostanzialmente stabili a fronte di un calo del 2% in Italia e un incremento del 5% in Spagna rispetto al 2017. **L'EBITDA comparable del segmento Marketing è risultato pari a 24,1 milioni di Euro**, in crescita rispetto agli 15,2 milioni di Euro del 2017, prevalentemente grazie a migliori margini realizzati sul mercato extra rete in Italia.

Infine, gli investimenti sono stati pari a 1,3 milioni di Euro nell'esercizio 2018.

Commenti ai risultati del quarto trimestre del 2018

Secondo i dati rilevati da UP e da Cores, i consumi petroliferi totali nel quarto trimestre del 2018 sono risultati in crescita del 4,0% sia sul mercato italiano che su quello spagnolo.

Il Gruppo Saras ha mantenuto sostanzialmente stabili i volumi di vendita.

L'EBITDA comparable del segmento è stato pari a 8,1 milioni di Euro, rispetto ai 3,3 milioni di Euro realizzati nel quarto trimestre del 2017 per margini superiori sul mercato extra rete in Italia e Spagna.

Si segnala che a novembre la controllata spagnola Saras Energia ha firmato un accordo finalizzato alla cessione del business costituito dalla rete di stazioni di servizio locate in Spagna. Pertanto gli asset sono stati allocati tra le attività non correnti destinate alla dismissione per un corrispettivo pari a 35 milioni di Euro oltre al valore del circolante che verrà trasferito al momento del closing (soggetto comunque al verificarsi di alcune condizioni sospensive e previsto entro la prima metà del 2019).

Generazione di Energia Elettrica

Di seguito i principali dati operativi e finanziari del segmento Generazione di Energia Elettrica, che si avvale di un impianto IGCC (gasificazione a ciclo combinato) con una capacità installata di 575MW, perfettamente integrato con la raffineria del Gruppo ed ubicato all'interno dello stesso complesso industriale di Sarroch (Sardegna).

Milioni di Euro	FY 2018	FY 2017	Var %	Q4/18	Q4/17	Var %
EBITDA	146,4	185,1	-21%	10,6	41,7	-75%
EBITDA comparable	220,2	196,6	12%	53,3	48,3	10%
EBIT	94,1	134,0	-30%	(2,9)	61,8	-105%
EBIT comparable	167,9	145,5	15%	39,8	68,4	-42%
EBITDA ITALIAN GAAP	67,7	97,7	-31%	(3,1)	32,5	-109%
EBIT ITALIAN GAAP	49,1	80,4	-39%	(8,1)	61,0	-113%
INVESTIMENTI IN IMMOBILIZZAZIONI	20,7	16,6		7,9	2,8	

Altre informazioni

		FY 2018	FY 2017	Var %	Q4/18	Q4/17	Var %
PRODUZIONE ENERGIA ELETTRICA	MWh/1000	4.363	4.085	7%	1.218	1.127	8%
TARIFFA ELETTRICA	Eurocent/KWh	9,7	8,7	11%	9,7	8,7	11%
MERGINE IGCC	\$/bl	3,8	3,3	15%	3,2	3,3	-3%

Commento ai risultati dell'esercizio 2018

Nel 2018 il segmento Generazione di Energia Elettrica ha svolto il programma manutentivo su due treni di "Gasificatore – Turbina a ciclo combinato" ed una "linea di lavaggio gas". L'attività programmata su un treno di "Gasificatore – Turbina a ciclo combinato" a cavallo tra il terzo ed il quarto trimestre è stata posticipata all'esercizio corrente. **La produzione di energia elettrica è stata risultata pari a 4,36 TWh** in crescita del 7% rispetto allo scorso esercizio. Da un punto di vista operativo, il segmento Generazione di Energia Elettrica ha beneficiato di un programma manutentivo meno oneroso e di una miglior performance operativa.

L'EBITDA comparable è stato pari a 220,2 milioni di Euro, in crescita del 12% rispetto ai 196,6 milioni di Euro conseguiti nel 2017. Tale differenza è dovuta sia ai minori costi fissi grazie al ciclo di manutenzione effettuato più leggero sia all'incremento di valore della tariffa CIP6/92 (+11%) che hanno più che compensato i maggiori costi della materia prima (TAR). Le vendite di vapore ed idrogeno (non soggette alla procedura di linearizzazione) sono risultate superiori di oltre 11 milioni di Euro rispetto all'esercizio 2017. Si segnala che la differenza tra l'EBITDA *comparable* e quello *reported* è imputabile al risultato dei derivati di copertura delle quote CO₂ e alla svalutazione, nel quarto trimestre, dei crediti relativi a rimborsi attesi per certificati verdi riferiti ad esercizi precedenti.

Passando all'analisi dell'EBITDA calcolato secondo i principi contabili Italiani, esso è stato pari a 67,7 milioni di Euro nell'esercizio 2018, in calo rispetto ai 97,7 milioni di Euro conseguiti nell'esercizio 2017. La maggior produzione di energia elettrica (+7%), l'incremento della tariffa CIP6/92 (+11%) e i minori costi fissi sono stati più che bilanciati dal maggior costo di acquisto della materia prima (TAR) e della CO₂. Tale voce, in particolare, è stata compensata dal risultato dei sopra citati derivati di copertura della CO₂, registrati tra i proventi finanziari e pari a circa 46 milioni di Euro. Sul risultato ha inoltre inciso la svalutazione di crediti relativi a rimborsi attesi per certificati verdi riferiti ad esercizi precedenti per circa 29 milioni di Euro.

Gli investimenti sono stati pari a 20,7 milioni di Euro.

Commento ai risultati del quarto trimestre del 2018

Nel quarto trimestre del 2018, l'impianto IGCC ha potuto marciare a pieno regime in assenza di interventi di manutenzione in quanto il programma manutentivo relativo ad un treno di "Gasificatore – Turbina a ciclo combinato" previsto a cavallo tra il terzo ed il quarto trimestre è stato posticipato al corrente esercizio. **La produzione di energia elettrica è risultata pari a 1,22 TWh**, in crescita dell'8% rispetto al quarto trimestre del 2017.

L'EBITDA *comparable* è stato pari a 53,3 milioni di Euro, in crescita del 10% rispetto ai 48,3 milioni di Euro conseguiti nel quarto trimestre del 2017. L'incremento del valore della tariffa CIP6/92 (+11%) e la maggior produzione elettrica hanno compensato i maggiori costi variabili dovuti allo scenario (maggiori prezzo unitario di acquisto dell'energia elettrica e maggior costo della CO₂). I costi fissi sono risultati invece in calo rispetto allo stesso periodo dell'esercizio precedente grazie alle minori fermate programmate. Come evidenziato nei risultati annuali, si segnala la differenza tra l'EBITDA *comparable* e quello *reported* è imputabile al risultato dei derivati di copertura delle quote CO₂ e alla svalutazione di crediti relativi a rimborsi attesi per certificati verdi riferiti ad esercizi precedenti.

