

**RELAZIONE FINANZIARIA
SEMESTRALE CONSOLIDATA
AL 30 GIUGNO 2016**



Missione

Affrontiamo ogni sfida con soluzioni innovative, affidabili e sicure per soddisfare le esigenze dei nostri clienti. Attraverso gruppi di lavoro multiculturali siamo in grado di offrire sviluppo sostenibile per la nostra azienda e per le comunità in cui operiamo.

Valori

Innovazione; salute, sicurezza e ambiente; multiculturalità; passione; integrità.

Disclaimer

I dati e le informazioni previsionali devono ritenersi "forward-looking statements" e pertanto, non basandosi su meri fatti storici, hanno per loro natura una componente di rischio e di incertezza, poiché dipendono anche dal verificarsi di eventi e sviluppi futuri al di fuori del controllo della Società, quali ad esempio: le variazioni dei tassi di cambio, le variazioni dei tassi di interesse, la volatilità dei prezzi delle commodity, il rischio di credito, il rischio di liquidità, il rischio HSE, gli investimenti dell'industria petrolifera e di altri settori industriali, l'instabilità politica in aree in cui il Gruppo è presente, le azioni della concorrenza, il successo nelle trattative commerciali, il rischio di esecuzione dei progetti (inclusi quelli relativi agli investimenti in corso), nonché i cambiamenti nelle aspettative degli stakeholder e altri cambiamenti nelle condizioni di business.

I dati consuntivi possono pertanto variare in misura sostanziale rispetto alle previsioni.

Alcuni dei rischi citati risultano meglio approfonditi nelle Relazioni Finanziarie.

I dati e le informazioni previsionali si riferiscono alle informazioni reperibili alla data della loro diffusione; al riguardo Saipem SpA non assume alcun obbligo di rivedere, aggiornare e correggere gli stessi successivamente a tale data, al di fuori dei casi tassativamente previsti dalle norme applicabili.

Le informazioni e i dati previsionali forniti non rappresentano e non potranno essere considerati dagli interessati quali valutazioni a fini legali, contabili, fiscali o di investimento né con gli stessi si intende generare alcun tipo di affidamento e/o indurre gli interessati ad alcun investimento.

I Paesi di attività di Saipem

EUROPA

Austria, Belgio, Bulgaria, Cipro, Croazia, Danimarca, Francia, Grecia, Italia, Lussemburgo, Malta, Norvegia, Paesi Bassi, Polonia, Portogallo, Regno Unito, Romania, Spagna, Svezia, Svizzera, Turchia

AMERICHE

Argentina, Bolivia, Brasile, Canada, Cile, Colombia, Ecuador, Messico, Panama, Perù, Stati Uniti, Suriname, Venezuela

CSI

Azerbaijan, Georgia, Kazakhstan, Russia, Turkmenistan, Ucraina

AFRICA

Algeria, Angola, Congo, Egitto, Gabon, Libia, Marocco, Mozambico, Namibia, Nigeria, Uganda

MEDIO ORIENTE

Arabia Saudita, Emirati Arabi Uniti, Iraq, Kuwait, Oman, Qatar

ESTREMO ORIENTE E OCEANIA

Australia, Cina, Corea del Sud, Giappone, India, Indonesia, Malaysia, Singapore, Thailandia

Organi sociali e di controllo di Saipem SpA

CONSIGLIO DI AMMINISTRAZIONE

Presidente

Paolo Andrea Colombo

Amministratore Delegato (CEO)

Stefano Cao

Consiglieri

Maria Elena Cappello, Federico Ferro-Luzzi,
Francesco Antonio Ferrucci, Guido Guzzetti, Flavia Mazzarella,
Nicola Picchi, Leone Pattofatto¹

COLLEGIO SINDACALE

Presidente

Mario Busso

Sindaci effettivi

Giulia De Martino

Massimo Invernizzi

Sindaci supplenti

Paolo Sfamini

Maria Francesca Talamonti

(1) Nominato Consigliere con delibera del Consiglio di Amministrazione del 21 gennaio 2016 e confermato con delibera dell'Assemblea Ordinaria del 29 aprile 2016.

Società di revisione

EY SpA

Saipem è stata soggetta fino al 22 gennaio 2016 all'attività di direzione e coordinamento di Eni SpA*

(*) Come indicato nel Patto Parasociale stipulato tra Eni ed FSI (ora CDP Equity SpA), alla data di efficacia della cessione (22 gennaio 2016), né Eni né CDP Equity SpA eserciteranno "un controllo solitario su Saipem ai sensi dell'art. 93 del TUF". Inoltre, secondo quanto indicato nel documento informativo redatto da Eni ai sensi dell'art. 5 del Regolamento "Parti correlate" relativo alla cessione della partecipazione detenuta da Eni in Saipem, gli assetti relativi alla governance concordati con il patto sono diretti a realizzare un controllo congiunto di Saipem da parte di Eni e CDP Equity SpA.

2 Risultati del semestre
3 Struttura partecipativa del Gruppo Saipem

Relazione intermedia sulla gestione

Bilancio consolidato semestrale abbreviato

8	Nota sull'andamento del titolo Saipem SpA
10	Glossario
14	Andamento operativo
14	Il contesto di mercato
14	Le acquisizioni e il portafoglio
15	Gli investimenti
16	Engineering & Construction Offshore
22	Engineering & Construction Onshore
27	Drilling Offshore
30	Drilling Onshore
32	Commento ai risultati economico-finanziari
32	Risultati economici
36	Situazione patrimoniale e finanziaria
38	Rendiconto finanziario riclassificato
39	Principali indicatori reddituali e finanziari
40	Sostenibilità
41	Attività di ricerca e sviluppo
44	Qualità, sicurezza e ambiente
47	Risorse umane e salute
51	Sistema informativo
53	Gestione dei rischi d'impresa
67	Altre informazioni
70	Riconduzione degli schemi di bilancio riclassificati utilizzati nella relazione sulla gestione a quelli obbligatori
74	Schemi di bilancio
80	Note illustrative al bilancio consolidato semestrale abbreviato
126	Attestazione del bilancio semestrale abbreviato ai sensi dell'art. 81-ter del Regolamento Consob n. 11971 del 14 maggio 1999 e successive modifiche e integrazioni
127	Relazione della Società di revisione

Approvata dal Consiglio di Amministrazione
nella riunione del 27 luglio 2016

RISULTATI DEL SEMESTRE

Nel primo semestre del 2016 Saipem ha conseguito risultati positivi nonostante un contesto di mercato che si conferma sfidante.

I ricavi ammontano a 5.275 milioni di euro (5.373 milioni di euro nel corrispondente semestre del 2015), sostanzialmente stabili rispetto al primo semestre del 2015.

Il risultato operativo (EBIT) adjusted¹ per il semestre ammonta a 324 milioni di euro, grazie alle ottime performance operative dell'Engineering & Construction Offshore, nonché alla tenuta del Drilling Offshore, che beneficia ancora di rate negoziate in periodi di mercato più favorevoli.

Il risultato operativo (EBIT) ammonta a 237 milioni di euro, per effetto della svalutazione di crediti ritenuti non recuperabili della business unit Drilling Onshore per 87 milioni di euro.

Il risultato netto adjusted del primo semestre del 2016 ammonta a 140 milioni di euro, mentre il risultato netto si attesta a 53 milioni di euro.

Il settore Engineering & Construction Offshore ha espresso il 58,2% dei ricavi; l'Engineering & Construction Onshore il 27,1% dei ricavi; il Drilling Offshore il 9,2% dei ricavi e il Drilling Onshore il 5,5% dei ricavi.

L'indebitamento finanziario netto al 30 giugno 2016 ammonta a 1.940 milioni di euro; la riduzione rispetto al 31 dicembre 2015 (5.390 milioni di euro) è dovuta sostanzialmente al perfezionamento dell'operazione di aumento di capitale nel corso del primo trimestre del 2016. Il cash flow del primo semestre è stato compensato dall'incremento del capitale circolante e dagli investimenti di periodo.

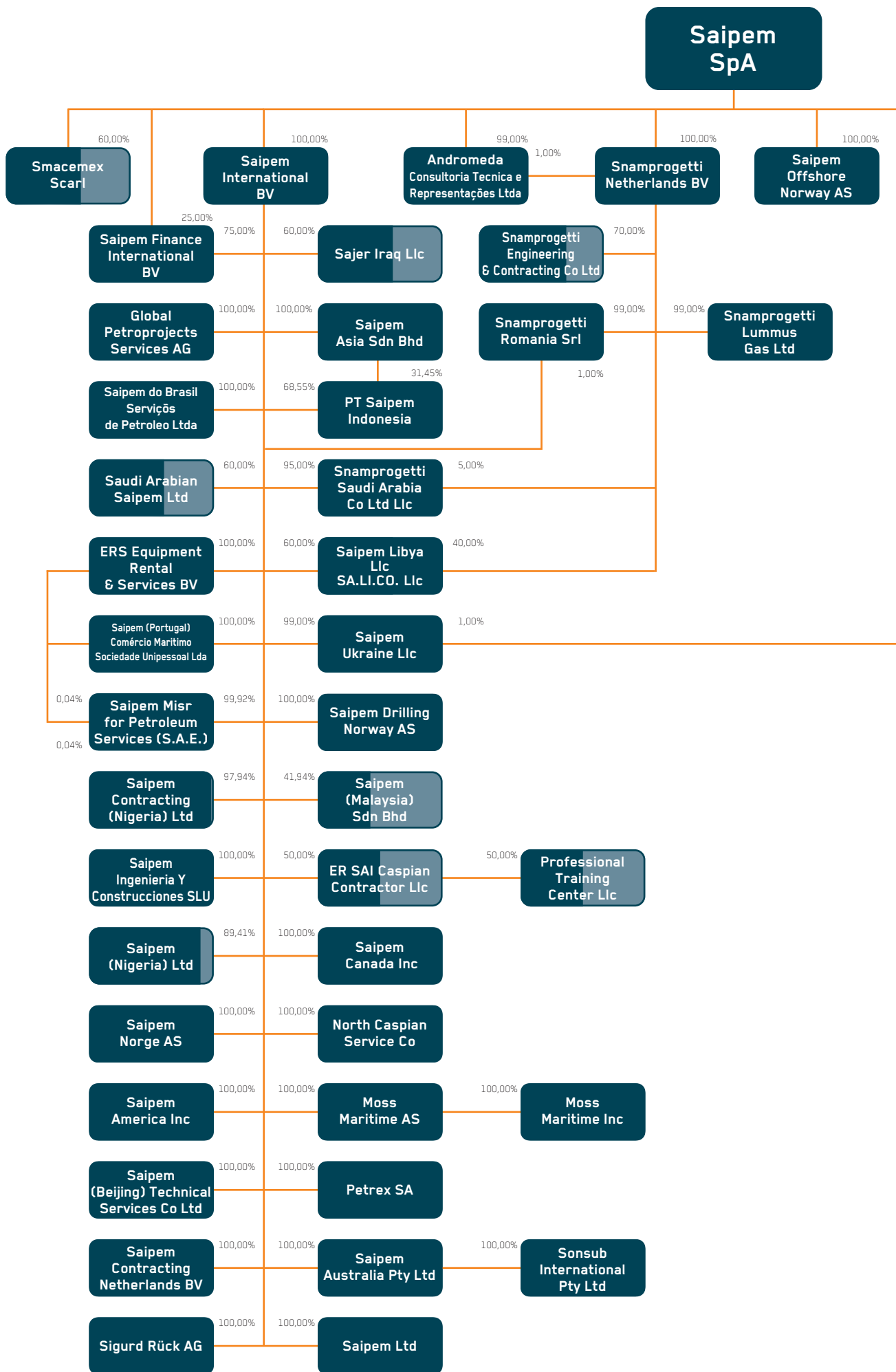
Gli investimenti tecnici effettuati nel primo semestre del 2016 ammontano a 97 milioni di euro (268 milioni di euro nel primo semestre del 2015).

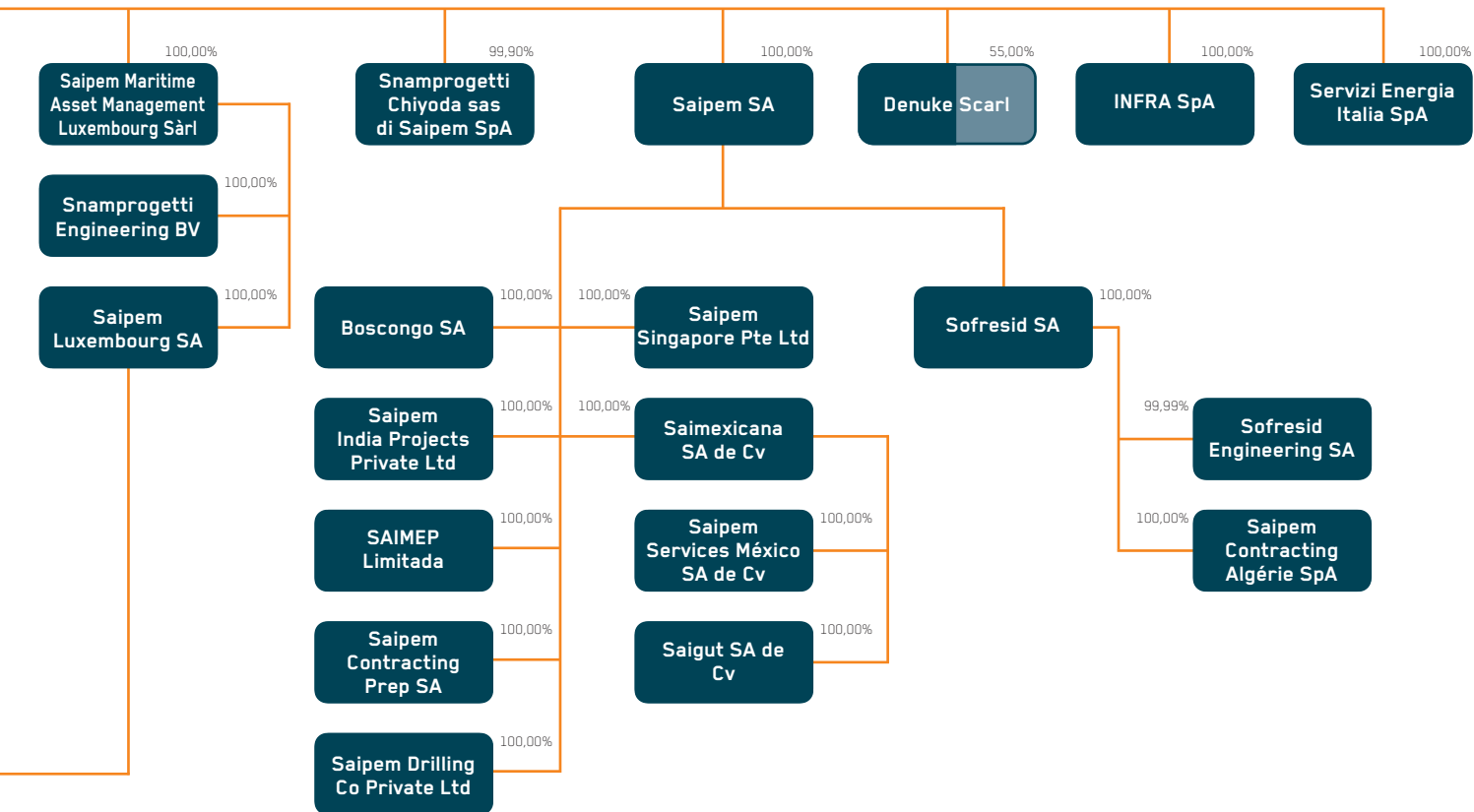
Nel corso del primo semestre del 2016 Saipem ha acquisito nuovi ordini per un totale di 3.328 milioni di euro (3.500 milioni di euro nel primo semestre del 2015). Il portafoglio ordini al 30 giugno 2016 ammonta a 13.899 milioni di euro (6.605 milioni di euro nell'Engineering & Construction Offshore, 4.864 milioni di euro nell'Engineering & Construction Onshore e 2.430 milioni di euro nel Drilling).

(1) L'EBIT adjusted e il risultato netto adjusted non comprendono le svalutazioni di crediti scaduti della business unit Drilling Onshore.

STRUTTURA PARTECIPATIVA DEL GRUPPO SAIPEM

(società controllate)





Sono rappresentate solo le società controllate

Relazione intermedia sulla gestione

NOTA SULL'ANDAMENTO DEL TITOLO SAIPEM SPA

Nel corso del primo semestre dell'anno la quotazione delle azioni ordinarie Saipem presso la Borsa Italiana ha registrato un decremento del 61%. Nello stesso periodo l'indice FTSE MIB, il listino dei maggiori titoli italiani, ha fatto registrare un decremento del 22%.

L'andamento del titolo nei primi giorni dell'anno era stato condizionato negativamente dal brusco calo delle quotazioni del petrolio, che proseguiva il trend di discesa iniziato l'anno precedente. Il 20 gennaio il Brent era sceso sotto i 28 dollari al barile, toccando la quotazione più bassa mai raggiunta negli ultimi dodici anni. Il 4 gennaio il titolo Saipem apriva l'anno a 7,28 euro e il 20 gennaio si attestava a 5,78 euro.

In questo difficile contesto il 21 gennaio il Consiglio di Amministrazione fissava le condizioni dell'aumento di capitale sociale a pagamento deliberato dall'Assemblea dei Soci il 2 dicembre 2015. Il prezzo di emissione è stato pari a 0,362 euro per azione, per un controvalore complessivo di 3.499.947.586 euro.

L'operazione di aumento di capitale si è conclusa il 18 febbraio con 8.489.181.690 azioni ordinarie complessivamente sottoscritte pari all'87,8% delle azioni ordinarie di nuova emissione. Le rimanenti 1.179.181.806 azioni sono state sottoscritte dalle banche garanti.