Passando poi all'analisi dell'EBITDA calcolato secondo i principi contabili Italiani, nel quarto trimestre del 2018 esso è stato pari a -3,1 milioni di Euro, in forte calo rispetto ai 32,5 milioni di Euro conseguiti nel quarto trimestre del 2017. La buona prestazione operativa e la tariffa CIP6 più elevata infatti hanno avuto come contropartita un maggior costo del costo di acquisto della materia prima (TAR) e della CO₂. Tale voce in particolare è stata compensata derivati di copertura delle quote CO₂ che sono registrati tra i proventi finanziari (pari a 15,2 milioni di Euro nel trimestre). Sul risultato ha inoltre inciso la sopra citata svalutazione di crediti relativi a rimborsi attesi per certificati verdi riferiti ad esercizi precedenti per circa 29 milioni di Euro.

Infine, gli investimenti del trimestre sono stati pari a 7,9 milioni di Euro.

Eolico

Il Gruppo Saras è attivo nella produzione e vendita di energia elettrica da fonti rinnovabili attraverso la controllata Sardeolica Srl, che gestisce un parco eolico ubicato ad Ulassai (Sardegna). Di seguito si riportano i principali dati operativi e finanziari.

Milioni di Euro	FY 2018	FY 2017	Var %	Q4/18	Q4/17	Var %
EBITDA	10,6	23,1	-54%	3,8	8,7	-56%
EBITDA comparable	10,6	23,1	-54%	3,8	8,7	-56%
EBIT	6,0	18,5	-68%	2,6	7,5	-65%
EBIT comparable	6,0	18,5	-68%	2,6	7,5	-65%
INVESTIMENTI IN IMMOBILIZZAZIONI	6,9	0,5		6,7	0,5	

Altre informazioni

		FY 2018	FY 2017	Var %	Q4/18	Q4/17	Var %
PRODUZIONE ENERGIA ELETTRICA	MWh	169.811	168.473	1%	50.321	57.166	-12%
TARIFFA ELETTRICA	Eurocent/kWh	5,7	5,0	14%	6,6	5,6	17%
TARIFFA INCENTIVO	Eurocent/kWh	9,9	10,7	-8%	9,9	10,7	-8%

Commento ai risultati dell'esercizio 2018

Nell'esercizio 2018 l'EBITDA comparable del segmento Eolico (coincidente con quello IFRS) è stato pari a 10,6 milioni di Euro, in calo rispetto ai 23,1 milioni di Euro del 2017.

In dettaglio, i volumi prodotti sono risultati sostanzialmente stabili rispetto all'esercizio precedente. La Tariffa Incentivo è diminuita (-0,8 Eurocent/kWh rispetto al 2017) ed è terminato il periodo di incentivazione su circa l'80% della produzione. La tariffa elettrica al contrario è risultata più elevata di 0,7 Eurocent/kWh rispetto al 2017.

Va segnalato che la controllata Sardeolica a luglio 2018 ha ottenuto giudizio positivo di compatibilità ambientale per il progetto di ampliamento del Parco eolico di Ulassai per una capacità di ulteriori 30 MW ed ha avviato il processo di procurement. I nuovi impianti sono previsti entrare in esercizio nella seconda metà dell'esercizio in corso.

Gli **investimenti sono stati pari a 6,9 milioni di Euro nell'esercizio 2018**. Essi includono alcuni anticipi relativi al nuovo parco eolico che entrerà in esercizio nella seconda metà del 2019.

Commenti ai risultati del quarto trimestre del 2018

Nel quarto trimestre del 2018 l'EBITDA comparable del segmento Eolico (coincidente con quello IFRS) è stato pari a 3,8 milioni di Euro, in calo rispetto agli 8,7 milioni di Euro nel quarto trimestre del 2017.

In dettaglio, i volumi prodotti sono risultati in calo del 12% rispetto al medesimo periodo dell'esercizio precedente a causa di minore ventosità. La tariffa elettrica è risultata più elevata di 1,0 Eurocent/kWh mentre la Tariffa Incentivo è risultata inferiore di -0,8 Eurocent/kWh rispetto al quarto trimestre del 2017. Va rilevato inoltre che è terminato il periodo di incentivazione su circa il 90% della produzione.

Altre Attività

Il segmento include le attività delle controllate Sartec SpA, Reasar SA e altre, che hanno positivamente contribuito al risultato di Gruppo anche nell'esercizio 2018.

Milioni di Euro	FY 2018	FY 2017	Var %	Q4/18	Q4/17	Var %
EBITDA	(0,2)	5,3	-104%	(2,9)	3,7	-178%
EBITDA comparable	5,3	5,3	0%	2,6	3,7	-30%
EBIT	(0,9)	4,6	-119%	(3,1)	3,4	-191%
EBIT comparable	4,6	4,6	-1%	2,4	3,4	-29%
INVESTIMENTI IN IMMOBILIZZAZIONI	0,6	0,9		0,1	0,3	

Strategia ed Evoluzione prevedibile della Gestione

Grazie alla configurazione ad alta conversione, all'integrazione con l'impianto IGCC e ad un modello operativo basato sulla gestione integrata della Supply Chain, la raffineria Saras, ubicata a Sarroch (Sardegna), detiene una posizione primaria nel panorama dei siti Europei. Tali caratteristiche consentono al Gruppo di posizionarsi in maniera positiva rispetto alla prevedibile evoluzione dello scenario di riferimento in particolare modo per quanto riguarda la normativa IMO – Marpol VI che prevede, dal gennaio 2020, la riduzione dei valori consentiti nelle emissioni di zolfo nei fumi di combustione dei motori marini dando luogo a condizioni di mercato premianti per i siti come quello di Sarroch. Il Gruppo intende proseguire nelle iniziative di miglioramento delle prestazioni operative e dell'affidabilità degli impianti oltre che nella razionalizzazione dei costi e completare il piano di investimenti. Nel corso del 2018 è proseguito con successo il programma di digitalizzazione con l'industrializzazione di 10 progetti pilota. La strategia del Gruppo è volta al mantenimento di una posizione di leadership nel settore della raffinazione nel prossimo decennio anche grazie al contributo dell'innovazione tecnologica e della digitalizzazione.