L'aumento di capitale risulta quindi sottoscritto per un controvalore complessivo pari a 3.499.947.586 euro (di cui 1.749.973.793 euro a titolo di capitale e 1.749.973.793 euro a titolo di sovrapprezzo). Il nuovo capitale sociale di Saipem a seguito del menzionato aumento di capitale risulta pertanto pari a 2.191.384.693 euro, suddiviso in n. 10.109.665.070 azioni ordinarie e n. 109.326 azioni di risparmio prive di indicazione del valore nominale.

Durante il periodo di sottoscrizione il brusco decremento delle quotazioni del petrolio ha determinato forti turbolenze sui mercati azionari che colpiscono in particolare i titoli del settore. Il 12 febbraio l'azione aveva toccato il minimo del semestre a 0,302 euro. Il titolo risale poi fino 0,417 euro nei primi giorni di marzo, sospinto da una graduale ripresa delle quotazioni del greggio e supportato dalla presentazione dei risultati 2015, accolti positivamente dalla comunità finanziaria.

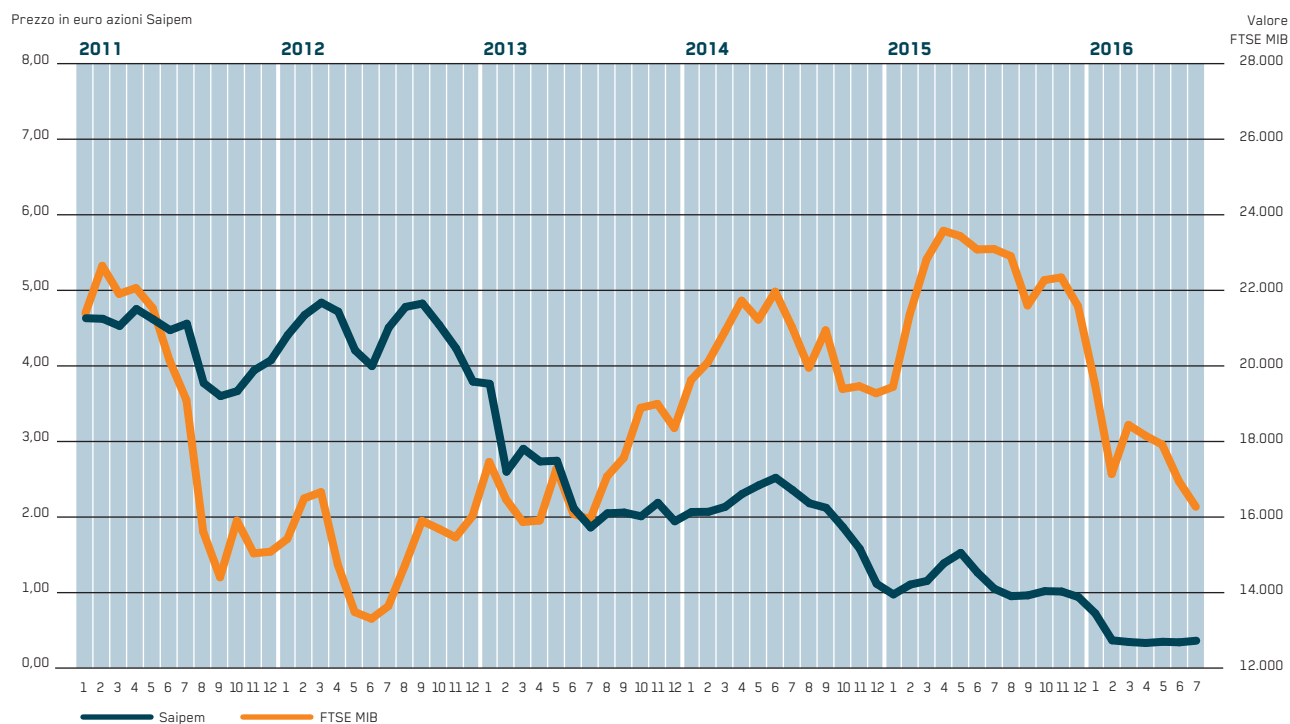
Nei mesi successivi l'andamento dell'azione è rimasto altalenante, condizionato da un contesto di mercato incerto e volatile e dalla cautela dei mercati finanziari nei confronti delle prospettive delle aziende del settore petrolifero, nonostante la ripresa delle quotazioni del petrolio verso i 50 dollari al barile. Nel mese di marzo il collocamento di gran parte dell'inoportato da parte delle banche garanti e lo scandalo Unaoil determinano effetti negativi sul prezzo dell'azione. Nel mese di aprile, al contrario, l'aggiudicazione da parte di Saipem di nuove commesse e la presentazione dei risultati del primo trimestre sono accolti positivamente dalla comunità finanziaria, sostenendo la quotazione dell'azione fino a 0,433 euro, raggiunta il 29 aprile. Nel mese di maggio ritorna a prevalere la cautela, anche in seguito all'abbassamento di un notch del rating creditizio di lungo periodo di Saipem da parte delle agenzie Standard & Poor's e Moody's. Nel mese di giugno il titolo ha un andamento particolarmente volatile, seguendo le oscillazioni del prezzo del petrolio. L'azione Saipem chiude il semestre a 0,360 euro il 30 giugno, penalizzata anche dalle turbolenze provocate sui mercati azionari dai risultati del referendum sull'uscita del Regno Unito dall'Unione Europea.

Nel mese di luglio l'andamento del titolo ha mostrato segnali di ripresa raggiungendo in data 20 luglio 2016 il valore di 0,440 euro ad azione.

Alla fine del mese di giugno la capitalizzazione di mercato di Saipem era di circa 3,6 miliardi di euro. In termini di liquidità del titolo le azioni trattate nel semestre sono state 11,7 miliardi con una media giornaliera di periodo che si attesta sui 92 milioni circa di titoli scambiati. Il controvalore degli scambi è stato di 4,6 miliardi di euro, mentre nel corso del primo semestre del 2015 era stato di circa 10,6 miliardi di euro. Per quanto riguarda le azioni di risparmio, convertibili alla pari in azioni ordinarie e di ammontare trascurabile, il loro numero era di 106.126 alla fine del mese di giugno 2016. Il loro valore ha avuto un decremento del 2% nel corso della prima metà dell'anno, registrando una quotazione di 5,70 euro a fine giugno 2016.

Quotazioni alla Borsa Valori di Milano	(euro)	2012	2013	2014	2015	1° semestre 2016
Azioni ordinarie:						
- massima		4,974	4,051	2,629	1,606	0,917
- minima		3,774	1,586	1,951	0,918	0,302
- media		4,467	2,883	2,268	1,257	0,435
- fine periodo		4,317	1,586	2,483	1,198	0,360
Azioni di risparmio:						
- massima		20,40	21,47	12,87	11,07	6,20
- minima		18,40	15,33	9,95	9,38	3,90
- media		18,83	16,92	11,17	10,78	5,58
- fine periodo		19,99	16,56	12,27	9,38	5,70

Saipem e FTSE MIB - Valori medi mensili gennaio 2011- luglio 2016



GLOSSARIO

Termini finanziari

- **EBIT** (earnings before interest and tax) risultato operativo.
- **EBIT adjusted** risultato operativo al netto di special item.
- **EBITDA** (earnings before interest, taxes, depreciation and amortisation) margine operativo lordo.
- **IFRS** International Financial Reporting Standards (principi contabili internazionali) emanati dallo IASB (International Accounting Standards Board) e adottati dalla Commissione Europea. Comprendono gli International Financial Reporting Standards (IFRS), gli International Accounting Standards (IAS), le interpretazioni emesse dall'International Financial Reporting Interpretation Committee (IFRIC) e dallo Standing Interpretations Committee (SIC) adottate dallo IASB. La denominazione di International Financial Reporting Standards (IFRS) è stata adottata dallo IASB per i principi emessi successivamente al maggio 2003. I principi emessi antecedentemente hanno mantenuto la denominazione di IAS.
- **Leverage** misura il grado di indebitamento della società ed è calcolato come rapporto tra l'indebitamento finanziario netto e il patrimonio netto.
- **OECD** organizzazione per la cooperazione e lo sviluppo economico.
- **ROACE** (Return on Average Capital Employed) indice di rendimento del capitale investito calcolato come rapporto tra il risultato netto prima degli interessi di terzi azionisti aumentato degli oneri finanziari netti correlati all'indebitamento finanziario netto, dedotto il relativo effetto fiscale, e il capitale investito netto medio.
- **Special item** componenti reddituali derivanti da eventi o da operazioni non ricorrenti o non rappresentativi della normale attività di business.
- **Write off** cancellazione o riduzione del valore di un asset patrimoniale.

Attività operative

- **Acque convenzionali** profondità d'acqua inferiori ai 500 metri.
- **Acque profonde** profondità d'acqua superiori ai 500 metri.
- **Buckle detection** sistema che, basandosi sull'utilizzo di onde elettromagnetiche, nel corso della posa è in grado di segnalare il collasso o la deformazione della condotta posata sul fondo.
- **Bundles** fasci di cavi.
- **Carbon Capture and Storage** tecnologia che permette di catturare il carbonio presen-

te negli effluenti gassosi degli impianti di combustione o di trattamento degli idrocarburi e di stoccarlo a lungo termine in formazioni geologiche sotterranee, riducendo o eliminando così l'emissione in atmosfera di anidride carbonica.

- **Central Processing Facility** unità produttiva per la prima trasformazione di petrolio e gas.
- **Cold stacked** impianto inattivo con significativa riduzione del personale e con manutenzione ridotta.
- **Commissioning** insieme delle operazioni necessarie per la messa in esercizio di un gasdotto, degli impianti e delle relative apparecchiature.
- **Cracking** processo chimico-fisico tipicamente realizzato all'interno di specifici impianti di raffinazione che ha lo scopo di spezzare le grosse molecole di idrocarburi ricavate dalla distillazione primaria del greggio ricavando frazioni più leggere.
- **Deck** area di coperta, o ponte di lavoro, di una piattaforma su cui sono montati gli impianti di processo, le apparecchiature, i moduli alloggio e le unità di perforazione.
- **Decommissioning** operazione richiesta per mettere fuori servizio un gasdotto o un impianto o le apparecchiature collegate. Viene effettuato alla fine della vita utile dell'impianto in seguito a un incidente, per ragioni tecniche o economiche, per motivi di sicurezza e ambientali.
- **Deep-water** vedi Acque profonde.
- **Downstream** il termine downstream riguarda le attività inerenti il settore petrolifero che si collocano a valle dell'esplorazione e produzione.
- **Drillship** (Nave di perforazione) nave dotata di propulsione propria in grado di effettuare operazioni di perforazione in acque profonde.
- **Dry-tree** testa pozzo fuori acqua posta sulle strutture di produzione galleggianti.
- **Dynamic Positioned Heavy Lifting Vessel** (Nave per grandi sollevamenti a posizionamento dinamico) mezzo navale dotato di gru di elevata capacità di sollevamento in grado di mantenere una posizione definita rispetto a un certo sistema di riferimento con elevata precisione mediante la gestione di propulsori (elicke), in modo da annullare le forzanti ambientali (vento, moto ondoso, corrente).
- **EPC** (Engineering, Procurement, Construction) contratto tipico del segmento Engineering & Construction Onshore avente per oggetto la realizzazione di impianti nel quale la società fornitrice del servizio svolge le attività di ingegneria, approvvigionamento dei materiali e di costruzione. Si parla di "contratto chiavi in mano" quando l'impianto è consegnato pronto per l'avviamento ovvero già avviato.

- **EPCI** (Engineering, Procurement, Construction, Installation) contratto tipico del segmento Engineering & Construction Offshore avente per oggetto la realizzazione di un progetto complesso nel quale la società fornitrice del servizio (global or main contractor, normalmente una società di costruzioni o un consorzio) svolge le attività di ingegneria, approvvigionamento dei materiali, di costruzione degli impianti e delle relative infrastrutture, di trasporto al sito di installazione e delle attività preparatorie per l'avvio degli impianti.
- **Fabrication yard** cantiere di fabbricazione di strutture offshore.
- **Farm out** assegnazione del contratto da parte del cliente a un'altra entità per un periodo di tempo determinato.
- **Facility** servizi, strutture e installazioni ausiliarie necessarie per il funzionamento degli impianti primari.
- **FDS** (Field Development Ship) mezzo navale combinato, dotato di posizionamento dinamico, con capacità di sollevamento e di posa di condotte sottomarine.
- **FEED** (Front-end Engineering and Design) ingegneria di base e attività iniziali eseguite prima di iniziare un progetto complesso al fine di valutare aspetti tecnici e permettere una prima stima dei costi di investimento.
- **Field Engineer** ingegnere di cantiere.
- **Flare** alta struttura metallica utilizzata per bruciare il gas che si separa dal petrolio nei pozzi di petrolio, quando non è possibile utilizzarlo sul posto o trasportarlo altrove.
- **FLNG** (Floating Liquefied Natural Gas) impianto galleggiante per il trattamento, la liquefazione e lo stoccaggio del gas, che viene poi trasferito su navi di trasporto verso i mercati di consumo finali.
- **Floatover** metodo di installazione di moduli di piattaforme marine senza l'esecuzione di operazioni di sollevamento. Un mezzo navale specifico trasporta il modulo da installare, si posiziona internamente ai punti di sostegno, varia il proprio assetto operando sulle casse di zavorra e abbassandosi posa il modulo sui punti di sostegno. Una volta che il modulo è a contatto con i punti di sostegno, il mezzo navale si sfilava e si provvede ad assicurare il modulo alla struttura di supporto.
- **Flowline** tubazione impiegata per il collegamento e il trasporto della produzione dei singoli pozzi a un collettore o a un centro di raccolta o trattamento.
- **FPSO vessel** sistema galleggiante di produzione, stoccaggio e trasbordo (Floating Production Storage and Offloading), costituito da una petroliera di grande capacità, in grado di disporre di un impianto di trattamento degli idrocarburi di notevole dimensioni. Questo sistema, che viene ormeggiato a prua per mantenere una posizione geostazionaria, è in effetti, una piattaforma temporaneamente fissa, che collega le teste di pozzo sottomarine, mediante collettori verticali (riser) dal fondo del mare, ai sistemi di bordo di trattamento, stoccaggio e trasbordo.
- **FPU** (Floating Production Unit) unità di produzione galleggiante.
- **FSHR** (Free Standing Hybrid Risers) sistema che consiste in un tubo verticale di acciaio (detto "riser") che viene mantenuto in tensione da un modulo di galleggiamento posizionato vicino alla superficie del mare, la cui spinta di galleggiamento assicura stabilità. Un tubo flessibile (jumper) collega la parte superiore del riser a un'unità di produzione galleggiante (FPU), mentre il riser viene ancorato al fondale attraverso un sistema di ancoraggio. Un tubo rigido (riser base jumper) collega la parte inferiore del FSHR fino alla parte terminale della pipeline (PLET).
- **FSRU** (Floating Storage Re-gassification Unit) terminale galleggiante a bordo del quale il gas naturale liquefatto viene stoccato e poi rigassificato prima del trasporto in condotte.
- **Gas export line** condotta di esportazione del gas dai giacimenti marini alla terraferma.
- **GNL** Gas Naturale Liquefatto, ottenuto a pressione atmosferica con raffreddamento del gas naturale a -160 °C. Il gas viene liquefatto per facilitarne il trasporto dai luoghi di estrazione a quelli di trasformazione e consumo. Una tonnellata di GNL corrisponde a circa 1.500 metri cubi di gas.
- **GPL** Gas di Petrolio Liquefatti, ottenuti in raffineria sia dal frazionamento primario del greggio che da altri processi successivi; gassosi a temperatura ambiente e pressione atmosferica, sono liquefabili per sola moderata compressione a temperatura ambiente e quindi si immagazzinano quantitativi rilevanti in recipienti metallici di agevole maneggiabilità.
- **Gunitatura** (concrete coating) rivestimento e zavorramento di condotte posate sul fondo del mare mediante cemento armato in modo da proteggere l'esterno della condotta da urti e corrosioni.
- **Hydrocracking** (impianto di) impianto all'interno del quale è realizzato il processo di separazione delle grosse molecole di idrocarburi.
- **Hydrotesting** operazione eseguita con acqua pompata ad alta pressione (più alta della pressione operativa) nelle condotte per verificarne la piena operatività e per assicurare che siano prive di difetti.
- **Hydrotreating** processo di raffineria avente come scopo il miglioramento delle caratteristiche di una frazione petrolifera.
- **International Oil Company** compagnie a capitale privato, tipicamente quotate su mercati azionari, coinvolte in diversi modi nelle attività petrolifere upstream e/o downstream.
- **Jacket** struttura reticolare inferiore di una piattaforma fissata mediante pali a fondo mare.
- **Jack-up** unità marina mobile di tipo autosollevante, per la perforazione dei pozzi offshore, dotata di uno scafo e di gambe a traliccio.
- **J-laying** (posa a "J") posa di una condotta utilizzando una rampa di varo quasi verticale per cui la condotta assume una configura-