Le quotazioni del Brent, dopo aver toccato a novembre 2018 i valori massimi degli ultimi 4 anni (oltre 85 \$/bl), sono calate rapidamente e l'esercizio 2019 si è aperto attorno a 60 \$/bl, nonostante l'accordo raggiunto dai paesi OPEC ed altri importanti produttori in merito all'implementazione di tagli produttivi pari a circa 1,2 mbl/g rispetto ai livelli dello scorso ottobre. Gli esperti anticipano per l'anno in corso un mercato del grezzo sostanzialmente bilanciato grazie ai continui incrementi di produzione da parte dei produttori non convenzionali statunitensi che compenseranno i sopra citati tagli produttivi e prevedono che il Brent si attesti attorno ai 65 \$/bl. Per quanto concerne il differenziale di prezzo tra grezzi leggeri e pesanti non si anticipano particolari variazioni rispetto ai valori registrati nel 2018.

Sul fronte dei consumi, nel recente report di febbraio 2019, l'Agenzia Internazionale per l'Energia (IEA) ha confermato la stima di una domanda globale in crescita di +1,4 mbl/g nel 2019 trainata dai paesi non-OECD (in particolare modo Cina e India). Il Fondo Monetario Internazionale stima una robusta crescita economica pari al 3,7% anche nel 2019 (in linea con il 2017 ed il 2018). Tuttavia l'espansione risulta meno bilanciata e alcune economie avanzate sembrano aver ormai raggiunto il picco del ciclo (Area euro, Giappone, UK, Cina). I rischi sulla crescita globale sono aumentati a fronte delle politiche protezionistiche e delle incertezze geopolitiche.

Passando all'analisi della marginalità dei principali prodotti raffinati, il crack spread della benzina si preannuncia debole nel primo trimestre a causa dell'eccesso di produzione e degli elevati livelli di scorte ma gli esperti prevedono una certa ripresa a partire dal secondo trimestre in concomitanza con le specifiche estive secondo il consueto andamento stagionale. Per quanto concerne i distillati medi, gli esperti concordano nell'indicare un crack spread robusto ed in rafforzamento nella seconda metà dell'anno quando inizieranno a manifestarsi gli effetti della nuova normativa IMO.

Per quanto concerne la redditività del segmento della Raffinazione si segnala che il primo semestre sarà penalizzato dalla debolezza dei distillati leggeri e dall'importante ciclo manutentivo programmato mentre, nel secondo semestre, il Gruppo sarà pronto a cogliere le opportunità derivanti dalla nuova normativa IMO che, si prevede, inizierà ad avere effetto con anticipo rispetto all'entrata in vigore prevista il 1° gennaio 2020, determinando condizioni premianti le raffinerie ad alta conversione come quella Saras. Tali condizioni di mercato, dovrebbero determinare margini di raffinazione in miglioramento rispetto all'esercizio 2018 (anche grazie a quotazioni del Brent più contenute). Il gruppo Saras punterà a conseguire un premio medio al di sopra del margine EMC Benchmark pari a circa 2,4 ÷ 2,8 \$/bl (al netto delle manutenzioni).

Relativamente al segmento Marketing, si prevede il consolidamento dei risultati raggiunti nell'esercizio precedente. Il contributo di tale attività va considerato congiuntamente a quello della raffinazione in ragione del forte coordinamento tra competenze tecniche e commerciali su cui si basa il modello di business.

Da un punto di vista operativo, nel segmento Raffinazione, l'esercizio 2019 si caratterizzerà per un ciclo manutentivo importante e superiore rispetto agli anni precedenti, concentrato nel primo trimestre. Le principali attività di manutenzione riguarderanno gli impianti Topping-Vacuum ("T2"/"V2"), "CCR", VisBreaking "VSB", gli "Impianti Nord", il topping "RT2" e il Vacuum "V1". Complessivamente la lavorazione annuale di grezzo è prevista pari a circa 13,0 ÷ 13,8 milioni di tonnellate (ovvero 95 ÷ 101 milioni di barili), cui si aggiungerà circa 1,2 milioni di tonnellate di carica impianti complementare al grezzo (corrispondenti a circa 9 m/bl).

Con riferimento al segmento Generazione di Energia Elettrica, il programma manutentivo prevede interventi standard sui tre treni di "Gasificatore–Turbina a ciclo combinato" e su una delle due linee di lavaggio gas. La produzione totale di energia elettrica per il 2019 è prevista sostanzialmente stabile rispetto all'esercizio precedente (circa 4,3 TWh).

Per quanto riguarda infine il segmento Eolico la controllata Sardeolica a luglio 2018 ha ottenuto giudizio positivo di compatibilità ambientale per il progetto di ampliamento del Parco eolico di Ulassai per una capacità di ulteriori 30 MW ed ha avviato il processo di procurement. I nuovi impianti sono previsti entrare in esercizio nella seconda metà dell'esercizio in corso.

Commenti ai risultati di Saras SpA per l'esercizio 2018

Saras SpA ha funzione di Capogruppo ed opera nel mercato petrolifero a livello italiano ed internazionale attraverso le attività di acquisto e di vendita dei prodotti derivati dalla raffinazione.

Nell'esercizio 2018, i ricavi di Saras SpA sono stati pari a 9.269 milioni di Euro, in incremento di 1.419 milioni di Euro rispetto all'esercizio precedente, principalmente a causa dell'andamento delle quotazioni petrolifere.

L'EBITDA è stato pari a 270 milioni di Euro, in calo rispetto all'esercizio precedente, a causa di margini di raffinazione inferiori nel corso del 2018 parzialmente compensato dal minore costo per compensi di lavorazione corrisposti alla controllata Sarlux Srl: tale minore costo è dovuto sia a minori quantità lavorate che ad un minore compenso unitario correlato all'andamento dei margini di raffinazione.

L'utile netto dell'esercizio, pari a 177 milioni di Euro, è influenzato da quanto sopra descritto a livello di risultati operativi.

La Posizione Finanziaria Netta di Saras SpA al 31 dicembre 2018 è negativa per 194 milioni di Euro, sostanzialmente invariata rispetto alla posizione negativa per 184 milioni di Euro registrata alla fine dell'esercizio 2017.

Convocazione Assemblea

Il Consiglio di amministrazione ha conferito mandato al Presidente per convocare l'Assemblea ordinaria degli azionisti in prima convocazione il 16 aprile 2019 alle ore 10:00 - come altresì indicato nel calendario degli eventi societari per l'esercizio 2019 - e, occorrendo, per il giorno 17 aprile 2019 in seconda convocazione. L'avviso di convocazione dell'assemblea e la documentazione inerente saranno pubblicati nei termini e secondo le modalità previste dalla disciplina di legge e di regolamento vigente.