- zione a "J". Questo tipo di posa è adatta ad alti fondali.
- **Lay-up** mezzo inattivo con sospensione del periodo di validità della certificazione di classe.
 - **Leased FPSO** FPSO (Floating Production, Storage and Offloading) per il quale contrattista e cliente (oil company) ricorrono alla forma contrattuale "Lease", attraverso la quale il locatario (cliente/oil company) utilizza l'FPSO pagando al locatore (contrattista) un corrispettivo detto "canone" per un periodo di tempo determinato. Il locatario ha il diritto di acquistare l'FPSO alla scadenza del contratto.
 - **Local Content** sviluppare le competenze locali, trasferire le proprie conoscenze tecniche e manageriali, e rafforzare la manodopera e l'imprenditoria locale, attraverso le proprie attività di business e le iniziative di supporto per le comunità locali.
 - **LTI** (Lost Time Injury) infortunio con perdita di tempo: un LTI è un qualsiasi infortunio connesso con il lavoro che rende la persona infortunata temporaneamente inabile a eseguire un lavoro regolare o un lavoro limitato in un qualsiasi giorno/turno successivo al giorno in cui si è verificato un infortunio.
 - **Midstream** settore costituito dalle attività dedicate alla costruzione e gestione di infrastrutture per il trasporto idrocarburi.
 - **Moon pool** apertura dello scafo delle navi di perforazione per il passaggio delle attrezzature necessarie all'attività.
 - **Mooring** ormeggio.
 - **Mooring buoy** sistema di ormeggio in mare aperto.
 - **Multipipe subsea** sistema di separazione gravitazionale gas/liquido caratterizzato da una serie di separatori verticali di piccolo diametro che operano in parallelo (applicazione per acque profonde).
 - **National Oil Company** compagnie di proprietà dello Stato, o da esso controllate, coinvolte in diversi modi nelle attività di esplorazione, produzione, trasporto e trasformazione degli idrocarburi.
 - **NDT** (Non Destructive Testing) Controlli Non Distruttivi: complesso di esami, prove e rilievi condotti impiegando metodi che non alterano il materiale alla ricerca e identificazione di difetti strutturali.
 - **NDT Phased Array** metodo NDT (Non Destructive Testing) basato sull'uso di ultrasuoni per rilevare difetti in una struttura o una saldatura.
 - **Offshore/Onshore** il termine offshore indica un tratto di mare aperto e, per estensione, le attività che vi si svolgono; onshore è riferito alla terra ferma e, per estensione, alle attività che vi si svolgono.
 - **Oil Services Industry** settore industriale che fornisce servizi e/o prodotti alle National o International Oil Company ai fini dell'esplorazione, produzione, trasporto e trasformazione degli idrocarburi.
 - **Ombelicale** cavo flessibile di collegamento che, in un unico involucro, contiene cavi e tubi flessibili.
 - **Pig** apparecchiatura che viene utilizzata per pulire, raschiare e ispezionare una condotta.
 - **Piggy back pipeline** pipeline di piccolo diametro, posto al di sopra di un altro pipeline di diametro maggiore, destinato al trasporto di altri prodotti rispetto a quello trasportato dalla linea principale.
 - **Pile** lungo e pesante palo di acciaio che viene infisso nel fondo del mare; l'insieme di più pali costituisce una fondazione per l'ancoraggio di una piattaforma fissa o di altre strutture offshore.
 - **Pipe-in-pipe** condotta sottomarina, formata da due tubazioni coassiali, per il trasporto di fluidi caldi (idrocarburi). Il tubo interno ha la funzione di trasportare il fluido. Nell'intercapedine tra i due tubi si trova del materiale coibente per ridurre lo scambio termico con l'ambiente esterno. Il tubo esterno assicura la protezione meccanica dalla pressione dell'acqua.
 - **Pipe-in-pipe forged end** terminazione forgiata di un doppio tubo coassiale.
 - **Pipelayer** mezzo navale per posa di condotte sottomarine.
 - **Pipeline** sistema per il trasporto di greggio, di prodotti petroliferi e di gas naturale costituito da una condotta principale e dai relativi apparati e macchine ausiliarie.
 - **Pipe Tracking System** (PTS) sistema informatico volto ad assicurare la completa tracciabilità dei componenti di una condotta sottomarina installata durante l'esecuzione di un progetto.
 - **Piping and Instrumentation Diagram** (P&ID) schema che rappresenta tutte le apparecchiature, le tubazioni, la strumentazione con le relative valvole di blocco e di sicurezza di un impianto.
 - **Pre-commissioning** lavaggio ed essiccaamento della condotta.
 - **Pre-drilling template** struttura di appoggio per una piattaforma di perforazione.
 - **Pre Travel Counselling** suggerimenti di tipo sanitario sulla base delle condizioni di salute di chi viaggia, informando adeguatamente il lavoratore sui rischi specifici e la profilassi da adottare in base al Paese di destinazione.
 - **Pulling** operazione di intervento su un pozzo per eseguire manutenzioni e sostituzioni marginali.
 - **QHSE** (Qualità, Health, Safety, Environment) Qualità, Salute, Sicurezza, Ambiente.
 - **Rig** impianto di perforazione, composto da una struttura a traliccio (torre), dal piano sonda su cui la torre è installata, e dalle attrezzature accessorie per le operazioni di discesa, risalita e rotazione della batteria di perforazione e per il pompaggio del fango.
 - **Riser** collettore utilizzato nei pozzi offshore con testa pozzo sottomarina per collegarla con la superficie.
 - **ROV** (Remotely Operated Vehicle) mezzo sottomarino senza equipaggio guidato e alimentato via cavo, utilizzato per attività di ispezione e per lavori subacquei.
 - **Shale gas** gas metano prodotto da giaci-

- menti non convenzionali costituiti da roccia argillosa.
- **Shallow water** vedi Acque convenzionali.
 - **Sick Building Syndrome** insieme di disturbi causati dalle condizioni dell'ambiente di lavoro, senza cause identificabili, ma eventualmente attribuibili alla presenza di composti organici volatili, formaldeide, muffe, acari.
 - **S-laying** (posa a "S") posa di una condotta mediante l'avanzamento della nave sfruttando le qualità elastiche dell'acciaio, per cui la condotta assume una configurazione a "S", con una estremità sul fondo e l'altra tenuta in tensione a bordo della nave. La posa a "S" viene utilizzata per i fondali medio-bassi.
 - **Slug catcher** impianto per la depurazione del gas.
 - **Sour water** acqua che contiene una certa quantità di contaminanti disciolti.
 - **Spar** sistema di produzione galleggiante, ancorato al fondo marino mediante un sistema di ancoraggio semi-rigido, costituito da uno scafo cilindrico verticale che supporta la struttura di una piattaforma.
 - **Spare capacity** rapporto tra produzione e capacità produttiva, riferita alla quantità di petrolio in eccesso, che non deve essere utilizzato per far fronte alla domanda.
 - **Spool** inserto di collegamento tra una tubazione sottomarina e il riser di una piattaforma, o comunque inserto per collegare due estremità di tubazioni.
 - **Spoolsep** impianto con funzione di separare l'acqua dal petrolio nel trattamento del greggio.
 - **Strato Pre-Salt** formazione geologica presente sulle piattaforme continentali al largo delle coste dell'Africa e del Brasile.
 - **Stripping** processo mediante il quale i prodotti volatili indesiderati sono allontanati dalla miscela liquida o dalla massa solida in cui sono disciolti.
 - **Subsea processing** attività svolta nell'ambito dello sviluppo di campi di petrolio e/o gas naturale in mare e legata alla strumentazione e alle tecnologie necessarie per l'estrazione, il trattamento e il trasporto di tali fluidi sotto il livello del mare.
 - **Subsea tiebacks** collegamento di nuovi campi petroliferi a strutture fisse o flottanti già esistenti.
 - **Subsea treatment** è un nuovo processo per lo sviluppo dei giacimenti marginali. Il sistema prevede l'iniezione e il trattamento di acqua di mare direttamente sul fondo marino.
 - **SURF** (Subsea, Umbilicals, Risers, Flowlines) facility: insieme di condotte e attrezzature che collegano un pozzo o un sistema sottomarino con un impianto galleggiante.
 - **Tandem Offloading** metodo finalizzato al trasferimento di un flusso liquido (sia petrolio che gas liquefatto) fra due unità offshore collocate una in fila all'altra, attraverso l'utilizzo di un sistema aereo, flottante o sottomarino (in contrapposizione allo scarico side-by-side, in cui due unità offshore sono posizionate l'una accanto all'altra).
 - **Tar sands** sabbie bituminose, ossia miscele di argilla, sabbia, fango, acqua e bitume. Il bitume è composto principalmente da idrocarburi ad alto peso molecolare e può essere trasformato in diversi prodotti petroliferi.
 - **Template** struttura sottomarina rigida e modulare sulla quale vengono a trovarsi tutte le teste pozzo del giacimento.
 - **Tender assisted drilling unit** (TAD) impianto di perforazione costituito da una piattaforma offshore su cui è installata una torre di perforazione, collegata a una nave di appoggio, che ospita le infrastrutture ancillari necessarie a fornire assistenza alle attività di perforazione.
 - **Tendon** tubi tiranti e stabilizzanti utilizzati per tensionare le Tension Leg Platform per permettere alla piattaforma la necessaria stabilità per la sua operatività.
 - **Tension Leg Platform** (TLP) piattaforma galleggiante di tipo fisso, mantenuta in posizione tramite un sistema tensionato di ancoraggio a cassoni di zavorra collocati a fondo mare. Il campo di applicazione di queste piattaforme è quello degli alti fondali.
 - **Tie-in** collegamento di una condotta di produzione a un pozzo sottomarino o semplicemente giunzione di due tratti di pipeline.
 - **Tight oil** idrocarburo presente a grandi profondità allo stato liquido e "intrappolato" in rocce impermeabili che ne impediscono la fuoriuscita con una normale estrazione.
 - **Topside** parte emersa di una piattaforma.
 - **Trenching** scavo di trincea, eseguito per la posa di condotte a terra e a mare.
 - **Treno** insieme di unità che realizzano un processo complesso di raffinazione, petrolchimico, di liquefazione o rigassificazione del gas naturale. Un impianto può essere composto da uno o più treni, di uguale capacità e funzionanti in parallelo.
 - **Trunkline** condotta utilizzata per il trasporto di greggio proveniente dai grandi depositi di stoccaggio ai luoghi di produzione, alle raffinerie, ai terminali costieri.
 - **Upstream** il termine upstream riguarda le attività di esplorazione e produzione idrocarburi.
 - **Vacuum** secondo stadio della distillazione del greggio.
 - **Warm Stacking** impianto inattivo, ma pronto a riprendere l'attività operativa in caso di acquisizione di un contratto. Il personale è al completo e la manutenzione ordinaria viene normalmente eseguita.
 - **Wellhead** (testa pozzo) struttura fissa che assicura la separazione del pozzo dall'ambiente esterno.
 - **Wellhead Barge** (WHB) nave attrezzata per le attività di drilling, work over e produzione (parziale o totale), collegata agli impianti di processo e/o stoccaggio.
 - **Workover** operazione di intervento su un pozzo per eseguire consistenti manutenzioni e sostituzioni delle attrezzature di fondo, che convogliano i fluidi di giacimento in superficie.
 - **Yard** cantiere.

ANDAMENTO OPERATIVO

Il contesto di mercato

Il 2016 segna un leggero peggioramento del quadro congiunturale con una crescita del PIL mondiale rispetto al 2015 ancora sotto il 3%, evidenziando un rallentamento sia per le economie avanzate, sia per i mercati emergenti. Si arresta inoltre la fase di deprezzamento dell'euro rispetto al dollaro alla luce delle incertezze dell'economia statunitense. Durante il 2016 il prezzo medio del Brent, in calo nel 2015 a causa

della domanda debole a livello globale e dell'ingente produzione di greggio da parte dell'OPEC, complice anche l'uscita dall'isolamento internazionale dell'Iran dopo la fine dell'embargo, ha mostrato segni di ripresa alla fine del primo semestre. Le quotazioni al ribasso del prezzo del greggio hanno portato le Oil Company a ridurre ulteriormente il volume degli investimenti globali previsti nel breve-medio termine. Il calo degli investimenti, rispetto alle previsioni degli anni precedenti, è dovuto sia agli slittamenti nelle assegnazioni di progetti in corso e a cancellazioni di progetti ad alto rischio, sia a politiche di riduzione di costi messe in atto dalle Oil Company nell'ultimo periodo.

In questo contesto i contractor si trovano ad affrontare situazioni ancora più sfidanti e l'esperienza, l'affidabilità, il know-how tecnologico e la capacità di gestione dei progetti, anche complessi e/o di grandi dimensioni, sono diventati elementi indispensabili per rimanere competitivi sia nel settore Engineering & Construction che Drilling.

Ordini acquisiti per area geografica (€3.328 milioni)

■ €674	Italia
■ €196	Resto d'Europa
■ €1.371	CSI
■ €133	Estremo Oriente
■ €479	Medio Oriente
■ €54	Africa Settentrionale
■ €239	Africa Occidentale e resto Africa
■ €182	Americhe



Portafoglio ordini per area geografica (€13.899 milioni)

■ €996	Italia
■ €463	Resto d'Europa
■ €2.105	CSI
■ €220	Estremo Oriente
■ €5.195	Medio Oriente
■ €8	Africa Settentrionale
■ €3.811	Africa Occidentale e resto Africa
■ €1.101	Americhe



Le acquisizioni e il portafoglio

Le acquisizioni di nuovi ordini nel corso del primo semestre del 2016 ammontano a 3.328 milioni di euro (3.500 milioni di euro nel corrispondente periodo del 2015).

Delle acquisizioni complessive, il 65% riguarda l'attività Engineering & Construction Offshore, il 30% l'attività Engineering & Construction Onshore, il 3% il Drilling Offshore e il 2% il Drilling Onshore.

Gruppo Saipem - Ordini acquisiti nel primo semestre 2016

Esercizio 2015			(milioni di euro)		Primo semestre 2015		Primo semestre 2016	
Importi	%		Importi	%	Importi	%		
2.243	34	Saipem SpA	659	19	554	17		
4.272	66	Imprese del Gruppo	2.841	81	2.774	83		
6.515	100	Totale	3.500	100	3.328	100		
4.479	69	Engineering & Construction Offshore	2.742	78	2.158	65		
1.386	21	Engineering & Construction Onshore	431	12	990	30		
234	4	Drilling Offshore	189	6	117	3		
416	6	Drilling Onshore	138	4	63	2		
6.515	100	Totale	3.500	100	3.328	100		
279	4	Italia	136	4	674	20		
6.236	96	Estero	3.364	96	2.654	80		
6.515	100	Totale	3.500	100	3.328	100		
507	8	Gruppo Eni	214	6	155	5		
6.008	92	Terzi	3.286	94	3.173	95		
6.515	100	Totale	3.500	100	3.328	100		

Le acquisizioni all'estero rappresentano l'80% del totale e mostrano un'incidenza minore rispetto al primo semestre 2015; le acquisizioni di contratti da imprese del Gruppo Eni il 5%. Le acquisizioni della Capogruppo Saipem SpA sono state il 17% di quelle complessive.

Il portafoglio ordini residuo al 30 giugno ammonta a 13.899 milioni di euro.

Per quanto riguarda l'articolazione per settori di attività, il 48% del portafoglio ordini residuo è

attribuibile all'attività Engineering & Construction Offshore, il 35% all'attività Engineering & Construction Onshore, l'11% al Drilling Offshore e il 6% al Drilling Onshore.

Il 93% degli ordini è da eseguirsi all'estero; quelli verso le imprese del Gruppo Eni rappresentano il 10% del portafoglio totale. La Capogruppo Saipem SpA ha in carico il 37% del portafoglio ordini residuo.

Gruppo Saipem - Portafoglio ordini al 30 giugno 2016						
31.12.2015		(milioni di euro)	30.06.2015		30.06.2016	
Importi	%		Importi	%	Importi	%
5.386	34	Saipem SpA	5.176	27	5.144	37
10.460	66	Imprese del Gruppo	13.842	73	8.755	63
15.846	100	Totale	19.018	100	13.899	100
7.518	47	Engineering & Construction Offshore	9.283	49	6.605	48
5.301	34	Engineering & Construction Onshore	6.086	32	4.864	35
2.010	13	Drilling Offshore	2.547	13	1.586	11
1.017	6	Drilling Onshore	1.102	6	844	6
15.846	100	Totale	19.018	100	13.899	100
496	3	Italia	613	3	996	7
15.350	97	Estero	18.405	97	12.903	93
15.846	100	Totale	19.018	100	13.899	100
1.736	11	Gruppo Eni	2.067	11	1.358	10
14.110	89	Terzi	16.951	89	12.541	90
15.846	100	Totale	19.018	100	13.899	100

Gli investimenti

Gli **investimenti tecnici** effettuati nel primo semestre del 2016 ammontano a 97 milioni di euro (268 milioni di euro nel primo semestre 2015) e hanno principalmente riguardato:

- per l'Engineering & Construction Offshore 51 milioni di euro: interventi di mantenimento e upgrading di mezzi esistenti;
- per l'Engineering & Construction Onshore 4 milioni di euro: acquisto di attrezzature;

- per il Drilling Offshore 18 milioni di euro: lavori di classe della piattaforma semisommergiabile Scarabeo 6 e del mezzo di perforazione autosollevante Perro Negro 5, oltre a interventi di manutenzione e upgrading sugli altri mezzi;

- per il Drilling Onshore 24 milioni di euro: upgrading dei due impianti destinati a operare in Kuwait, nell'ambito di due contratti già in portafoglio, nonché upgrading degli altri asset.

In sintesi, gli investimenti del primo semestre del 2016 presentano la seguente articolazione:

Investimenti			Primo semestre	
Esercizio 2015	(milioni di euro)		2015	2016
102	Saipem SpA		24	23
459	Imprese del Gruppo		244	74
561	Totale		268	97
168	Engineering & Construction Offshore		82	51
36	Engineering & Construction Onshore		17	4
247	Drilling Offshore		107	18
110	Drilling Onshore		62	24
561	Totale		268	97

ENGINEERING & CONSTRUCTION OFFSHORE

Quadro generale

Il Gruppo Saipem dispone di un'importante flotta navale, tecnologicamente all'avanguardia e di grande versatilità, e di competenze ingegneristiche e di project management di eccellenza; queste distintive capacità e competenze, unitamente a una forte e radicata presenza in mercati strategici di frontiera, assicurano un modello industriale particolarmente adatto per i progetti EPCI.

Il mezzo di più recente costruzione della flotta è la nave posatubi Castorone, monoscafo lungo 330 metri e largo 39 metri, con sistema di posizionamento dinamico (DP classe 3) e sistema di posa a "S" con predisposizione per la futura installazione di una torre per varo a "J".

Il Castorone è stato progettato per eseguire i più sfidanti progetti di posa per grandi diametri e alte profondità, ma con la necessaria flessibilità e produttività per essere efficace anche in progetti di minor complessità. Un sistema di posizionamento dinamico (DP classe 3), la capacità di prefabbricare e varare tubi in triplo giunto di diametro fino a 48 pollici (60 pollici incluso il rivestimento) con una capacità di tensionamento fino a 900 tonnellate (fino a 1.500 tonnellate in condizioni di allagamento del tubo attraverso l'utilizzo di una speciale clampa brevettata), una linea di varo a elevata automazione composta da sette stazioni di lavoro (tre di saldatura e quattro di completamento/controllo), uno stinger modulare per il varo sia in basse che alte profondità con un avanzato sistema di controllo, la possibilità di lavorare in ambienti estremi (Ice Class A0), sono tra le caratteristiche più distintive del mezzo.

L'attuale trend di sviluppo dei giacimenti in acque profonde è sempre alla base del successo del mezzo FDS 2.

La FDS 2, monoscafo lungo 183 metri, largo 32 metri, con un avanzato sistema di posizionamento dinamico (DP classe 3), è dotato di un sistema di prefabbricazione e varo a "J" in alta profondità di tubi in quadruplo giunto fino a un diametro di 36 pollici, con una capacità di tiro e ritenuta di 2.000 tonnellate, con la possibilità di installare un sistema di varo a "S".

Il mezzo, grazie anche alla gru da 1.000 tonnellate e dei due verricelli da 750 e 500 tonnellate entrambi dotati di sistema attivo di compensazione del moto ondoso, è idoneo all'esecuzione dei progetti più complessi in acque profonde.

Tra gli altri mezzi navali più avanzati si evidenziano il Saipem 7000, con posizionamento dinamico, con capacità di sollevamento di 14.000 tonnellate e di posa di condotte in

acque ultra-profonde con il sistema a "J", idoneo a mantenere in sospensione durante la posa un peso complessivo di 1.450 tonnellate; il Castoro Sei, nave posatubi semisommergibile idonea per la posa di condotte di grande diametro; la Field Development Ship (FDS), nave speciale per lo sviluppo di campi sottomarini in acque profonde, dotata di posizionamento dinamico e di gru per il sollevamento fino a 600 tonnellate, nonché di un sistema per la posa di condotte in verticale fino a una profondità superiore ai 2.000 metri e il Saipem 3000, in grado di posare linee flessibili, ombelicali e sistemi di ormeggio in acque profonde e di installare strutture fino a 2.200 tonnellate.

Saipem inoltre, attraverso la costante manutenzione e il continuo aggiornamento e miglioramento dei propri asset in linea con lo sviluppo tecnologico e le richieste dei clienti, è continuamente impegnata nella gestione e lo sviluppo della flotta al fine di preservarne le capacità operative e di sicurezza in un contesto di mercato in continuo sviluppo.

Saipem può inoltre vantare una valida posizione nel mercato delle attività sottomarine, disponendo di mezzi tecnologicamente molto sofisticati, come i veicoli subacquei telecomandati, e delle tecnologie di intervento, con l'assistenza di robot specificamente equipaggiati (ROV), su condotte in acque profonde. Infine, il Gruppo Saipem è attivo nel segmento Leased FPSO con una flotta costituita dalle unità Cidade de Vitoria e Gimboa, operanti rispettivamente in Brasile e Angola.

Il contesto di mercato di riferimento

In un contesto economico incerto, in cui i clienti cercano di ottimizzare e ridurre i costi di sviluppo, gli investimenti del comparto Engineering & Construction Offshore hanno mostrato una contrazione generale rispetto al 2015, che ha penalizzato in particolar modo le aree del West Africa e dell'Asia-Pacifico. Diversi progetti significativi sono stati bloccati, come Bonga North West (Shell) ed Etan (Eni) entrambi in Nigeria, Cameia (Cobalt International) e Chissonga (Maersk Oil) in Angola. In Australia, Woodside Petroleum ha deciso di rinviare il progetto Browse, mentre in Nord America, che risente in particolar modo dell'attuale contesto, si registra la cancellazione nel Golfo del Messico dello sviluppo dei campi Buckskin and Moccasin (Chevron) e la sospensione del progetto Thunder Bird (Murphy Oil).

Nel primo semestre del 2016 gli sviluppi sottomarini diminuiscono rispetto ai valori registrati nel 2015. Tale calo è abbastanza generalizzato a livello geografico, ma riguarda in modo particolare l'area Asia-Pacifico: le installazioni rimangono trainate dalle attività in Sud America e Mare del Nord, dove sono stati avviati progetti importanti come Goliat (Eni) in Norvegia e Parque das Conchas III (Shell) in Brasile. Per quanto concerne la profondità d'acqua, si nota per il periodo considerato, un indebolimento delle unità sottomarine installate in acque profonde.

La domanda di pipeline è prevista in forte calo nel 2016, con le aree di Russia/Mar Caspio e Sud America come uniche in leggera controtendenza in termini di chilometri posati. Nell'area Asia-Pacifico si concentrano ancora i livelli di operatività più elevati, soprattutto grazie all'assegnazione del progetto in acque profonde Vashista a fine 2015 e Mumbai High North, entrambi operati da Oil and Natural Gas Corporation (ONGC) in India.

Nell'ambito delle condotte di grande diametro bisogna evidenziare il progetto Rota II di Petrobras in acque profonde che trasporta gas estratto da un campo offshore alla costa brasiliana. Nel Mediterraneo, Trans Adriatic Pipeline (TAP) ha assegnato il contratto di costruzione della parte offshore del Trans Adriatic Pipeline destinata a trasportare gas tra l'Albania e l'Italia attraverso il Mare Adriatico. Tra i progetti cancellati bisogna evidenziare l'espansione del campo Umm Shaif (Adma-Opco) negli Emirati Arabi.

Per quanto concerne l'installazione di piattaforme fisse, si stima per l'anno in corso una flessione del livello di attività. Non è stata installata nessuna piattaforma fissa di grandi dimensioni nella prima parte del 2016. A febbraio Shell ha confermato che la decisione finale di investimento del progetto Bonga Southwest verrà spostato al 2017, così come Chevron ha posposto il progetto Gehem and Gendalo in Indonesia. Quasi tutte le installazioni del primo semestre del 2016 hanno coinvolto principalmente piattaforme di dimensioni più piccole nell'area Asia-Pacifico, tra cui Zawtika I (PTTEP) in Myanmar e Weizhou (CNOOC) in Cina.

Per quanto riguarda il segmento delle FPSO, per tutto il 2016 la domanda dovrebbe rimanere debole, in quanto la volatilità del prezzo del petrolio ha costretto gli operatori a posporre numerose decisioni di investimento con la con-

seguenza che nei primi sei mesi del 2016 non c'è stato alcun ordine FPSO. Si stima che entro il resto dell'anno ne saranno assegnate due, entrambe nell'area Asia-Pacifico: si attende l'assegnazione di Husky CNOOC per lo sviluppo dei campi gas MDA/MBH in Indonesia, mentre Repsol sta invece finalizzando la decisione finale di investimento per il progetto Ca Rong in Vietnam che prevede il coinvolgimento sia di un FPSO leased che di una Tension Leg Platform.

Nel segmento FLNG non sono previste nuove assegnazioni di contratti nel corso del 2016 e numerose iniziative sono ancora in fase di fattibilità/FEED. Si stima che entro il 2020 verranno approvati solo due progetti: Eni è in fase di negoziazione con i fornitori per il Coral FLNG dopo l'approvazione del piano di sviluppo da parte del governo del Mozambico, mentre Delfin FLNG, il primo sviluppo FLNG negli Stati Uniti, si è già assicurato gli accordi preliminari di vendita dell'LNG. In Guinea Equatoriale, Ophir Energy sta valutando la possibilità di raggiungere la decisione finale di investimento entro il 2016 per il progetto Fortuna FLNG.

Le acquisizioni

Le acquisizioni più significative del semestre sono relative ai seguenti lavori:

- per conto BP, la call-off 007 all'interno dell'accordo quadro per attività relative al progetto T&I Shah Deniz 2, che prevede servizi di trasporto e installazione di jacket e topside, sistemi di produzione e strutture sottomarine per lo sviluppo della Fase 2 del campo Shah Deniz;
- per conto Trans Adriatic Pipeline AG, un contratto EPCI all'interno del progetto Trans Adriatic Pipeline che ha come oggetto l'installazione di una condotta per il trasporto del gas tra Albania e Italia attraverso il Mare Adriatico;
- per conto Hywind Scotland, nell'ambito del progetto Hywind Scotland, un contratto per le operazioni di sollevamento e montaggio di turbine eoliche offshore galleggianti;
- lavori aggiuntivi relativi all'installazione nel Mar Caspio di condotte per il trasporto di fluidi multifase.

Gli investimenti

Nel comparto Engineering & Construction Offshore gli investimenti del semestre sono principalmente riconducibili a interventi di mantenimento e upgrading di mezzi esistenti.

Le realizzazioni

Di seguito si riportano i maggiori e più significativi progetti in esecuzione o completati nel corso del primo semestre del 2016.

In Arabia Saudita, per conto Saudi Aramco:

- è terminata la campagna di installazione nell'ambito del contratto **Al Wasit Gas Program**, per lo sviluppo dei giacimenti offshore di Arabiyah e Hasbah. Il contratto prevede le attività di ingegneria, approvvigionamento, fabbricazione e installazione di quindici piattaforme fisse oltre a una condotta di esportazione, condotte a mare, cavi sottomarini e di controllo. Nell'ambito dello stesso sono terminate le operazioni relative allo scopo del lavoro aggiuntivo che prevedeva le attività di ingegneria, approvvigionamento, trasporto, installazione e messa in servizio di due trunkline nei campi di Arabiyah e Hasbah;
- sono in fase di completamento le operazioni relative al contratto **Marjan Zuluf**, che prevede le attività di ingegneria, approvvigionamento, fabbricazione, trasporto e installazione di nuove strutture a mare, tra le quali tre piattaforme, tre jacket, condotte e cavi sottomarini associati alle piattaforme;
- per conto Saudi Aramco, nell'ambito del progetto **Karan**, sono in corso le attività di ingegneria, approvvigionamento, trasporto e installazione di strutture offshore, tra cui una piattaforma per monitoraggio, un modulo di produzione testa pozzo, delle piattaforme ausiliari e una condotta;
- sono iniziate le attività di ingegneria e approvvigionamento per il contratto EPCI **Abu Safah**, per la realizzazione di due jacket, due deck, linee flessibili e cavi compositi nel campo.

Per conto Eni Muara, in Indonesia, sono terminate le attività di ingegneria e approvvigionamento e proseguono le attività di fabbricazione relative al progetto EPCI **Jangrik**. Il contratto prevede le attività di ingegneria, approvvigionamento e fabbricazione della FPU, oltre all'installazione del sistema di ancoraggio e alla sua connessione all'unità di produzione galleggianti e all'avvio degli impianti di produzione.

Per conto Inpex, in Australia, sono terminate le attività di posa relative al progetto **Ichthys LNG**, che prevede le attività di ingegneria, approvvigionamento, costruzione e installazione di una condotta sottomarina che collegherà la Central Processing Facility offshore con l'impianto di trattamento a terra, presso Darwin.

In Africa Occidentale:

- per conto Total Exploration and Production, in Angola, sono quasi terminate le attività relative al contratto **GirRI (Girassol Resources Initiatives)**, nel Block 17, che prevede le attività di ingegneria, approvvigionamento, fabbricazione, installazione e messa in servizio

delle modifiche del topside del sistema di pompaggio sulle FPSO esistenti Girassol e Dalia;

- per conto Cabinda Gulf Oil Co (CABGOC) sono terminate le attività relative alla quarta e alla quinta campagna di installazione relativa al progetto **Congo River Crossing Pipeline**, che prevede servizi di ingegneria, approvvigionamento, fabbricazione e installazione di tre condotte e flange sottomarine, oltre a lavori di interro e attraversamento. Il progetto è stato realizzato al largo delle coste dell'Angola e della Repubblica Democratica del Congo;
- per conto Total, in Angola, sono terminate le attività di ingegneria e approvvigionamento, e sono in corso le attività di conversione degli scafi e fabbricazione dei moduli di topside relative al progetto EPCI **Kaombo**, che prevede servizi di ingegneria, approvvigionamento e messa in servizio di due mezzi FPSO;
- per conto Total Upstream Nigeria Ltd, in Nigeria, sono in corso le attività di fabbricazione relative al contratto di tipo EPCI per lo sviluppo sottomarino del campo di **Egina**. Il contratto prevede le attività di ingegneria, approvvigionamento, fabbricazione, installazione e messa in servizio di condotte sottomarine per la produzione di idrocarburi e l'esportazione del gas, strutture di collegamento flessibili e cavi ombelicali;
- per conto Cabinda Gulf Oil Co Ltd (CABGOC), in Angola, sono terminate le attività di installazione e pre-commissioning nell'ambito del progetto **Mafumeira 2**. Il contratto prevede servizi di ingegneria, approvvigionamento, fabbricazione, installazione e messa in opera di infrastrutture URF (umbilical, riser e flowline) e gasdotti di esportazione;
- per conto Cabinda Gulf Oil Co Ltd (CABGOC), in Angola, sono in fase di completamento le attività relative al contratto EPCI 3, che prevede servizi di ingegneria, approvvigionamento e prefabbricazione relative a lavori a mare e collegamenti da effettuarsi sulla piattaforma esistente **Mafumeira Norte** e sulle future piattaforme di produzione **Mafumeira Sul**;
- per conto Eni Angola proseguono le attività relative al progetto **East Hub Development**, che prevede la fornitura di cinque collettori flessibili e di venti chilometri di condotte rigide, nonché l'installazione di strutture sottomarine che comprendono sezioni di ombelicali, sezioni di tubi di collegamento con connettori e quattordici collettori multipli di terminazione.

In Kuwait, per conto di Kuwait National Petroleum Corp (KNPC), sono in corso le attività nell'ambito della realizzazione della nuova raffineria di **Al-Zour** in joint venture con Hyundai Engineering & Construction ed SK Engineering & Construction. Il contratto prevede la progettazione, l'approvvigionamento, la costruzione, il pre-commissioning e l'assistenza durante i test di commissioning, avviamento

e verifica delle prestazioni per un pontile di gestione degli oggetti solidi, la pellettizzazione e il trasporto dello zolfo, le linee di scarico sottomarine, una zona portuale di costruzione, un'isola offshore e un piccolo porto navale.

Nel Mare del Nord:

- per conto Det Norske Oljeselskap ASA sono quasi terminate le attività relative al progetto che prevede il trasporto e l'installazione del jacket **Ivar Aasen** e del **topside** nel settore norvegese del Mare del Nord;
- per conto Statoil, proseguono le attività per il progetto **Johan Sverdrup Export Pipeline**, che prevede l'installazione di un gasdotto e di un oleodotto per la raffineria di Mongstad;
- per conto Dong Energy, sono terminate le attività del progetto **Dong Hejre**; il cliente ha deciso di terminare il progetto anticipatamente per convenienze.

In Azerbaijan, per conto BP, proseguono le attività relative al progetto **T&I Shah Deniz 2**, che prevede servizi di trasporto e installazione di jacket e topside, sistemi di produzione e le strutture sottomarine per lo sviluppo della Fase 2 del campo Shah Deniz. Nell'ambito dell'Accordo Quadro per la Fase 2 del progetto sono iniziate le attività del contratto call-off 007 per il trasporto e l'installazione di sistemi di produzione e strutture sottomarine, la posa di cavi in fibra ottica e gli ombelicali di produzione, l'avviamento, la fornitura dell'equipaggio e la gestione operativa del nuovo mezzo navale, le attività di supporto al mezzo e, dal 2017, la gestione di una base marittima.

In Cina proseguono le attività relative al progetto **Liwan 3-1**, per conto Husky Oil China Ltd, che prevede servizi di ingegneria, approvvigionamento e installazione di due condotte, di sistemi ombelicali, nonché il trasporto e l'installazione di un sistema di produzione sottomarino che collegherà le teste di pozzo a una piattaforma di processo.

In Kazakhstan:

- per conto North Caspian Operating Co (NCOC) proseguono le attività per la costruzione di due condotte che collegheranno l'isola D nel Mar Caspio all'impianto a terra di Karabatan. Le attività previste dal contratto sono l'ingegneria, la fornitura dei materiali di saldatura, la conversione e la preparazione dei mezzi navali, il dragaggio, l'installazione, l'interramento e il pre-commissioning delle due condotte;
- per conto Agip Kazakhstan North Caspian Operating Co NV proseguono le attività relative al progetto **EP Clusters 2 and 3**, nell'ambito dello sviluppo del campo di Kashagan, che prevede servizi di ingegneria, approvvigionamento, fabbricazione e trasporto di tre moduli topside per la raccolta e la produzione degli idrocarburi;
- per conto North Caspian Production

Operations Co BV proseguono le attività per la fornitura del progetto **Major Maintenance Services**. Il contratto prevede la fornitura di attività di manutenzione e servizi per impianti offshore e onshore e ha come data di termine il 2018.