Dividendo

Il Consiglio di Amministrazione ha deliberato di proporre all'Assemblea Generale degli Azionisti di Saras S.p.A. il pagamento di un dividendo relativo all'esercizio 2018 pari a 0,08 Euro per azione, corrispondente a circa il 56% del Risultato Netto *comparable* conseguito dal Gruppo nell'esercizio 2018. Il dividendo verrà pagato in data 22 maggio 2019, con stacco della cedola in data 20 maggio 2019 (record date 21 maggio 2019).

Piano Industriale 2019 – 2022

Il Consiglio di Amministrazione di Saras SpA ha approvato il Piano Industriale del Gruppo per il periodo 2019 – 2022 (il "Piano"), che si fonda sulle medesime strategie operative e leve di creazione di valore annunciate nel piano precedente ed aggiorna lo scenario di riferimento **anticipando alla seconda metà del 2019 gli effetti positivi sui margini di raffinazione derivanti dalla normativa IMO.**

Muovendo da uno scenario che prevede la prosecuzione del ciclo positivo per l'industria della raffinazione nei prossimi anni che dovrebbe ricevere ulteriore impulso dagli effetti della normativa IMO, il **Gruppo ha individuato quattro priorità strategiche** volte a massimizzare la capacità di cogliere le opportunità di mercato e garantire la sostenibilità del business nel prossimo decennio che si preannuncia ricco di sfide ma anche di opportunità per gli operatori che saranno in grado di mantenere una posizione di leadership nel settore. In dettaglio: (i) il **completamento del ciclo di investimenti**; (ii) **l'ottimizzazione della produzione ed il miglioramento delle performance**; (iii) **il consolidamento del modello di business basato sulla gestione integrata della supply chain** e (iv) **l'ottimizzazione dei costi.**

Prosegue con successo il **piano di digitalizzazione**, con l'industrializzazione di 10 progetti pilota dai quali si attendono i primi benefici già nell'anno in corso. Obiettivo di tale percorso di innovazione e trasformazione digitale è di far leva sul know-how accumulato attraverso oltre 60 anni di attività nel settore per rafforzare le caratteristiche di efficienza e flessibilità che hanno sempre contraddistinto l'attività del Gruppo.

Scenario di riferimento

Il Piano si fonda su uno scenario di riferimento che incorpora un mercato petrolifero favorevole all'industria della raffinazione supportato da una robusta domanda di prodotti raffinati che, a partire dalla seconda metà del 2019, beneficerà degli effetti della regolamentazione sul contenuto di zolfo nei fumi dei motori marini che dal 1° gennaio 2020 dovrà scendere dall'attuale 3,5% allo 0,5% (c.d. "IMO - Marpol VI"). È opinione largamente condivisa che come conseguenza si rafforzerà sensibilmente il valore del diesel e scenderà il valore dell'olio combustibile ad alto contenuto di zolfo così come il prezzo dei grezzi ad alto contenuto di zolfo. In tali condizioni **aumenteranno i margini di raffinazione per gli impianti ad alta conversione** mentre le raffinerie di minori dimensioni e tecnologicamente arretrate incontreranno maggiori difficoltà.

Le proiezioni economico-finanziarie sono state basate sullo scenario prospettato da importanti esperti internazionali specializzati nel settore. In dettaglio per il Brent è prevista una stabilizzazione delle quotazioni a 65 \$/bl nel 2019-20 e poi un graduale incremento sino a 70 \$/bl nel 2022. Il differenziale di prezzo tra i grezzi leggeri a basso tenore di zolfo (*light sweet*) e quelli pesanti ad alto tenore di zolfo (*heavy sour*) è previsto inizialmente su valori contenuti e sostanzialmente allineati a quelli registrati nel 2017-18, anche in ragione dell'embargo nei confronti dell'Iran, della situazione venezuelana e dei tagli produttivi ad opera dell'OPEC, tutte condizioni che limitano l'offerta dei grezzi *heavy sour*. A partire dal 2020 si ipotizza un incremento degli sconti rispetto al Brent dei grezzi *heavy sour* e *medium sour* ed un contestuale incremento dei premi dei grezzi *light sweet*, maggiormente adatti a produrre carburante per i motori marini (bunker) allo 0,5% di zolfo.

Relativamente agli andamenti dei prodotti raffinati, gli esperti internazionali prevedono il *crack spread* della benzina in crescita da +7,4 \$/bl nel 2019 a +9,0 \$/bl nel 2022 assumendo che l'attuale eccesso di offerta sia destinato a riassorbirsi anche grazie a una ripresa della domanda nei paesi in via di sviluppo sostenuta da prezzi più contenuti. Il *crack spread* del diesel è previsto pari a +17,5 \$/bl nel 2019 (anticipando che nella seconda parte dell'anno si inizino a manifestare gli effetti della normativa IMO) per rafforzarsi sino a 21 \$/bl nel 2020 restando su valori elevati (attorno a 18,5 \$/bl) anche nel 2021-22. A seguito della sopra citata normativa "IMO – Marpol VI", infatti parte della domanda di carburante per motori marini (in totale pari a circa 3 ÷ 4 mbl/g), attualmente soddisfatta dall'olio combustibile ad alto tenore di zolfo, dovrebbe orientarsi verso i distillati medi supportandone i *crack spreads*. Sempre per tale motivo è ragionevole attendersi che il *crack spread* dell'olio combustibile ad alto tenore zolfo si indebolisca da -14 \$/bl nel 2019 a -25 \$/bl nel 2020. Per l'olio combustibile a bassissimo tenore di zolfo (compatibile con la nuova normativa IMO) si prevede invece un *crack spread* positivo (circa 7 \$/bl).

A partire dal suddetto scenario, è stato calcolato il seguente andamento del margine di riferimento EMC Benchmark: circa 3,2 - 3,5 \$/bl nel 2019, 5,0 \$/bl nel 2020 quando gli effetti della nuova normativa dovrebbero avere pieno effetto sia in termini di differenziale *heavy-light* che sul *crack spread* dei distillati medi, ed infine pari a 4,0 \$/bl nel 2021 e 3,7 \$/bl nel 2022 ipotizzando una certa normalizzazione.

Il Piano si allinea allo scenario prevalente che prevede un tasso di cambio dell'Euro contro il dollaro USA che cresce tra la media di 1,22 nel 2019 e di 1,27 nel 2022.

Assetto produttivo e costi

Circa i livelli produttivi della raffineria, il Piano prevede lavorazioni totali comprese tra circa 14,5÷15,5 milioni di tonnellate per anno (di cui circa 0,5÷1,2 milioni di tonnellate per anno di semilavorati), la cui variabilità durante l'orizzonte di Piano dipenderà dalle opportune scelte produttive e dagli interventi di manutenzione programmata previsti in ciascun anno. Nel 2019-20 sono previsti importanti lavori di manutenzione in raffineria mentre nel 2021-22, completato il ciclo di investimenti e manutenzioni programmate, essa potrà operare a piena capacità.

Per quanto riguarda la generazione di energia elettrica dell'impianto IGCC, si prevedono valori compresi tra 4,3÷4,4 TWh/anno nel periodo 2019-20, congruenti con le consuete attività di manutenzione programmate annuali e valorizzati secondo la tariffa CIP6/92.

Il 2021 rappresenta un anno di discontinuità in quanto nel secondo trimestre giungerà a scadenza il contratto CIP6/92, beneficiando di alcuni recuperi produttivi. Entro tale data avrà luogo la fermata decennale per la manutenzione programmata sull'intero impianto ripristinandone la piena efficienza al fine di estendere l'operatività al decennio successivo. Pertanto la produzione annua è prevista pari a circa 4 TWh. Nella seconda metà dell'anno la società continuerà ad acquistare l'elettricità necessaria al processo di raffinazione da terzi e venderà i volumi prodotti al mercato.

A partire dal 2022 si prevede che l'impianto IGCC continui ad operare utilizzando pienamente la capacità installata e dedicando circa 150 MW alla produzione per autoconsumo (sia dell'IGCC che della raffineria) ed i restanti 425 MW alla vendita a terzi, valorizzando i volumi prodotti a condizioni di mercato. L'assetto produttivo sopra descritto consentirà di continuare ad utilizzare il TAR quale materia prima per la produzione di elettricità evitando al Gruppo rilevanti investimenti che si renderebbero necessari. In uno scenario post "IMO - Marpol VI" si prevede infatti un marcato ampliamento del differenziale tra gasolio ed olio combustibile ad alto tenore di zolfo, condizione che riduce il valore del TAR. In tale contesto di mercato il valore intrinseco dell'impianto IGCC verrà massimizzato e contribuirà positivamente alla realizzazione del margine di raffinazione integrato. Infine la gestione integrata dell'impianto IGCC e della raffineria garantirà il risparmio degli oneri di sistema grazie all'auto-produzione dell'elettricità, continuando a fornire vapore ed idrogeno necessari al processo di raffinazione.

Per quanto riguarda l'andamento dei costi, il Piano prevede costi fissi complessivi dei segmenti Raffinazione e Generazione di Energia Elettrica pari a circa 350÷360 milioni di Euro per anno. Tale stima incorpora il piano di efficientamento i cui effetti compenseranno la deriva inflazionistica dei costi di manutenzione, dei salari e per il rispetto della normativa ambientale. Con riferimento ai costi variabili, le iniziative di miglioramento poste in essere controbilanceranno parte degli incrementi del prezzo delle utilities legati allo scenario.

Investimenti ed iniziative di miglioramento

Il piano di investimenti conferma l'impegno del Gruppo nel business della raffinazione e la volontà di mantenere l'eccellenza operativa e tecnologica consolidando la propria posizione competitiva. Durante l'orizzonte di Piano, sono previsti **investimenti pari a 830 milioni di Euro** che includono quelli ordinari di mantenimento della capacità produttiva, gli interventi per il rispetto delle normative HSE, quelli dedicati al miglioramento dell'affidabilità e le iniziative di digitalizzazione. Sono inclusi circa 23 milioni di Euro di investimenti per l'ampliamento del parco eolico di Ulassai (attualmente 96 MW), che si prevede entrare in esercizio entro la seconda metà dell'esercizio in corso, incrementando la capacità installata del 30% (+30MW) e la produzione di oltre il 40%.

Il Gruppo Saras resterà focalizzato sulle leve operative, gestionali e strategiche sulle quali può esercitare un'influenza diretta con investimenti di sviluppo della configurazione del sito ed iniziative dedicate al miglioramento dell'affidabilità e dell'efficienza energetica, anche grazie all'impiego delle nuove opportunità offerte dalla digitalizzazione. Le suddette iniziative di miglioramento dovrebbero generare un contributo crescente a livello di EBITDA che andrà da circa 15 milioni di Euro nel 2019 fino a circa 65 milioni di Euro nel 2022.

La raffineria è in grado di produrre olio combustibile a bassissimo contenuto di zolfo (compatibile con la nuova normativa IMO) a condizioni competitive. Gli esperti prevedono condizioni di mercato favorevoli per questo carburante, pertanto esso dovrebbe contribuire positivamente al margine di raffinazione. Inoltre grazie alla collocazione geografica nel mezzo del Mediterraneo il Gruppo, attraverso la sua consociata Saras Trading, sta ultimando le attività necessarie per poter commercializzare direttamente combustibili marini, dotando l'area di Cagliari di un servizio di bunkeraggio sia per le navi di passaggio che per quelle in arrivo al Porto.

La cessione dalla rete di stazioni di servizio locate in Spagna, il cui *closing* è previsto entro la prima metà del 2019, rafforzerà ulteriormente la solidità finanziaria del Gruppo e permetterà la focalizzazione sulla vendita all'ingrosso di prodotti petroliferi, attività nella quale il Gruppo vanta una lunga esperienza, massimizzandone la profittabilità anche attraverso l'integrazione con l'attività di trading.

Evoluzione della redditività attesa

Il segmento raffinazione del Gruppo è atteso generare un premio, rispetto al margine EMC Benchmark, che cresce da 2,4 ÷ 2,8 \$/bl nel 2019 a circa 4,4 \$/bl nel 2020 (al netto delle manutenzioni⁴).

La Generazione di Energia Elettrica dovrebbe generare un EBITDA *comparable* pari a circa 200 milioni di Euro/anno nel periodo 2019 – 2020, valorizzando la produzione sulla base del contratto CIP6/92.

A partire dal 2021 l'impianto IGCC verrà considerato un'unità di conversione della raffineria ed i relativi risultati economico-finanziari (inclusi i costi fissi), saranno incorporati nel segmento Raffinazione per riflettere l'assetto produttivo integrato. Si prevede pertanto un premio complessivo pari a circa 6 \$/bl nel 2021 e 4,7 \$/bl nel 2022 (al netto delle manutenzioni⁴).

Nel segmento Marketing, l'EBITDA *comparable* è atteso pari a circa 20 milioni di Euro/anno, confermando il recupero di profittabilità.

Infine, nel segmento Eolico, si attende un EBITDA di circa 14 milioni di Euro/anno considerando l'entrata in esercizio della nuova capacità eolica nella seconda metà del 2019.