Nel Golfo del Messico, per conto Pemex, nell'ambito del progetto per lo sviluppo del campo di **Lakach**, nel corso del primo semestre sono continuate le attività di ingegneria e approvvigionamento nonostante il progetto sia stato sospeso in aprile per quattro mesi per convenienze del cliente. Le attività che prevedono servizi di ingegneria, approvvigionamento, costruzione e installazione del sistema di connessione tra il campo offshore e l'impianto di condizionamento del gas a terra, si presume riprenderanno ad agosto 2016.

In Brasile, per conto Petrobras:

- sono terminate le attività relative al progetto **Sapinhoà Norte and Cernambi Sul**, che prevede servizi di ingegneria, approvvigionamento, fabbricazione, installazione e messa in servizio di un collettore sottomarino per il sistema di raccolta del campo Sapinhoà Norte e un collettore per i sistemi di esportazione del gas dei campi Sapinhoà Norte e Cernambi Sul; proseguono le attività relative al progetto **Iracema Sul**;
- sono terminate le attività all'interno del contratto per la realizzazione del gasdotto **Rota Cabiúnas**, nella regione Pre-Salt del bacino di Santos. Lo sviluppo prevede l'ingegneria e l'approvvigionamento delle strutture sottomarine e l'installazione di una condotta gas a una profondità d'acqua massima di 2.200 metri. Il gasdotto collegherà il Collettore Centrale nel campo di Lula, nel bacino di Santos, all'impianto di trattamento a terra di Cabiúnas, situato nel distretto di Macaé, nello Stato di Rio de Janeiro;
- proseguono le attività relative al progetto **Lula Norte, Lula Sul e Lula Estremo Sul**, che prevedono servizi di ingegneria, approvvigionamento, fabbricazione e installazione di tre condotte sottomarine e di due collettori di esportazione del gas.

In Venezuela, per conto PDVSA sono temporaneamente sospese in attesa di pagamento da parte del cliente le attività relative al contratto per la realizzazione della condotta **Dragon - CIGMA**, che prevede il trasporto e l'installazione di un gasdotto che collegherà la piattaforma gas Dragon con il complesso CIGMA.

In Italia:

- per conto Trans Adriatic Pipeline AG, sono iniziate le attività di ingegneria per l'installazione di una condotta per il trasporto del gas tra Albania e Italia attraverso il Mare Adriatico;
- per conto Eni Exploration & Production, nell'ambito della **Campagna Mare 2015**, è terminata l'attività relativa alla piattaforma Clara

North West che era stata posticipata in accordo con il cliente al 2016.

Nel segmento "Leased FPSO" nel corso del semestre hanno operato:

- l'unità **FPSO Cidade de Vitoria** per conto Petrobras: (i) nell'ambito di un contratto della durata di undici anni per lo sviluppo della seconda fase del giacimento Golfinho, situato nell'offshore brasiliano a una profondità

d'acqua di 1.400 metri; (ii) nell'ambito del progetto EPC per l'attività di modifica dell'impianto, finalizzate ad aumentare la capacità di trattamento dell'acqua di produzione;

- l'unità **FPSO Gimboa**, nell'ambito del contratto, per conto Sonangol P&P, relativo alla fornitura e alla gestione di un'unità FPSO per lo sviluppo del giacimento Gimboa, situato al largo delle coste angolane, nel Blocco 4/05 a una profondità d'acqua di 700 metri.

Mezzi navali al 30 giugno 2016

Saipem 7000	Nave semisommersibile autopropulsa a posizionamento dinamico per il sollevamento di strutture fino a 14.000 tonnellate e la posa a "J" di tubazioni a profondità fino a 3.000 metri.
Saipem FDS	Nave a posizionamento dinamico per lo sviluppo di giacimenti in acque profonde, dotata di una torre di varo a "J" con capacità di ritenuta fino a 750 tonnellate (incremento in corso a 750 tonnellate) per la posa di condotte fino a 22 pollici di diametro oltre i 2.000 metri di profondità, con capacità di sollevamento fino a 600 tonnellate.
Saipem FDS 2	Nave a posizionamento dinamico per lo sviluppo di giacimenti in acque profonde, dotata di una torre di varo a "J" con capacità di ritenuta fino a 2.000 tonnellate per il varo per la posa di condotte del diametro massimo di 36 pollici, predisposta per la posa di condotte dello stesso diametro con la tecnica a "S" e con capacità di sollevamento fino a 1.000 tonnellate.
Castoro Sei	Nave posatubi semisommersibile per la posa di condotte di largo diametro e in profondità fino a 1.000 metri.
Castorone	Nave posatubi autopropulsa a posizionamento dinamico in grado di posare con configurazione a "S" attraverso rampa di varo di oltre 120 metri di lunghezza installata a poppa, composta di tre elementi per il varo sia in basse che alte profondità, capacità di tensionamento fino a 750 tonnellate (che può essere incrementata fino a 1.000 tonnellate), idonea per la posa di condotte fino a 60 pollici di diametro, con impianti di prefabbricazione a bordo per tubi in doppio e triplo giunto e capacità di stoccaggio a bordo delle stesse.
Castoro Otto	Nave posatubi e sollevamento, idonea per la posa di condotte fino a 60 pollici di diametro e per il sollevamento di strutture fino a 2.200 tonnellate.
Saipem 3000	Nave sollevamento autopropulsa, a posizionamento dinamico, idonea per la posa di condotte flessibili in acque profonde e per il sollevamento di strutture fino a 2.200 tonnellate.
Bar Protector	Nave di supporto multiruolo, a posizionamento dinamico, per immersioni in alti fondali e per lavori offshore.
Castoro II	Pontone posatubi e sollevamento, idoneo per la posa di condotte fino a 60 pollici di diametro e per il sollevamento di strutture fino a 1.000 tonnellate.
Castoro 10	Pontone per la posa e l'interro di condotte fino a 60 pollici di diametro in acque poco profonde.
Castoro 12	Pontone idoneo per l'installazione di condotte fino a 40 pollici di diametro in bassissimo fondale da una profondità minima di 1,4 metri.
Castoro 16	Pontone per l'interro e la ricopertura di condotte fino a 40 pollici di diametro in bassissimo fondale da una profondità minima di 1,4 metri.
Ersai 1	Pontone per sollevamento e installazione con possibilità di lavorare adagiata sul fondo del mare, dotata di due gru cingolate, rispettivamente da 300 tonnellate e da 1.800 tonnellate.
Ersai 2	Pontone di lavoro con gru fissa per sollevamento di strutture fino a 200 tonnellate.
Ersai 3	Pontone di appoggio con magazzino, officina e uffici per 50 persone.
Ersai 4	Pontone di appoggio con officina e uffici per 150 persone.
Bautino 1	Pontone per scavo dopo varo e reinterro in basso fondale.
Bautino 2	Bettolina per esecuzione tie-in e trasporto materiali.
Ersai 400	Nave alloggio in grado di ospitare fino a 400 persone, dotata di rifugio in caso di evacuazione per H ₂ S.
Castoro XI	Bettolina da trasporto carichi pesanti.
Castoro 14	Bettolina da carico in coperta.
Castoro 15	Bettolina da carico in coperta.
S42	Bettolina da carico in coperta, attualmente utilizzata per lo stoccaggio della torre per varo a "J" della Saipem 7000.
S43	Bettolina da carico in coperta.
S44	Bettolina per varo di piattaforme fino a 30.000 tonnellate.
S45	Bettolina per varo di piattaforme fino a 20.000 tonnellate.
S46	Bettolina da carico in coperta.
S47	Bettolina da carico in coperta.
S 600	Bettolina per varo di piattaforme fino a 30.000 tonnellate.
FPSO - Cidade de Vitoria	Nave di produzione/trattamento/stoccaggio e trasbordo con produzione giornaliera di 100.000 barili.
FPSO - Gimboa	Nave di produzione/trattamento/stoccaggio e trasbordo con produzione giornaliera di 60.000 barili.

In data 29 febbraio 2016 il mezzo Saibos 230 è stato dismesso.

ENGINEERING & CONSTRUCTION ONSHORE

Quadro generale

Nel segmento Engineering & Construction Onshore il Gruppo Saipem focalizza la propria attività prevalentemente sull'esecuzione di progetti di grandi dimensioni e complessità dal punto di vista ingegneristico, tecnologico e realizzativo, con un forte orientamento verso attività in aree complesse e difficili, remote e in condizioni ambientali particolarmente sfidanti.

Saipem ha raggiunto un posizionamento competitivo globale di eccellenza, fornendo una gamma completa di servizi integrati di ingegneria di base e di dettaglio, di approvvigionamento, di project management e di costruzione, rivolgendosi principalmente ai mercati dell'industria petrolifera, delle grandi infrastrutture civili e marine e delle attività ambientali. In numerosi mercati di attività, particolarmente rilevante è l'attenzione dedicata alla massimizzazione del contenuto locale nella realizzazione dei progetti.

Il contesto di mercato di riferimento

Il mercato Engineering & Construction Onshore, e il segmento Upstream in particolare, è influenzato da diversi fattori come l'impatto che la caduta del prezzo del Brent ha avuto sugli investimenti delle "National and International Oil Company" e che è stata generata dallo squilibrio, in via di ribilanciamento, tra domanda e offerta di petrolio.

All'interno di uno scenario di mercato altamente competitivo, i contratti EPC assegnati nel mercato Engineering & Construction Onshore (upstream, midstream and downstream) rimangono in linea al livello raggiunto nello stesso periodo del 2015. A livello mondiale una quota consistente dei progetti EPC assegnati si è localizzata in Medio Oriente (Kuwait, Arabia Saudita, Iraq, Oman, Qatar e Bahrain), distribuiti in quasi tutti i segmenti Engineering & Construction Onshore (condotte, LNG, raffinazione, upstream e in misura minore anche petrolchimica). Nell'area Asia-Pacifico (Cambogia, India e Cina), nei segmenti raffinazione, LNG e condotte. In Nord America (Stati Uniti e Messico) nei segmenti fertilizzanti, raffinazione e in misura minore anche petrolchimica. Nell'area CSI (Russia e Azerbaïjan), nei segmenti condotte e raffinazione. In Europa (Olanda e Grecia) nella raffinazione e condotte. Nell'area del Sud America (Cile) con l'assegnazione di un grande progetto nel segmento condotte. Progetti minori anche nell'area del Nord

Africa. Nel breve-medio termine il volume globale degli investimenti nel settore Engineering & Construction Onshore rimane consistente nonostante mostri una diminuzione rispetto alle previsioni degli scorsi anni. Questa riduzione colpisce maggiormente le aree del Nord America e Asia-Pacifico che rimangono comunque importanti aree di investimento (più del 50% degli investimenti globali).

Il segmento Upstream (e in particolare l'area del Nord America) si sta preparando a un periodo di riduzione più netta degli investimenti dovuto al prolungarsi della grande offerta di petrolio. Nonostante le condizioni di mercato non siano favorevoli al segmento, esistono progetti annunciati con buone probabilità di realizzazione perché ancora economicamente e/o politicamente convenienti. Sebbene nel primo semestre del 2016 si sia assistito a una sensibile riduzione dei contratti EPC assegnati, localizzati quasi esclusivamente nell'area Medio Oriente (Arabia Saudita, Kuwait e Oman), l'area mantiene una rilevanza strategica in un contesto mondiale dove i progetti assegnati sono pochi e di piccole dimensioni. Nel breve-medio termine il segmento Upstream mantiene sempre un buon potenziale di sviluppo legato alle scoperte di nuovi giacimenti e al conseguente sviluppo dei campi, ma diventa ancora più pressante la necessità di investire in modo massiccio per mantenere e rimpiazzare la produzione dei campi esistenti in graduale declino. Le maggiori opportunità di nuovi progetti rimangono localizzate nelle aree del Medio Oriente, Nord America e Nord Africa.

Il segmento delle Condotte mostra un livello di assegnazioni di contratti EPC nel primo semestre del 2016 in linea con le assegnazioni dei tre anni precedenti. La variazione al ribasso del prezzo dell'olio non ha avuto molta influenza sulle assegnazioni di nuove condotte, ma interferisce comunque con quella parte del segmento legata allo sviluppo dei nuovi campi, come gli impianti di collettamento (Oil/Gas Gathering) che potrebbero subire slittamenti in avanti. Nel primo semestre del 2016 sono stati assegnati importanti progetti in Russia, Medio Oriente (Arabia Saudita e Oman), Asia-Pacifico (India) ed Europa (Grecia). Assegnazioni minori di condotte gas in Nord Africa (Algeria) ed Europa (Regno Unito). Il segmento delle Condotte è costantemente influenzato dall'abbondanza di gas disponibile e dalla conseguente necessità di trasportarlo dai campi di produzione verso i mercati di utilizzo. Per questo motivo, negli ultimi anni, la realizzazione di nuove condotte gas o l'amplia-

mento di quelle già esistenti è superiore a quelle che trasportano olio. Questo è un dato che si prevede continuerà ancora nel breve-medio termine e influenzerà maggiormente tutti quei Paesi che svilupperanno giacimenti da campi non convenzionali che avranno la necessità di potenziare il loro sistema di distribuzione. Nel breve-medio termine si registrano progetti pianificati in tutte le aree geografiche di interesse. I maggiori investimenti sono previsti nelle aree del Nord America e Medio Oriente. Interessanti opportunità anche nelle restanti aree geografiche.

Il valore dei contratti EPC assegnati nel segmento LNG è confrontabile con il livello raggiunto nei primi sei mesi dello scorso anno. I contratti per gli impianti di liquefazione sono in fase di stallo dopo anni ricchi di assegnazioni, mentre il segmento viene sostenuto dall'acquisizione di contratti per impianti di rigassificazione, localizzati prevalentemente in Medio Oriente (Kuwait) e Asia-Pacifico (India e Cina). Cresce nel 2016 la capacità produttiva mondiale con l'avviamento di 3 nuovi impianti LNG in Nord America e Australia. Si prevede una crescita di capacità produttiva anche nei prossimi sei mesi. Dopo anni di previsioni in crescita, il volume degli investimenti in Nord America diminuisce a seguito della sovraccapacità creata in questo mercato e del rallentamento della crescita economica mondiale. Nonostante il segmento sia sostenuto dalla continua e costante abbondanza di gas proveniente da campi non convenzionali che permette di produrre gas naturale a basso costo, dal prezzo Henry Hub attualmente più basso del prezzo del gas nei restanti mercati mondiali, le aspettative di crescita della produzione gas diminuiscono. Il segmento rimane comunque fra i principali motori a sostegno degli investimenti nel settore Engineering & Construction. Oltre al Nord America, grossi investimenti sono previsti anche in Africa (nord, centro e sud), Asia-Pacifico, area CSI e in misura minore anche nelle rimanenti aree geografiche.

Nel contesto generale di riduzione degli investimenti, nel primo semestre del 2016 il segmento Raffinazione mantiene un ruolo di primaria importanza in termini di valore complessivo dei contratti assegnati. Il segmento è sempre stato uno dei maggiori segmenti trainanti del mercato Engineering & Construction Onshore in termini di assegnazioni di contratti EPC. Nonostante la flessione, rispetto a un anno di picco come il 2014, ma in recupero rispetto allo stesso periodo del 2015, il primo

semestre del 2016 ha visto assegnazioni importanti nell'area Asia-Pacifico (Cambogia), nell'area del Medio Oriente (Iraq e assegnazioni minori anche in Bahrain, Kuwait e Oman), Nord America (Messico), Europa (Olanda), CSI (Azerbaijan) e Nord Africa (contratto minore in Egitto). La domanda di prodotti petroliferi è in crescita, come quantità e come qualità, ed è sostenuta principalmente dall'aumento dei consumi nei settori dei trasporti e del petrolchimico, in particolare nei Paesi non-OECD. Si assiste però a un rallentamento della crescita della domanda a seguito di un costante aumento di efficienza e uso di combustibili alternativi. Nonostante si sia rilevata una contrazione degli investimenti nel breve-medio periodo, causata da uno slittamento in avanti dei progetti, il volume è sempre considerevole e coinvolge la totalità delle aree geografiche monitorate. I maggiori investimenti pianificati sono registrati in Asia-Pacifico, America (Nord e Sud), Africa, Medio Oriente e CSI. Le sempre più stringenti normative ambientali, soprattutto nei Paesi OECD (in particolare Europa), la riduzione del contenuto di zolfo negli oli combustibili, costringono il segmento della raffinazione a un costante trend di rinnovamento ed efficienza, favorendo anche gli investimenti medio-piccoli per unità di conversione, la chiusura di raffinerie datate e la costruzione di mega export refinery nei Paesi produttori di greggio, soprattutto nell'area medio-orientale.

Il segmento della Petrolchimica, dopo un 2014 ricco di importanti assegnazioni e un 2015 in flessione, ma con importanti acquisizioni soprattutto nella seconda metà dell'anno, torna a flettere considerevolmente nei primi mesi del 2016 con l'assegnazione di contratti minori in Arabia Saudita, Stati Uniti, Egitto e Azerbaijan. Nel breve-medio periodo si prevede una crescita della capacità globale degli impianti petrolchimici con numerosi progetti pianificati in diverse aree geografiche come Asia (Cina e India in particolare), Medio Oriente (Iran, ma non solo), Nord America (Stati Uniti) e CSI (Russia). Negli Stati Uniti l'abbondanza di risorse provenienti da campi "Shale oil and gas", vale a dire ottenute attraverso la frantumazione di rocce profonde, ha migliorato la profittabilità di impianti della chimica di base, come etilene e metanolo, che dopo anni di riduzione di capacità ritorna a crescere. Gli investimenti nel segmento sono sostenuti da un aumento della domanda mondiale di prodotti petrolchimici (etilene, metanolo, propilene fra i principali) e coinvolgeranno sia la costruzione di nuovi complessi, sia espansioni e/o modernizzazioni di complessi già esistenti.