Alla luce di quanto illustrato, **la generazione di cassa dalla gestione operativa complessiva durante l'orizzonte di Piano è attesa pari a circa 2.100÷2.200 milioni di Euro**. Il Piano risulta pertanto sostenibile da un punto di vista finanziario, in quanto i flussi di cassa previsti saranno in grado di far fronte agli investimenti, al pagamento degli oneri finanziari e delle imposte, garantendo altresì un'adeguata politica di remunerazione degli azionisti ed un ulteriore rafforzamento della solidità patrimoniale del Gruppo.

Confermata la politica aziendale che prevede il pagamento di **dividendi compresi tra il 40% ed il 60% dell'utile netto comparable**.

⁴ Stimato sulla base dell'evoluzione dello scenario di riferimento, includendo il contributo delle iniziative di miglioramento ed al netto delle manutenzioni

PROSPETTI DI BILANCIO CONSOLIDATO GRUPPO

Situazione Patrimoniale - Finanziaria Consolidata: al 31 dicembre 2018

Migliaia di Euro	31/12/2018	31/12/2017
ATTIVITÀ		
Attività correnti	1.683.910	1.960.049
Disponibilità liquide ed equivalenti	272.831	421.525
<i>di cui con parti correlate:</i>	<i>18</i>	<i>20</i>
Altre attività finanziarie	131.723	98.291
Crediti commerciali	290.210	391.400
<i>di cui con parti correlate:</i>	<i>85</i>	<i>66</i>
Rimanenze	861.601	875.269
Attività per imposte correnti	19.051	24.562
Altre attività	108.494	149.002
Attività non correnti	1.241.008	1.197.112
Immobili, impianti e macchinari	1.087.107	1.020.210
Attività immateriali	112.127	152.691
Altre partecipazioni	502	502
Attività per imposte anticipate	37.205	15.969
Altre attività finanziarie	4.067	7.740
Attività non correnti destinate alla dismissione	35.001	0
Immobili, impianti e macchinari	25.235	0
Attività immateriali	9.766	0
Totale attività	2.959.919	3.157.161
PASSIVITÀ E PATRIMONIO NETTO		
Passività correnti	1.301.078	1.530.482
Passività finanziarie a breve termine	106.630	183.068
Debiti commerciali e altri debiti	1.043.162	1.150.284
Passività per imposte correnti	74.948	120.366
Altre passività	76.338	76.764
Passività non correnti	554.771	554.383
Passività finanziarie a lungo termine	256.001	257.140
Fondi per rischi e oneri	203.313	122.085
Fondi per benefici ai dipendenti	10.322	10.250
Passività per imposte differite	3.819	4.848
Altre passività	81.316	160.060
Totale passività	1.855.849	2.084.865
PATRIMONIO NETTO		
Capitale sociale	54.630	54.630
Riserva legale	10.926	10.926
Altre riserve	898.089	765.904
Risultato netto	140.425	240.836
Totale patrimonio netto di competenza della controllante	1.104.070	1.072.296
Interessenze di pertinenza di terzi	-	-
Totale patrimonio netto	1.104.070	1.072.296
Totale passività e patrimonio netto	2.959.919	3.157.161

Conto Economico Consolidato e Conto Economico Complessivo Consolidato: 1 gennaio – 31 dicembre 2018

CONTO ECONOMICO CONSOLIDATO PER I PERIODI 1 GENNAIO - 31 DICEMBRE 2018

Migliaia di Euro	1 GENNAIO 31 DICEMBRE 2018	di cui non ricorrente	1 GENNAIO 31 DICEMBRE 2017	di cui non ricorrente
Ricavi della gestione caratteristica	10.267.867		7.631.796	
Altri proventi	129.045	8.504	55.306	
<i>di cui con parti correlate:</i>	111		91	
Totale ricavi	10.396.912	8.504	7.687.102	
Acquisti per materie prime, sussidiarie e di consumo	(9.093.028)		(6.401.155)	
Prestazioni di servizi e costi diversi	(823.635)	(63.353)	(634.660)	(22.971)
<i>di cui con parti correlate:</i>	508		880	
Costo del lavoro	(156.611)	(3.000)	(147.067)	
Ammortamenti e svalutazioni	(178.838)	(7.798)	(178.432)	
Totale costi	(10.252.112)	(74.151)	(7.361.314)	(22.971)
Risultato operativo	144.800	(65.647)	325.788	(22.971)
Proventi (oneri) netti su partecipazioni				
Proventi finanziari	394.959		204.257	
Oneri finanziari	(354.236)	(6.308)	(198.678)	(7.709)
Risultato prima delle imposte	185.523	(71.955)	331.367	(30.680)
Imposte sul reddito	(45.098)	24.007	(90.531)	8.259
Risultato netto	140.425	(47.947)	240.836	(22.421)
Risultato netto attribuibile a:				
Soci della controllante	140.425		240.836	
Interessenze di pertinenza di terzi	0		0	
Risultato netto per azione - base (centesimi di Euro)	15,00		25,73	
Risultato netto per azione - diluito (centesimi di Euro)	15,00		25,73	

CONTO ECONOMICO COMPLESSIVO CONSOLIDATO PER I PERIODI 1 GENNAIO - 31 DICEMBRE 2018

Migliaia di Euro	1 GENNAIO 31 DICEMBRE 2018	1 GENNAIO 31 DICEMBRE 2017
Risultato netto (A)	140.425	240.836
Componenti dell'utile complessivo che potranno essere successivamente riclassificati nell'utile (perdita) dell'esercizio		
Effetto traduzione bilanci in valuta estera	140	(227)
Componenti dell'utile complessivo che non saranno successivamente riclassificate nell'utile (perdita) dell'esercizio		
Effetto attuariale IAS 19 su T.F.R.	336	751
Altri utili / (perdite), al netto dell'effetto fiscale (B)	476	524
Risultato netto complessivo consolidato (A + B)	140.901	241.360
Risultato netto complessivo consolidato attribuibile a:		
Soci della controllante	140.901	241.360
Interessenze di pertinenza di terzi	0	0

Prospetto delle variazioni del Patrimonio Netto Consolidato: al 31 dicembre 2018

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 31/12/2016	54.630	10.926	660.841	196.330	922.727	0	922.727
Destinazione risultato esercizio precedente			196.330	(196.330)	0		0
Distribuzione Dividendi			(93.601)		(93.601)		(93.601)
Effetto traduzione bilanci in valuta			(227)		(227)		(227)
Effetto attuariale IAS 19			751		751		751
Riserva per piano azionario			1.810		1.810		1.810
Risultato netto				240.836	240.836		240.836
<i>Risultato netto complessivo</i>			524	240.836	242.419	0	242.419
Saldo al 31/12/2017	54.630	10.926	765.904	240.836	1.072.296	0	1.072.296
Destinazione risultato esercizio precedente			240.836	(240.836)	0		0
Distribuzione Dividendi			(112.321)		(112.321)		(112.321)
Effetto traduzione bilanci in valuta			140		140		140
Effetto attuariale IAS 19			336		336		336
Riserva per piano azionario			1.990		1.990		1.990
Effetto F.T.A. IFRS 9			1.204		1.204		1.204
Risultato netto				140.425	140.425		140.425
<i>Risultato netto complessivo</i>			140	140.425	140.425	0	140.425
Saldo al 31/12/2018	54.630	10.926	898.089	140.425	1.104.070	0	1.104.070

Rendiconto Finanziario Consolidato: al 31 dicembre 2018

Migliaia di Euro	1/1/2018- 31/12/2018	1/1/2017- 31/12/2017
A - Disponibilità liquide iniziali	421.525	359.175
B - Flusso monetario da (per) attività operativa		
Risultato netto	140.425	240.836
Differenze cambio non realizzate su c/c bancari	2.863	7.726
Ammortamenti e svalutazioni di immobilizzazioni	178.838	178.432
Variazione netta fondi per rischi	81.228	19.630
Variazione netta dei fondi per benefici ai dipendenti	72	(291)
Variazione netta passività per imposte differite e attività per imposte anticipate	(22.265)	23.935
Interessi netti	16.548	12.166
Imposte sul reddito accantonate	67.363	66.596
Variazione FV derivati	(66.206)	(1.822)
Altre componenti non monetarie	3.670	2.334
Utile (perdita) dell'attività di esercizio prima delle variazioni del capitale circolante	402.536	549.542
(Incremento) / Decremento dei crediti commerciali	101.190	32.221
<i>di cui con parti correlate:</i>	<i>(19)</i>	<i>0</i>
(Incremento) / Decremento delle rimanenze	13.668	(253.375)
Incremento / (Decremento) dei debiti commerciali e altri debiti	(107.122)	105.405
Variazione altre attività correnti	46.019	(9.716)
Variazione altre passività correnti	(17.782)	(3.645)
Interessi incassati	702	154
Interessi pagati	(17.250)	(12.320)
Imposte pagate	(95.425)	(40.806)
Variazione altre passività non correnti	(78.744)	(87.203)
Totale (B)	247.792	280.257
C - Flusso monetario da (per) attività di investimento		
(Investimenti) in immobilizzazioni materiali ed immateriali	(240.172)	(192.176)
(Incremento) / Decremento altre attività finanziarie	63.384	75.934
Totale (C)	(176.788)	(116.242)
D - Flusso monetario da (per) attività di finanziamento		
Incremento / (Decremento) debiti finanziari a m/l termine	(1.139)	73.702
Incremento / (Decremento) debiti finanziari a breve termine	(103.375)	(74.040)
Distribuzione dividendi e acquisti azioni proprie	(112.321)	(93.601)
Totale (D)	(216.835)	(93.939)
E - Flusso monetario del periodo (B+C+D)	(145.831)	70.076
Differenze cambio non realizzate su c/c bancari	(2.863)	(7.726)
F - Disponibilità liquide finali	272.831	421.525

PROSPETTI DI BILANCIO SEPARATO SARAS SPA

Saras SpA Situazione Patrimoniale – Finanziaria: al 31 dicembre 2018

Migliaia di Euro	31/12/2018	31/12/2017
ATTIVITÀ		
Attività correnti	1.371.530	1.587.098
Disponibilità liquide ed equivalenti	244.023	378.236
<i>di cui con parti correlate:</i>	18	20
Altre attività finanziarie	93.970	95.289
<i>di cui con parti correlate:</i>	3.629	22.256
Crediti commerciali	337.903	356.247
<i>di cui con parti correlate:</i>	243.899	88.167
Rimanenze	680.058	726.627
Attività per imposte correnti	8.539	3.105
Altre attività	7.036	27.594
<i>di cui con parti correlate:</i>	290	13.369
Attività non correnti	728.387	729.488
Immobili, impianti e macchinari	11.589	12.398
Attività immateriali	2.712	3.734
Partecipazioni valutate al costo	697.233	697.233
Altre partecipazioni	495	495
Attività per imposte anticipate	12.681	8.330
Altre attività finanziarie	3.677	7.298
Totale attività	2.099.917	2.316.586
PASSIVITÀ E PATRIMONIO NETTO		
Passività correnti	1.161.594	1.433.513
Passività finanziarie a breve termine	280.186	407.618
<i>di cui con parti correlate:</i>	185.176	250.993
Debiti commerciali e altri debiti	777.910	870.577
<i>di cui con parti correlate:</i>	207.003	207.943
Passività per imposte	63.707	86.873
Altre passività	39.790	68.445
<i>di cui con parti correlate:</i>	22.610	34.991
Passività non correnti	263.166	275.696
Passività finanziarie a lungo termine	256.001	257.140
Fondi per rischi e oneri	3.134	12.172
Fondi per benefici ai dipendenti	2.310	2.510
Altre passività	1.721	3.874
Totale passività	1.424.760	1.709.209
PATRIMONIO NETTO		
Capitale sociale	54.630	54.630
Riserva legale	10.926	10.926
Altre riserve	432.781	334.759
Risultato netto	176.820	207.062
Totale patrimonio netto	675.157	607.377
Totale passività e patrimonio netto	2.099.917	2.316.586

Saras SpA Conto Economico e Conto Economico Complessivo: 1 gennaio – 31 dicembre 2018

SARAS S.p.A. - CONTI ECONOMICI PER L' ESERCIZIO 1 GENNAIO - 31 DICEMBRE 2018 (migliaia di €)