Il segmento è influenzato positivamente dalla continua ricerca verso tecnologie sia convenzionali, ad esempio deidrogenazione del propano (PDH), sia non-convenzionali, da gas a propilene (GTP), da gas a olefine (GTO), da carbone a olefine (CTO), da metanolo a olefine (MTO). Gli investimenti sono stimolati anche dalla continua ricerca di economie di scala e dall'integrazione con complessi di raffineria.

Le acquisizioni di nuovi progetti nel segmento dei Fertilizzanti sono stabili. Il valore dei contratti assegnati è confrontabile con l'andamento del mercato del primo semestre degli ultimi tre anni, ed è sostenuto da contratti EPC assegnati prevalentemente nell'area del Nord America (Stati Uniti). L'area mostra una crescita delle aspettative di investimento anche nel breve-medio periodo, in controtendenza con il resto del mondo. I volumi degli investimenti e le previsioni di crescita della domanda mondiale diminuiscono, e la capacità produttiva, nel breve periodo, rimane ancora sensibilmente superiore alla domanda, soprattutto in Cina. La diminuzione del prezzo dell'urea ai valori attuali non è sufficiente a coprire gli alti costi di produzione di molti impianti in Cina, per cui si prevede un ribilanciamento delle capacità con la chiusura nell'area di diversi impianti vecchi e poco efficienti e la sostituzione con nuovi impianti a remunerazione maggiore. Il segmento dei Fertilizzanti è caratterizzato anche da investimenti di medio-piccola dimensione per espansioni e modernizzazioni di complessi già esistenti. Nuove iniziative sono state rilevate in tutte le aree di interesse. Per volumi di investimento risultano interessanti le aree del Nord America, Medio Oriente e Nord Africa, area CSI, Asia-Pacifico, Africa Centrale e Sud America.

Il rapido sviluppo economico dei Paesi emergenti crea un nuovo e rilevante mercato per grandi Infrastrutture civili e portuali cui Saipem punta in particolare nelle regioni strategiche.

Le acquisizioni

L'acquisizione più significativa nel corso del primo semestre del 2016 è relativa al progetto EPC per conto Ital Gas Storage (IGS), che prevede lo sviluppo di impianti di stoccaggio di gas naturale a Cornegliano Laudense, in provincia di Lodi. Gli impianti saranno collegati alla rete del gas italiana, connessa a sua volta ai grandi gasdotti ad alta pressione nazionali ed europei.

Gli investimenti

Nel comparto Engineering & Construction Onshore gli investimenti del semestre sono relativi principalmente all'acquisto di equipment e al mantenimento dell'asset base.

Le realizzazioni

Di seguito si riportano i maggiori e più significativi progetti in esecuzione o completati durante il primo semestre del 2016.

In Arabia Saudita:

- per conto Saudi Aramco proseguono le attività dei due contratti EPC (Package 1 & 2) relativi al progetto **Jazan Integrated Gasification Combined Cycle** (impianto di gassificazione abbinato a un ciclo combinato di potenza per la generazione di energia elettrica) da realizzare a circa 80 chilometri dalla città di Jazan, nel sud-ovest dell'Arabia Saudita. Il contratto relativo al Package 1 comprende l'unità di gassificazione, l'unità di rimozione fuliggine e ceneri, l'unità di rimozione gas acidi e l'unità di recupero dell'idrogeno. Quello relativo al Package 2 comprende sei treni di unità di recupero dello zolfo (Sulphur Recovery Unit, SRU) e i relativi impianti di stoccaggio. Lo scopo del lavoro per entrambi i contratti comprende l'ingegneria, l'approvvigionamento, la costruzione, il pre-commissioning, il supporto alla messa in servizio e i test di performance degli impianti coinvolti;
- per conto Petrorabigh (joint venture tra Saudi Aramco e Sumitomo Chemical) proseguono le attività nell'ambito del Naphtha and Aromatics Package del progetto **Rabigh II**, che prevede le attività di ingegneria, approvvigionamento, costruzione e pre-commissioning di due unità di trattamento: un impianto di conversione delle nafte e un complesso per la produzione di composti aromatici. Sempre per il progetto Rabigh II, nel primo semestre del 2016 Saipem si è aggiudicata ulteriori lavori aggiuntivi;
- per conto Saudi Aramco proseguono le attività nell'ambito del progetto **Complete Shedgum - Yanbu Pipeline Loop 4&5**, che prevede le attività di ingegneria di dettaglio, approvvigionamento di tutti i materiali a esclusione del tubo di linea fornito dal cliente, la costruzione, il pre-commissioning e l'assistenza al commissioning;
- per conto Saudi Aramco sono iniziate le attività relative al progetto EPC **Khurais**, che prevede l'estensione dei centri di produzione onshore dei campi di Khurais, Mazajili, Adu Jifan, Ain Dar, Shedgum e Qurayyah.

Negli Emirati Arabi Uniti:

- sono terminate le attività di costruzione delle tre linee di prodotto (shale gas, NGL e condensato) relative al progetto, per conto Abu Dhabi Gas Development Co Ltd, nell'ambito dello sviluppo del giacimento gas ad alto contenuto di zolfo di **Shah**. Lo sviluppo del giacimento prevede il trattamento di 28 milioni di metri cubi al giorno di gas, la separazione in loco di gas e zolfo e il loro successivo trasporto in condotte e collegamento alla rete gas nazionale ad Habshan e Ruwais,

nel nord dell'Emirato. Il periodo di garanzia è in corso così come sono ancora in corso negoziati per il riconoscimento di varianti e modifiche intervenute durante l'esecuzione del progetto;

- sono terminate le attività relative al progetto, per conto Etihad Rail Co, in Abu Dhabi, per la progettazione e la realizzazione della **linea ferroviaria** che collega le aree di produzione di gas di Shah e Habshan, situate all'interno del Paese, con il porto di Ruwais per il trasporto dello zolfo granulato. Varianti e modifiche intervenute durante l'esecuzione del progetto sono state riconosciute nel corso del semestre.

In Kuwait:

- sono continuate le attività relative al progetto, per conto Kuwait Oil Co (KOC), **BS 171**, che prevede le attività di ingegneria, approvvigionamento e costruzione di una nuova stazione di pompaggio comprendente tre linee di gas ad alta e bassa pressione per la produzione di gas secco e di condensati. Sono ancora in corso negoziati per il riconoscimento di varianti e modifiche intervenute durante l'esecuzione del progetto; si precisa che nel corso del 2015 il cliente ha approvato e pagato parte dell'ammontare in negoziazione;
- sono continuate le attività relative al progetto, per conto Kuwait National Petroleum Corp (NKPC), **Raffineria Al-Zour**, package 4, in joint venture con Essar Projects Ltd. Il progetto prevede la progettazione, l'approvvigionamento, la costruzione, il pre-commissioning e l'assistenza durante i test di commissioning, avviamento e verifica delle prestazioni dei serbatoi, dei lavori stradali correlati, degli edifici, delle condotte, delle incastellature di supporto delle condotte, dei sistemi idrici e di controllo per la raffineria di Al-Zour.

In Iraq:

- per conto Shell Iraq Petroleum Development sono terminate le attività relative al progetto **Majnoon**, che prevedeva l'installazione di due treni trattamento gas, turbocompressori, relativi sistemi ausiliari e di connessione con l'impianto esistente. Il primo treno di compressione e trattamento sta già fornendo gas alla centrale elettrica di North Rumaila;
- per conto Fluor Transworld Services e MorningStar for General Services (ExxonMobil) proseguono le attività relative al progetto **West Qurna**. Il contratto prevede le attività di ingegneria, approvvigionamento, costruzione, pre-commissioning e commissioning di infrastrutture per il trattamento e l'esportazione di acqua, di una condotta e di un sistema di iniezione di acqua;
- per conto di Basrah Gas Co (BGC) è in corso la chiusura delle attività di recupero del **Terminale Import & Storage LPG di Umm Qasr**, che prevedeva le attività di ispezione, ingegneria e costruzione volte alla messa in sicurezza e all'aumento di capacità produttiva dell'impianto.

In Turchia, per conto Star Refinery AS, sono continuate le attività relative al progetto **Aegean Refinery**, che prevede le attività di ingegneria, approvvigionamento e costruzione di una raffineria.

In Nigeria:

- per conto Dangote Fertilizer proseguono le attività relative al progetto **Dangote** per il nuovo complesso di produzione di ammoniaca e urea. Il complesso originariamente situato in Edo State è stato riallocato dal cliente nella Lekki Free Trade Zone, Lagos State. Il contratto prevede le attività di ingegneria, approvvigionamento e costruzione di due treni di produzione gemelli e dei relativi impianti di servizi, incluse le infrastrutture esterne all'impianto;
- per conto Southern Swamp Associated Gas Solution (SSAGS) sono in corso le complesse attività relative al contratto **Southern Swamp**, che prevede le attività di ingegneria, approvvigionamento, costruzione e messa in servizio di impianti di compressione presso quattro siti e di nuove strutture di produzione centrali in uno solo dei siti per il trattamento del gas associato raccolto. Sono in corso negoziati per il riconoscimento di varianti e modifiche intervenute durante l'esecuzione del progetto;
- per conto Total Exploration and Production Nigeria (TEPNG) proseguono le attività relative al progetto **Northern Option Pipeline**, che prevede le attività di ingegneria, approvvigionamento, costruzione e commissioning di una condotta che collegherà Rumuji a Imo River.

In Congo, per conto Eni Congo, stanno terminando le attività relative al progetto **Litchendjili**, che prevede il trattamento della corrente di alimentazione proveniente dalla Piattaforma Offshore di Litchendjili e la separazione del fluido in due correnti principali: il prodotto gas (da consegnare alla Centrale Electricque du Congo) e gli idrocarburi liquidi.

In Italia:

- per conto Italgas Storage (IGS) sono in corso le attività di ingegneria e approvvigionamento per il progetto **EPC Gas Storage Surface Facilities** e prevede lo sviluppo di impianti di stoccaggio di gas naturale a Cornegliano Laudense, in provincia di Lodi;
- per conto Rete Ferroviaria Italiana SpA (Gruppo FS) sono in fase di completamento le attività relative al contratto per la progettazione esecutiva, la direzione lavori e la realizzazione di trentanove chilometri **Alta Velocità** e di dodici chilometri di interconnessioni con la linea convenzionale esistente, fra Treviglio e Brescia, attraverso le province di Milano, Bergamo e Brescia, oltre ai lavori complementari, quali sistema di alimentazione elettrica, viabilità interferita, nuova viabilità e opere di mitigazione ambientale;

- per conto Versalis sono iniziate le attività relative al contratto EPC **Versalis-Ferrara IT**, che prevede la realizzazione di una quarta linea di produzione parallela alle tre già esistenti, l'aumento della capacità produttiva delle stesse e l'adeguamento dei sistemi ausiliari dell'impianto.

In Polonia, per conto Polskie Lng, sono terminate le attività relative al progetto **Polskie**, per la realizzazione di un terminale di rigassificazione consegnato al cliente nel corso del semestre. Il contratto prevedeva le attività di ingegneria, approvvigionamento e costruzione delle strutture di rigassificazione, inclusi due serbatoi di stoccaggio di gas liquido.

In Canada proseguono le attività per conto di Canadian Natural Resources (CNR) del progetto **Hydrotreater Fase 3** e **SRU-SWC**, che prevede unità aggiuntive del complesso di raffinazione Horizon.

In Messico:

- per conto Transcanada (Transportadora de Gas Natural de Norte - Noroeste) sono in corso, nell'ambito del progetto **El Encino**, le attività di ingegneria, approvvigionamento e costruzione di un gasdotto che collegherà El Encino (stato di Chihuahua) a Topolobampo (stato di Sinaloa). Sono incluse nel progetto due stazioni di compressione e tre di misura fiscale;
- per conto Pemex sono proseguite le attività nell'ambito del contratto **Tula e Salamanca**, per la realizzazione di due unità di desolfurizzazione e due unità di rigenerazione delle

ammie presso due raffinerie, di proprietà del cliente, Miguel Hidalgo (nei pressi della città di Tula) e Antonio M. Amor (nei pressi della città di Salamanca), a un'altitudine rispettivamente di 2.000 e 1.700 metri sopra il livello del mare. In particolare nel corso dell'esercizio si è ottenuto il certificato di completamento meccanico per i due impianti e il completamento del relativo commissioning-start up;

- per conto Fermaca Pipeline El Encino sono in corso le attività per il progetto EPC **Fermaca compressor station**, che prevede le attività di ingegneria, approvvigionamento, costruzione e supporto al commissioning di una stazione di compressione a El Encino.

In Azerbaijan e Georgia, per conto del consorzio Shah Deniz, sono in corso le attività relative al contratto **SPCX Pipeline**, che prevede la costruzione di due condotte e le installazioni di superficie. I due cantieri sono in piena fase operativa.

In Australia, per conto Gladstone LNG Operations Pty Ltd, sono terminate le attività relative al contratto **Gladstone LNG**, che prevedeva le attività di ingegneria, approvvigionamento e costruzione di una condotta per il trasporto di gas, con lo scopo di collegare i giacimenti dei bacini di Bowen e Surat alla Gladstone State Development Area (GSDA) nei pressi della città di Gladstone, Queensland, dove sarà costruito un impianto di liquefazione ed esportazione di GNL. È aperto un contenzioso per il riconoscimento di varianti e modifiche intervenute durante l'esecuzione del progetto.

DRILLING OFFSHORE

Quadro generale

A giugno 2016 la flotta drilling offshore di Saipem si compone di quattordici mezzi, così suddivisi: sette unità deep-water per operazioni oltre i 1.000 metri di profondità (le drillship Saipem 10000 e Saipem 12000; i semisommersibili Scarabeo 5, Scarabeo 6, Scarabeo 7, Scarabeo 8 e Scarabeo 9), due high specification jack-up per operazioni fino a 375 piedi di profondità (Perro Negro 7 e Perro Negro 8), quattro standard jack-up per attività fino a 300 piedi (Perro Negro 2, Perro Negro 3, Perro Negro 4 e Perro Negro 5) e un barge tender rig (TAD); completano la flotta altre unità minori attive nell'offshore del Perù. Tutte le unità sono di proprietà di Saipem. Nel corso del semestre è stato inoltre deciso di procedere all'alienazione del semisommersibile mid water Scarabeo 3 a causa dell'assenza di prospettive di utilizzo nel breve-medio termine.

Nel corso del semestre la flotta drilling offshore di Saipem ha operato nell'offshore della Norvegia, nel Mediterraneo (Egitto), nel Mar Rosso, nel Golfo Persico, in Africa Occidentale, in Indonesia e nell'offshore del Perù.

Il contesto di mercato di riferimento

La fase negativa di mercato, iniziata nel 2014, ha interessato anche il primo semestre dell'esercizio 2016. Il prezzo del petrolio (sceso fin sotto i 30 dollari al barile nelle prime settimane dell'anno, per poi attestarsi intorno ai 50 dollari al barile alla fine del secondo trimestre) è rimasto complessivamente debole, impattando di conseguenza in modo negativo tutto il segmento.

Il momento di difficoltà del mercato si è riflesso principalmente negli investimenti delle oil & gas company: è infatti proseguito il trend di diminuzione della spesa per l'acquisizione di servizi di perforazione, con un calo nell'ordine del 20% rispetto al semestre precedente. L'andamento degli utilizzi ha continuato a registrare un generale trend di discesa, attestandosi in media intorno al 70%; solo le unità tecnicamente più moderne sono riuscite a registrare tassi di occupazione della flotta più elevati, ma comunque di poco superiori alla media generale del mercato. Come già accaduto nel 2015, la fase di difficoltà ha portato diverse oil & gas company a decidere di terminare anticipatamente gli impegni contrattuali sottoscritti negli anni precedenti con vari contrattisti di perforazione. Il ciclo negativo del settore Oil & Gas ha spinto diversi contrattisti a optare per il retirement e lo smantellamento dei mezzi più datati:

alle 54 unità ritirate nel 2015 a causa di mancanza di attività e prospettive nel medio termine, nei primi sei mesi del 2016 si sono aggiunte ulteriori 25 unità, portando dall'inizio della crisi il calo dell'offerta di impianti di perforazione a circa il 12%. Anche l'andamento delle rate di breve periodo dei contratti assegnati nel periodo è condizionato da una generale debolezza; l'ultra deep water è sceso al di sotto dei 300 mila dollari al giorno e gli high specs jack-up si attestano attorno a valori inferiori a 100 mila dollari al giorno.

L'effetto combinato dell'incremento atteso del prezzo del petrolio, del bilanciamento tra domanda e offerta di rig e della richiesta di mezzi più tecnologicamente avanzati porterà a un recupero delle rate giornaliere dei mezzi navali nel medio termine. Il management di Saipem ritiene che la velocità di recupero delle rate giornaliere sarà in linea con il trend storico registrato. Tali aspettative saranno più marcate in alcuni Paesi, come la Norvegia, dove la limitata offerta di mezzi drilling offshore porterà a una ripresa delle rate dei mezzi drilling offshore più marcata rispetto ad altre aree geografiche. In seguito al significativo numero di ordini assegnati negli anni precedenti, l'attività di costruzione di nuove unità di perforazione offshore si è mantenuta su livelli importanti con 168 nuove unità in fase di realizzazione (117 jack-up, 18 semisommersibili e 33 drillship), di cui 73 con consegna programmata entro la fine del 2016. Ben 134 unità in costruzione risultano non avere ancora un impegno contrattuale per il loro utilizzo e andranno a costituire nel medio termine un significativo incremento dell'offerta di impianti di perforazione. La fase negativa attraversata dal mercato ha indotto in vari casi al posticipo delle tempistiche di consegna degli impianti in costruzione (tendenzialmente al 2017 e oltre) nell'attesa di migliori condizioni di mercato. Il significativo numero di unità che saranno consegnate nel breve-medio termine e il già menzionato retirement che ha interessato parte della flotta esistente rappresentano modifiche strutturali del segmento Drilling Offshore che potranno avere effetti significativi nel medio-lungo periodo.