Migliaia di Euro	1 GENNAIO 31 DICEMBRE 2018	di cui non ricorrente	1 GENNAIO 31 DICEMBRE 2017
Ricavi della gestione caratteristica	9.200.810		7.834.166
<i>di cui con parti correlate:</i>	<i>1.987.196</i>		<i>646.564</i>
Altri proventi	68.259	2.683	16.316
<i>di cui con parti correlate:</i>	<i>60.766</i>		<i>36.282</i>
Totale ricavi	9.269.069	2.683	7.850.482
Acquisti per materie prime, sussidiarie e di consumo	(8.398.602)		(6.933.478)
<i>di cui con parti correlate:</i>	<i>(1.573.145)</i>		<i>(843.804)</i>
Prestazioni di servizi e costi diversi	(563.435)		(598.700)
<i>di cui con parti correlate:</i>	<i>(333.259)</i>		<i>(387.544)</i>
Costo del lavoro	(36.777)	(3.000)	(33.742)
Ammortamenti e svalutazioni	(7.154)	(3.627)	(2.285)
Totale costi	(9.005.968)	(6.627)	(7.568.205)
Risultato operativo	263.101	(3.944)	282.277
Proventi (oneri) netti su partecipazioni	(2.000)		(40)
<i>di cui con parti correlate:</i>	<i>(2.000)</i>		<i>(40)</i>
Proventi finanziari	321.373		192.254
<i>di cui con parti correlate:</i>	<i>3.439</i>		<i>2.600</i>
Oneri finanziari	(336.486)	(6.308)	(188.784)
<i>di cui con parti correlate:</i>	<i>(1.667)</i>		<i>(350)</i>
Risultato prima delle imposte	245.988	(10.252)	285.707
Imposte sul reddito	(69.168)	1.514	(78.645)
Risultato netto	176.820	(8.738)	207.062

SARAS S.p.A. - CONTI ECONOMICI PER L' ESERCIZIO 1 GENNAIO - 31 DICEMBRE 2018 (migliaia di €)

	1 GENNAIO 31 DICEMBRE 2018	1 GENNAIO 31 DICEMBRE 2017
Risultato netto (A)	176.820	207.062
Componenti dell'utile complessivo che potranno essere successivamente riclassificati nell'utile (perdita) dell'esercizio		
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)	0	0
Risultato netto complessivo (A + B)	176.820	207.062
Risultato complessivo consolidato di periodo attribuibile a:		
Soci della controllante	176.820	207.062
Interessenze di pertinenza di terzi	0	0

Prospetto delle variazioni del Patrimonio Netto di Saras SpA: al 31 dicembre 2018

Migliaia di Euro	Capitale Sociale	Riserva Legale	Altre Riserve	Utile (Perdita) esercizio	Totale patrimonio netto
Saldo al 31/12/2016	54.630	10.926	264.036	162.444	492.036
Periodo 1/1/2017 - 31/12/2017					
Destinazione risultato esercizio precedente			162.444	(162.444)	0
Distribuzione Dividendi			(93.601)		(93.601)
Riserva per piano azionario dipendenti			1.811		1.811
Effetto attuariale IAS 19			69		69
Risultato netto				207.062	207.062
<i>Risultato netto complessivo</i>			<i>69</i>	<i>207.062</i>	<i>207.131</i>
Saldo al 31/12/2017	54.630	10.926	334.759	207.062	607.377
Periodo 1/1/2018 - 31/12/2018					
Destinazione risultato esercizio precedente			207.062	(207.062)	0
Distribuzione Dividendi			(112.321)		(112.321)
Riserva per piano azionario dipendenti			1.990		1.990
Effetto attuariale IAS 19			87		87
Effetto F.T.A. IFRS 9			1.204		1.204
Risultato netto				176.820	176.820
<i>Risultato netto complessivo</i>			<i>87</i>	<i>176.820</i>	<i>176.907</i>
Saldo al 31/12/2018	54.630	10.926	432.781	176.820	675.157

Saras SpA Rendiconto Finanziario: al 31 dicembre 2018

Migliaia di Euro	1/1/2018- 31/12/2018	1/1/2017- 31/12/2017
A - Disponibilità liquide iniziali	378.236	271.901
B - Flusso monetario da (per) attività dell'esercizio		
Risultato netto	176.820	207.062
Differenze cambio non realizzate su c/c bancari	2.863	7.726
Ammortamenti e svalutazioni di immobilizzazioni	7.154	2.285
(Proventi) oneri netti su partecipazioni	2.000	40
<i>di cui con parti correlate:</i>	<i>2.000</i>	<i>40</i>
Variazione netta fondi per rischi	(9.038)	(515)
Variazione netta dei fondi per benefici ai dipendenti	(200)	(262)
Variazione netta passività per imposte differite e attività per imposte anticipate	(4.351)	12.479
Interessi netti	5.071	5.071
Imposte sul reddito accantonate	73.519	66.166
Variazione FV attività finanziarie negoziabili e passività finanziarie	(46.269)	2.393
Altre componenti non monetarie	3.281	1.880
Utile (perdita) dell'attività di esercizio prima delle variazioni monetarie e non monetarie del capitale circolante	210.849	304.325
(Incremento) Decremento dei crediti commerciali	18.344	25.983
<i>di cui con parti correlate:</i>	<i>(155.732)</i>	<i>(9.393)</i>
(Incremento) Decremento delle rimanenze	46.569	(244.092)
Incremento (Decremento) dei debiti commerciali e altri debiti	(92.667)	106.066
<i>di cui con parti correlate:</i>	<i>(940)</i>	<i>(113.030)</i>
Variazione altre attività correnti	15.124	(515)
<i>di cui con parti correlate:</i>	<i>13.079</i>	<i>(31.523)</i>
Variazione altre passività correnti	(85.919)	(97.413)
<i>di cui con parti correlate:</i>	<i>(12.381)</i>	<i>0</i>
Interessi incassati	118	118
<i>di cui con parti correlate:</i>	<i>3.439</i>	<i>806</i>
Interessi pagati	(5.189)	(5.189)
<i>di cui con parti correlate:</i>	<i>(1.667)</i>	<i>(395)</i>
Imposte sul reddito pagate	(39.420)	(39.420)
Variazione altre passività non correnti	(2.153)	(3.098)
Totale (B)	65.655	46.765
C - Flusso monetario da (per) attività di investimento		
(Investimenti netti) in immobilizzazioni materiali ed immateriali	(5.323)	(11.201)
Variazione partecipazioni	(2.000)	0
(Incremento) / diminuzione altre attività finanziarie	75.394	102.714
Totale (C)	68.071	91.513
D - Flusso monetario da (per) attività di finanziamento		
Incremento / (diminuzione) debiti finanziari a m/l termine	(1.139)	73.702
Incremento / (diminuzione) debiti finanziari a breve termine	(151.617)	(4.318)
<i>di cui con parti correlate:</i>	<i>(65.817)</i>	<i>(113.030)</i>
Distribuzione dividendi e acquisti azioni proprie	(112.321)	(93.601)
Totale (D)	(265.077)	(24.217)
E - Flusso monetario del periodo (B+C+D)	(131.351)	114.061
Differenze cambio non realizzate su c/c bancari	(2.863)	(7.726)
F - Disponibilità liquide finali	244.023	378.236