Le acquisizioni

Le acquisizioni più rilevanti nel primo semestre dell'esercizio sono le seguenti:

- per conto Eni, un contratto per la realizzazione di un pozzo nell'offshore portoghese a partire dal terzo trimestre dell'esercizio;
- per conto Eni Norge, l'estensione fino a ottobre 2017 del contratto di utilizzo del semi-

sommersibile ultra deep water Scarabeo 8 per operazioni nell'area sub-artica del Mare di Barents.

Gli investimenti

Gli investimenti sostenuti nel primo semestre dell'esercizio hanno riguardato interventi di rimessa in classe e di adeguamento dei mezzi alle normative internazionali e alle richieste specifiche delle società committenti. Gli impianti oggetto di attività di investimento sono stati principalmente il semisommersibile Scarabeo 6 e il jack-up Perro Negro 5 (in quest'ultimo caso gli interventi di rimessa in classe sono iniziati in prossimità della fine dell'esercizio precedente e si sono poi conclusi nel primo trimestre del 2016).

Le realizzazioni

Nel corso dell'esercizio le unità drilling offshore di Saipem hanno realizzato 32 pozzi (di cui 23 work-over), per un totale di 50.232 metri perforati.

La flotta è stata impegnata nel seguente modo:

- unità deep-water: la drillship **Saipem 12000** ha proseguito il periodo di sosta in Namibia iniziato in seguito alla decisione dell'ottobre 2015 di Total, il precedente committente, di interrompere i lavori fino ad allora in svolgimento in Angola; il periodo di sosta è stato utilizzato per attività di ottimizzazione dell'impianto; nel mese di giugno è inoltre iniziata la preparazione per i lavori per conto Eni che saranno svolti in Portogallo a partire dal terzo trimestre; la drillship **Saipem 10000**, nell'ambito di un contratto pluriennale per conto Eni, ha proseguito le operazioni in Egitto; il semisommersibile **Scarabeo 9** ha operato in Angola in attività per conto Eni nell'ambito di un contratto pluriennale; il semisommersibile

Scarabeo 8 ha proseguito le attività di perforazione nel settore norvegese del Mare di Barents per conto Eni Norge; il semisommersibile **Scarabeo 7** ha continuato a operare in Indonesia per conto Eni Muara Bakau nell'ambito di un contratto pluriennale; il semisommersibile **Scarabeo 6**, concluse le operazioni in Egitto per conto Burullus e le attività di manutenzione, è stato posto in cold stacked in attesa dell'acquisizione di ulteriori lavori; il semisommersibile **Scarabeo 5** ha proseguito il periodo di sosta in Norvegia in seguito alla decisione presa dalla committente Statoil di sospendere le attività operative a settembre 2015; il periodo di sosta, remunerato alla rata di sospensione, è stato utilizzato per il completamento di attività di ottimizzazione dell'impianto in vista della ripresa delle operazioni nel secondo semestre;

- unità mid water: il semisommersibile **Scarabeo 3** è stato trasferito dalla Nigeria all'area di Almeria (in Spagna) per la dismissione;
- high specification jack-up: l'unità **Perro Negro 8** ha proseguito le attività per conto National Drilling Co (NDC) negli Emirati Arabi; il **Perro Negro 7** ha continuato a operare per conto Saudi Aramco nell'offshore dell'Arabia Saudita;
- standard jack-up: il **Perro Negro 2** ha proseguito le attività negli Emirati Arabi per conto National Drilling Co (NDC); il **Perro Negro 3** ha concluso le attività negli Emirati Arabi sempre per conto National Drilling Co (NDC) ed è stato posto in lay-up presso la base Saipem di Sharjah; il **Perro Negro 5** ha proseguito le attività in Arabia Saudita per conto Saudi Aramco; il **Perro Negro 4** ha continuato a operare nel Mar Rosso per conto Petrobel;
- altre attività: in Congo, per conto di Eni Congo SA, sono proseguite le operazioni dell'unità tender assisted **TAD**; nell'offshore del Perù sono state svolte attività per conto Pacific Offshore Energy e Savia.

Utilizzo mezzi navali

L'utilizzo dei principali mezzi navali nel primo semestre del 2016 è stato il seguente:

Mezzo navale	(N. giorni)	Primo semestre 2016	
		venduti	non operativi
Piattaforma semisommersibile Scarabeo 3 ⁽¹⁾		-	182 ⁽²⁾
Piattaforma semisommersibile Scarabeo 5		182	-
Piattaforma semisommersibile Scarabeo 6		14	168 ^{(3) (4)}
Piattaforma semisommersibile Scarabeo 7		182	-
Piattaforma semisommersibile Scarabeo 8		182	-
Piattaforma semisommersibile Scarabeo 9		182	-
Nave di perforazione Saipem 10000		182	-
Nave di perforazione Saipem 12000		182	-
Jack-up Perro Negro 2		182	-
Jack-up Perro Negro 3		119	63 ⁽²⁾
Jack-up Perro Negro 4		180	2 ⁽³⁾
Jack-up Perro Negro 5		131	51 ⁽⁴⁾
Jack-up Perro Negro 7		182	-
Jack-up Perro Negro 8		182	-
Tender Assisted Drilling Barge		182	-

(1) Mezzo destinato alla rottamazione.

(2) Giorni in cui il mezzo è stato inattivo senza contratto.

(3) Giorni in cui il mezzo è stato interessato da interventi di manutenzione a seguito di problematiche tecniche.

(4) Giorni in cui il mezzo è stato interessato da lavori di rimessa in classe e/o approntamento.

DRILLING ONSHORE

Quadro generale

A giugno 2016 la flotta drilling onshore di Saipem si compone di cento unità di proprietà. Le aree di operazione sono state l'America Latina (Perù, Bolivia, Colombia, Ecuador, Cile e Venezuela), l'Arabia Saudita, la regione del Caspio (Kazakhstan) e l'Africa (Congo e Marocco).

Il contesto di mercato di riferimento

Nel corso del primo semestre dell'esercizio il volume complessivo di investimenti delle oil company ha fatto registrare un trend negativo, con un calo nei mercati in cui opera Saipem di circa il 18% rispetto al secondo semestre del 2015, che era a sua volta già stato condizionato da un significativo rallentamento delle attività. La congiuntura negativa è testimoniata dalla debolezza delle quotazioni del petrolio (arrivato a toccare valori inferiori ai 30 dollari al barile nelle prime settimane del 2016) e la mancanza di significative prospettive di ripresa nel breve-medio periodo ha ulteriormente condizionato i primi sei mesi dell'esercizio.

Gli Stati Uniti sono tra le aree che hanno fatto registrare i più rilevanti cali di attività, con una diminuzione degli investimenti di oltre il 40% rispetto al semestre precedente. In quest'area, oltre alle deboli quotazioni di petrolio e gas, si sono registrati anche livelli di stoccaggio record che hanno ulteriormente contribuito a creare le condizioni per deprimere la domanda di servizi di perforazione.

L'America Latina, area storicamente oil price sensitive, si è confermata anch'essa tra i mercati che hanno fatto registrare il più significativo calo di attività, quantificabile in circa il 35% in meno rispetto al semestre precedente. Le diminuzioni registrate nelle altre regioni sono state più contenute, mentre l'unica eccezione è rappresentata, come nell'esercizio precedente, dal Medio Oriente: quest'area ha infatti continuato a mostrare, pur con una pressione sulle rate di noleggio, una sostanziale stabilità nel livello di attività grazie all'Arabia Saudita (che si conferma come mercato di riferimento nella regione) e ai Paesi con significativi programmi di crescita quali il Kuwait.

Le acquisizioni

Tra le acquisizioni più significative nel corso del primo semestre dell'esercizio si segnalano contratti con vari clienti per l'utilizzo di impianti

in Sud America, Arabia Saudita, Kazakhstan e Marocco.

Gli investimenti

Le principali attività di investimento realizzate nel periodo hanno riguardato, nell'ambito di contratti pluriennali già acquisiti, l'approntamento degli impianti destinati a operare in Kuwait. Sono stati inoltre effettuati interventi di miglioramento e integrazione finalizzati al mantenimento dell'efficienza operativa della flotta e al soddisfacimento di richieste specifiche delle società committenti.

Le realizzazioni

Durante l'esercizio sono stati realizzati 92 pozzi (di cui 9 work-over), per un totale di 301.761 metri perforati.

In America Latina Saipem ha operato in diversi Paesi: in **Perù** sono state svolte attività per conto di vari clienti (tra i quali Cepsa, CNPC, Pacific Rubiales e Repsol); Saipem è stata presente nel Paese con diciotto impianti di proprietà; un'ulteriore unità è dislocata negli Stati Uniti per manutenzione; in **Bolivia** sono stati impiegati complessivamente quattro mezzi per attività per conto YPFB Andina, Pluspetrol e Repsol; in **Cile** sono state condotte attività per conto ENAP ed Enerco con l'impiego di due impianti; l'unità sotto contratto con Enerco è stata inoltre utilizzata in farm-out per lavori per conto MRP, al termine dei quali è stata poi posta in stand by per via delle sfavorevoli condizioni di mercato e remunerato dal cliente; in **Colombia** Saipem è stata presente con sei impianti, dei quali solo due sono stati operativi e hanno svolto attività per conto Equion; in **Ecuador** sono state dislocate quattro unità; il solo impianto sotto contratto per conto Agip Oil è stato posto in stand-by a causa delle sfavorevoli condizioni di mercato e remunerato dal cliente; infine in **Venezuela**, dove sono dislocate 27 unità, sono proseguite le attività per conto PDVSA; nell'attesa della definizione delle pendenze relative ai pagamenti arretrati e delle nuove modalità di collaborazione con il committente per le attività future, le operazioni sono state progressivamente ridotte durante il semestre fino alla fermata di 26 dei 27 impianti presenti nel Paese; in prossimità della fine dell'esercizio precedente un'unità operativa nel Paese è stata inoltre inviata negli Stati Uniti per attività di manutenzione in vista di possibili impieghi al di fuori del Venezuela.

In **Arabia Saudita** Saipem è presente con ventotto impianti che hanno svolto operazioni per conto Saudi Aramco nell'ambito degli impegni contrattuali assunti. È inoltre proseguita l'attività di preparazione di due impianti che opereranno in **Kuwait** nell'ambito dei contratti acquisiti con KOC.

Nella regione del Caspio Saipem ha operato in **Kazakhstan** per vari clienti (Agip KCO e Zhaikmunai) con quattro impianti di proprietà.

In Africa Saipem ha operato in **Congo** e in **Marocco**, nel primo caso per conto di Eni Congo SA con la gestione di un'unità di proprietà del cliente, nel secondo con un impianto di proprietà proveniente dalla Mauritania che ha iniziato le attività nel mese di aprile per conto Sound Energy.

In **Italia** sono proseguite le attività di preparazione di un impianto destinato a operare per

conto Eni; l'inizio dei lavori, inizialmente previsto per il primo semestre del 2016, è stato posticipato al primo semestre 2017; il periodo è comunque remunerato a una rata di stand-by.

Utilizzo impianti

L'attività operativa ha comportato un utilizzo medio degli impianti del 70,4% (93,5% nel corrispondente periodo del 2015); gli impianti di proprietà al 30 giugno 2016 ammontano a 100, dislocati nei seguenti Paesi: 28 in Arabia Saudita, 28 in Venezuela, 19 in Perù, 6 in Colombia, 5 in Kazakhstan, 4 in Ecuador, 3 in Bolivia, 2 in Cile, 1 in Italia, 1 in Congo, 1 in Marocco, 1 in Kuwait e 1 in Tunisia.

Inoltre sono stati utilizzati 2 impianti di terzi in Perù, 1 impianto di terzi in Congo e 1 in Cile.

COMMENTO AI RISULTATI ECONOMICO-FINANZIARI

Come più volte evidenziato, i volumi dei ricavi realizzati e la redditività a essi associata non sono lineari nel tempo, dipendendo tra l'altro, oltre che dall'andamento del mercato, da fattori climatici e dalla programmazione dei singoli lavori nelle attività Engineering & Construction, nonché dalle tempistiche di scadenze e rinegoziazioni dei contratti nelle attività drilling.

In uno scenario descritto nei paragrafi precedenti, le prospettive del settore oil service sono in continuo deterioramento. La focalizzazione dei clienti al raggiungimento dei propri obiettivi di riduzione dei costi si traduce in un irrigidimento dell'approccio negoziale, in una ricerca di maggiore efficienza sui progetti assegnati, in un ritardo nell'assegnazione di nuovi progetti e, in alcuni casi, nella cancellazione dei progetti assegnati.

Risultati economici

Gruppo Saipem - Conto economico

Esercizio 2015	(milioni di euro)	Primo semestre		Var. %
		2015	2016	
11.507	Ricavi della gestione caratteristica	5.373	5.275	(1,8)
5	Altri ricavi e proventi	-	2	
(8.782)	Acquisti, prestazioni di servizi e costi diversi	(4.349)	(3.746)	
(2.222)	Lavoro e oneri relativi	(1.221)	(949)	
508	Margine operativo lordo (EBITDA)	(197)	582	..
(960)	Ammortamenti e svalutazioni	(593)	(345)	
(452)	Risultato operativo (EBIT)	(790)	237	..
(244)	Oneri finanziari netti	(110)	(70)	
34	Proventi netti su partecipazioni	7	9	
(662)	Risultato prima delle imposte	(893)	176	..
(127)	Imposte sul reddito	(13)	(120)	
(789)	Risultato prima degli interessi di terzi azionisti	(906)	56	..
(17)	Risultato di competenza di terzi azionisti	(14)	(3)	
(806)	Risultato netto	(920)	53	..

I **ricavi della gestione caratteristica** realizzati nel corso del primo semestre del 2016 ammontano a 5.275 milioni di euro.

Il **margine operativo lordo (EBITDA)** è pari a 582 milioni di euro. Gli ammortamenti delle immobilizzazioni materiali e immateriali sono pari a 345 milioni di euro.

Il **risultato operativo (EBIT)** conseguito nel primo semestre del 2016 è pari a 237 milioni di euro. I principali scostamenti sono dettagliati di seguito nell'analisi per settore di attività.

Gli oneri finanziari netti ammontano a 70 milio-

ni di euro, la riduzione rispetto al corrispondente periodo del 2015 è ascrivibile principalmente al minore indebitamento netto conseguente all'aumento di capitale e al minor costo del debito.

I proventi netti su partecipazioni sono pari a 9 milioni di euro, pressoché in linea rispetto al semestre precedente.

Il **risultato prima delle imposte** si attesta a 176 milioni di euro. Le imposte sul reddito sono pari a 120 milioni di euro.

Il **risultato netto** è pari a 53 milioni di euro.

Esercizio 2015	(milioni di euro)	Primo semestre	
		2015	2016
508	EBITDA	(197)	582
100	Svalutazioni	100	87
608	EBITDA adjusted	(97)	669

Esercizio 2015	(milioni di euro)	Primo semestre	
		2015	2016
(452)	Risultato operativo (EBIT)	(790)	237
298	Svalutazioni	311	87
(154)	Risultato operativo (EBIT) adjusted	(479)	324

La svalutazione al 30 giugno 2016, pari a 87 milioni di euro, è relativa a crediti scaduti della business unit Drilling Onshore. Nel corrispondente periodo del 2015 le svalutazioni sono

relative sia a poste del capitale immobilizzato, 211 milioni di euro, che a crediti scaduti della business unit Drilling Onshore per 100 milioni di euro.

Gruppo Saipem - Conto economico adjusted

Esercizio 2015	(milioni di euro)	Primo semestre		Var. %
		2015	2016	
11.507	Ricavi della gestione caratteristica	5.373	5.275	(1,8)
5	Altri ricavi e proventi	-	2	
(8.682)	Acquisti, prestazioni di servizi e costi diversi	(4.249)	(3.659)	
(2.222)	Lavoro e oneri relativi	(1.221)	(949)	
608	Margine operativo lordo (EBITDA) adjusted	(97)	669	..
(762)	Ammortamenti e svalutazioni	(382)	(345)	
(154)	Risultato operativo (EBIT) adjusted	(479)	324	..
(244)	Oneri finanziari netti	(110)	(70)	
34	Proventi netti su partecipazioni	7	9	
(364)	Risultato prima delle imposte adjusted	(582)	263	..
(127)	Imposte sul reddito	(13)	(120)	
(491)	Risultato prima degli interessi di terzi azionisti adjusted	(595)	143	..
(17)	Risultato di competenza di terzi azionisti	(14)	(3)	
(508)	Risultato netto adjusted	(609)	140	..

Risultato operativo e costi per destinazione

Esercizio 2015	(milioni di euro)	Primo semestre		Var. %
		2015	2016	
11.507	Ricavi della gestione caratteristica	5.373	5.275	(1,8)
(11.110)	Costi della produzione	(5.590)	(4.620)	
(198)	Costi di inattività	(86)	(153)	
(118)	Costi commerciali	(63)	(58)	
(14)	Costi di ricerca e sviluppo	(6)	(7)	
(22)	Proventi (oneri) diversi operativi netti	(8)	(18)	
(199)	Spese generali	(99)	(95)	
(154)	Risultato operativo (EBIT) adjusted	(479)	324	..

Il Gruppo Saipem ha conseguito nel primo semestre del 2016 **ricavi della gestione caratteristica** per 5.275 milioni di euro, con un decremento di 98 milioni di euro rispetto al primo semestre del 2015.

I costi della produzione, che comprendono i costi diretti delle commesse di vendita e gli ammortamenti dei mezzi e attrezzature impiegati, sono complessivamente ammontati a 4.620 milioni di euro, con un decremento di 970 milio-

ni di euro rispetto al primo semestre del 2015, che comprendeva gli effetti della svalutazione del capitale circolante per 572 milioni di euro.

I costi di inattività sono aumentati di 67 milioni di euro; l'incremento è imputabile all'inattività di alcuni mezzi della business unit Engineering & Construction Offshore (per ritardata assegnazione di nuovi contratti), dei mezzi dell'area del Sud America della business unit Drilling Onshore e della piattaforma semisommersibile Scarabeo

6 della business unit Drilling Offshore, rimasto inattivo nel corso del primo semestre del 2016. I costi commerciali, pari a 58 milioni di euro, registrano un decremento di 5 milioni di euro per effetto del programma di riduzione costi.

Le spese di ricerca rilevate tra i costi di gestione, pari a 7 milioni di euro, risultano pressoché

in linea rispetto al corrispondente periodo del 2015.

Le spese generali, pari a 95 milioni di euro, registrano un decremento di 4 milioni di euro, per effetto del programma di riduzione costi.

Analizzando i risultati espressi dalle principali attività:

Engineering & Construction Offshore

Esercizio 2015	(milioni di euro)	Primo semestre	
		2015	2016
6.890	Ricavi della gestione caratteristica	3.388	3.071
(6.401)	Costo del venduto	(3.192)	(2.742)
489	Margine operativo lordo (EBITDA)	196	329
(297)	Ammortamenti e svalutazioni	(160)	(125)
192	Risultato operativo (EBIT) adjusted	36	204
(138)	Svalutazioni	(150)	-
54	Risultato operativo (EBIT)	(114)	204

I ricavi del primo semestre del 2016 ammontano a 3.071 milioni di euro, con una riduzione del 9,4% rispetto al corrispondente periodo del 2015, riconducibile principalmente ai minori volumi registrati in Medio Oriente, in Australia e Russia, in buona parte compensati dai maggiori volumi sviluppati in Azerbaijan e Kazakhstan. Il costo del venduto, pari a 2.742 milioni di euro, diminuisce rispetto al primo semestre del 2015, coerentemente con i minori volumi. Gli ammortamenti inferiori di 35 milioni di euro rispetto a quanto consuntivato nel medesimo periodo del 2015, per effetto del minor contributo di un mezzo, la cui vita utile, rivista a fine 2014, è terminata a giugno 2015.

Il risultato operativo (EBIT) adjusted del primo

semestre del 2016 ammonta a 204 milioni di euro, pari al 6,6% dei ricavi, rispetto a 36 milioni di euro del corrispondente periodo del 2015, pari all'1,1% dei ricavi. Il miglioramento è ascrivibile principalmente al maggior contributo dei progetti in esecuzione in Kazakhstan e in Azerbaijan. L'EBITDA si attesta al 10,7% rispetto al 5,8% del corrispondente periodo del 2015.

Il risultato operativo (EBIT) del primo semestre del 2016 ammonta a 204 milioni di euro, rispetto alla perdita di 114 milioni di euro del corrispondente periodo del 2015, inclusiva della svalutazione di alcuni mezzi navali e di un cantiere di fabbricazione, per un totale di 150 milioni di euro.

Engineering & Construction Onshore

Esercizio 2015	(milioni di euro)	Primo semestre	
		2015	2016
2.788	Ricavi della gestione caratteristica	1.048	1.427
(3.442)	Costo del venduto	(1.735)	(1.407)
(654)	Margine operativo lordo (EBITDA)	(687)	20
(39)	Ammortamenti e svalutazioni	(21)	(19)
(693)	Risultato operativo (EBIT) adjusted	(708)	1
(49)	Svalutazioni	(50)	-
(742)	Risultato operativo (EBIT)	(758)	1

I ricavi del primo semestre del 2016 ammontano a 1.427 milioni di euro, con un incremento del 36,2% rispetto al corrispondente periodo del 2015, caratterizzato dalla svalutazione di "pending revenues" di vari contratti in Nord America, Australia e Africa Occidentale pari a 572 milioni di euro. Maggiori volumi di attività si sono registrati in Medio Oriente. Anche il costo del venduto, pari a 1.407 milioni di euro, diminuisce rispetto al corrispondente periodo del 2015 coerentemente con i minori volumi.

Gli ammortamenti risultano pari a 19 milioni di euro, pressoché in linea rispetto al corrispondente periodo del 2015.

Il risultato operativo (EBIT) adjusted del primo semestre del 2016 ammonta a 1 milione di euro, rispetto alla perdita di 708 milioni di euro del corrispondente periodo del 2015, comprensiva delle svalutazioni di cui sopra. Il risultato del primo semestre del 2016, pressoché a break even, è penalizzato dalla rilevazione nel secondo trimestre di un accantonamento per una causa legale in Nord Africa pari a circa 15 milioni di euro.

Il risultato operativo (EBIT) del primo semestre del 2016 ammonta a 1 milione di euro, rispetto alla perdita di 758 milioni di euro, comprensiva anche della svalutazione di un cantiere di fabbricazione per 50 milioni di euro.

Drilling Offshore

Esercizio	2015	(milioni di euro)	Primo semestre	
			2015	2016
	1.067	Ricavi della gestione caratteristica	538	487
	(531)	Costo del venduto	(274)	(250)
	536	Margine operativo lordo (EBITDA)	264	237
	(241)	Ammortamenti e svalutazioni	(113)	(111)
	295	Risultato operativo (EBIT) adjusted	151	126
	(11)	Svalutazioni	(11)	-
	284	Risultato operativo (EBIT)	140	126

I ricavi del primo semestre del 2016 ammontano a 487 milioni di euro, con un decremento del 9,5% rispetto al corrispondente periodo del 2015, per effetto dei minori ricavi registrati dalla nave di perforazione Saipem 12000, a causa della chiusura anticipata del contratto; dei minori ricavi registrati dalla piattaforma semisommersibile Scarabeo 6 interessata da lavori di rimessa in classe nel primo trimestre e inattiva nel secondo trimestre e dalle piattaforme semisommersibili Scarabeo 3 e Scarabeo 4, operative per buona parte del primo semestre del 2015, la prima inattiva nel corrente semestre e la seconda ceduta per la rottamazione a fine 2015. Il decremento è stato in minima parte compensato dai maggiori ricavi derivanti dalla piena attività della nave di perforazione Saipem 10000 e dei mezzi di perforazione autosollevanti Perro Negro 2 e Perro Negro 8, interessati da lavori di approntamento nel corrispondente periodo del 2015.

Il costo del venduto, pari a 250 milioni di euro, registra un decremento di 24 milioni di euro, in coerenza con la riduzione dei volumi rispetto al corrispondente periodo del 2015.

Gli ammortamenti diminuiscono di 2 milioni di euro rispetto al corrispondente periodo del 2015.

Il risultato operativo (EBIT) adjusted del primo semestre del 2016 ammonta a 126 milioni di euro, rispetto a 151 milioni di euro del corrispondente periodo del 2015, con un'incidenza sui ricavi pari al 25,9%, in flessione di circa due punti percentuali rispetto al corrispondente periodo del 2015, per effetto del minore contributo dei mezzi inattivi o interessati da lavori di manutenzione nel periodo; il peggioramento registrato è stato in parte compensato dal maggior contributo delle piattaforme semisommersibili Scarabeo 7 e Scarabeo 8. L'EBITDA si attesta al 48,7%, pressoché in linea rispetto al 49,1% del corrispondente periodo del 2015.

Il risultato operativo (EBIT) del primo semestre del 2016 ammonta a 126 milioni di euro, rispetto a 140 milioni di euro del corrispondente periodo del 2015, che comprendeva la svalutazione della piattaforma semisommersibile Scarabeo 4.

Drilling Onshore

Esercizio	2015	(milioni di euro)	Primo semestre	
			2015	2016
	762	Ricavi della gestione caratteristica	399	290
	(625)	Costo del venduto	(269)	(207)
	237	Margine operativo lordo (EBITDA) adjusted	130	83
	(185)	Ammortamenti e svalutazioni	(88)	(90)
	52	Risultato operativo (EBIT) adjusted	42	(7)
	(100)	Svalutazioni	(100)	(87)
	(48)	Risultato operativo (EBIT)	(58)	(94)

I ricavi del primo semestre del 2016 ammontano a 290 milioni di euro, con un decremento del 27,3% rispetto al corrispondente periodo del 2015, riconducibile principalmente alla ridotta attività in Sud America per i gravi effetti della crisi del mercato petrolifero sulle economie dell'area.

Il costo del venduto registra una riduzione di 62 milioni di euro rispetto al primo semestre del 2015 in coerenza con i ricavi.

Gli ammortamenti, pari a 90 milioni di euro, in aumento di 2 milioni di euro rispetto al corrispondente periodo del 2015, riconducibile alla

piena operatività nel corrente semestre dei nuovi impianti in Arabia Saudita.

Il risultato operativo (EBIT) adjusted del primo semestre del 2016 è negativo per 7 milioni di euro, rispetto all'utile di 42 milioni di euro del corrispondente periodo del 2015, per effetto dell'incremento di costi di inattività dei mezzi in Sud America. L'EBITDA adjusted si attesta al 28,6%.

Il risultato operativo (EBIT) del primo semestre del 2016 è negativo per 94 milioni di euro, in quanto recepisce la svalutazione di crediti scaduti per 87 milioni di euro (100 milioni di euro nel corrispondente periodo del 2015).

Situazione patrimoniale e finanziaria

Gruppo Saipem - Stato patrimoniale riclassificato ⁽¹⁾

Lo schema di stato patrimoniale riclassificato aggrega i valori attivi e passivi dello schema obbligatorio secondo il criterio della funzionalità alla gestione dell'impresa considerata suddivisa convenzionalmente nelle tre funzioni fondamentali: l'investimento, l'esercizio, il finanziamento.

Il management ritiene che lo schema proposto rappresenti un'utile informativa per l'investitore perché consente di individuare le fonti delle risorse finanziarie (mezzi propri e di terzi) e gli impieghi delle stesse nel capitale immobilizzato e in quello di periodo.

30.06.2015	(milioni di euro)	31.12.2015	30.06.2016
7.383	Attività materiali nette	7.287	7.016
758	Attività immateriali nette	758	759
8.141		8.045	7.775
3.462	- Engineering & Construction Offshore	3.392	3.317
544	- Engineering & Construction Onshore	536	519
3.031	- Drilling Offshore	3.050	2.955
1.104	- Drilling Onshore	1.067	984
107	Partecipazioni	134	141
8.248	Capitale immobilizzato	8.179	7.916
869	Capitale di esercizio netto	941	1.332
(240)	Fondo per benefici ai dipendenti	(211)	(208)
-	Attività (passività) disponibili per la vendita	-	-
8.877	Capitale investito netto	8.909	9.040
3.288	Patrimonio netto	3.474	7.052
58	Capitale e riserve di terzi	45	48
5.531	Indebitamento finanziario netto	5.390	1.940
8.877	Coperture	8.909	9.040
1,63	Leverage (indebitamento/patrimonio netto + capitale di terzi)	1,53	0,27
441.410.900	N. azioni emesse e sottoscritte	441.410.900	10.109.774.396

(1) Per la riconduzione allo schema obbligatorio v. il paragrafo "Riconduzione degli schemi di bilancio riclassificati utilizzati nella relazione sulla gestione a quelli obbligatori" a pag. 70.

Lo schema dello stato patrimoniale riclassificato è utilizzato dal management per il calcolo dei principali indici finanziari di redditività del capitale investito (ROACE) e di solidità/equilibrio della struttura finanziaria (leverage).

Il **capitale immobilizzato** si attesta al 30 giugno 2016 a 7.916 milioni di euro, con un decremento di 263 milioni di euro rispetto al 31 dicembre 2015. Il decremento deriva da ammortamenti per 345 milioni di euro parzialmente compensati da investimenti per 97 milioni di euro; dalla variazione positiva delle partecipazioni valutate al patrimonio netto per 9 milioni di euro e dall'effetto negativo derivante principalmente dalla conversione dei bilanci espressi in moneta estera e da altre variazioni per 24 milioni di euro.

Il **capitale di esercizio netto** aumenta di 391 milioni di euro, passando da 941 milioni di euro al 31 dicembre 2015 a 1.332 milioni di euro al 30 giugno 2016.

Il **fondo per benefici ai dipendenti** ammonta a 208 milioni di euro, con un decremento di 3 milioni di euro rispetto al 31 dicembre 2015.

A seguito di quanto prima analizzato il **capitale investito netto** aumenta di 131 milioni di euro, attestandosi, al 30 giugno 2016, a 9.040 milioni di euro, rispetto a 8.909 milioni di euro del 31 dicembre 2015.

Il **patrimonio netto**, compresa la quota attribuibile ai terzi, aumenta di 3.581 milioni di euro, attestandosi, al 30 giugno 2016, a 7.100 milioni di euro, rispetto a 3.519 milioni di euro del 31 dicembre 2015. L'incremento è sostanzialmente riconducibile all'operazione di aumento di capitale perfezionato nel corso del primo trimestre per 3.435 milioni di euro, oltre che all'effetto positivo del risultato netto del periodo pari a 56 milioni di euro, all'effetto negativo della variazione della valutazione al fair value degli strumenti derivati di copertura del rischio di cambio e commodity per 110 milioni di euro e all'effetto positivo sul patrimonio netto derivante dalla conversione dei bilanci espressi in moneta estera e da altre variazioni per 20 milioni di euro.

L'**indebitamento finanziario netto** al 30 giugno 2016 in seguito alla suddetta operazione di aumento di capitale ammonta a 1.940 milioni di euro.

Composizione indebitamento finanziario netto

30.06.2015	(milioni di euro)	31.12.2015	30.06.2016
(1)	Crediti verso altri finanziatori esigibili oltre l'esercizio successivo	(1)	(1)
-	Debiti verso banche esigibili oltre l'esercizio successivo	252	3.426
3.477	Debiti verso altri finanziatori esigibili oltre l'esercizio successivo	2.589	13
3.476	Indebitamento finanziario netto a medio/lungo termine	2.840	3.438
(1.424)	Depositi bancari, postali e presso imprese finanziarie di Gruppo	(1.065)	(1.653)
(8)	Titoli disponibili per la vendita	(26)	(26)
(5)	Denaro e valori in cassa	(1)	(3)
(32)	Crediti verso altri finanziatori esigibili entro l'esercizio successivo	(30)	(3)
465	Debiti verso banche esigibili entro l'esercizio successivo	180	113
3.059	Debiti verso altri finanziatori esigibili entro l'esercizio successivo	3.492	74
2.055	Indebitamento finanziario netto (disponibilità finanziarie) a breve termine	2.550	(1.498)
5.531	Indebitamento finanziario netto (disponibilità finanziarie)	5.390	1.940

Le attività (passività) connesse al fair value dei contratti derivati sono rappresentate nelle "Note illustrative al bilancio consolidato semestrale abbreviato" 7 "Altre attività correnti" e 18 "Altre passività correnti".

Per la suddivisione per valuta dell'indebitamento finanziario lordo di 3.626 milioni di euro si rimanda a quanto indicato nella nota 14 "Passività finanziarie a breve termine" e nella nota 19 "Passività finanziarie a lungo termine e quota a breve di passività a lungo termine".

Prospetto del conto economico complessivo

(milioni di euro)	Primo semestre	
	2015	2016
Utile (perdita) netto del periodo	(906)	56
Altre componenti del conto economico complessivo:		
- variazione del fair value derivati cash flow hedge	(68)	148
- differenze di cambio da conversione dei bilanci in moneta diversa dall'euro	86	(22)
- quota di pertinenza delle "altre componenti del conto economico complessivo" delle partecipazioni valutate con il metodo del patrimonio netto	-	-
- effetto fiscale relativo alle altre componenti dell'utile complessivo	53	(38)
Totale altre componenti del conto economico complessivo	71	88
Totale utile (perdita) complessivo del periodo	(835)	144
Di competenza:		
- Gruppo Saipem	(852)	139
- terzi azionisti	17	5

Patrimonio netto comprese interessenze di terzi azionisti

(milioni di euro)	
Patrimonio netto comprese interessenze di terzi azionisti al 31 dicembre 2015	3.519
Totale risultato complessivo di periodo	144
Dividendi distribuiti	-
Aumento di capitale al netto di oneri	3.435
Altre variazioni	2
Totale variazioni	3.581
Patrimonio netto comprese interessenze di terzi azionisti al 30 giugno 2016	7.100
Di competenza:	
- Gruppo Saipem	7.052
- terzi azionisti	48

Rendiconto finanziario riclassificato ⁽¹⁾

Lo schema del rendiconto finanziario riclassificato è la sintesi dello schema obbligatorio al fine di consentire il collegamento tra il rendiconto finanziario che esprime la variazione delle disponibilità liquide tra inizio e fine periodo dello schema obbligatorio e la variazione dell'indebitamento finanziario netto tra inizio e fine periodo dello schema riclassificato. La misura che consente tale collegamento è il "free cash flow", cioè l'avanzo o il deficit di cassa che residua dopo il finanziamento degli investimenti. Il free cash flow chiude alternativamente: (i) sulla variazione di cassa di periodo, dopo che sono aggiunti/sottratti i flussi di

cassa relativi ai debiti/attivi finanziari (accensioni/rimborsi di crediti/debiti finanziari), al capitale proprio (pagamento di dividendi/acquisto netto di azioni proprie/apporti di capitale), nonché gli effetti sulle disponibilità liquide ed equivalenti delle variazioni dell'area di consolidamento e delle differenze cambio da conversione; (ii) sulla variazione dell'indebitamento finanziario netto di periodo, dopo che sono stati aggiunti/sottratti i flussi relativi al capitale proprio, nonché gli effetti sull'indebitamento finanziario netto delle variazioni dell'area di consolidamento e delle differenze di cambio da conversione.

Esercizio		Primo semestre	
		2015	2016
		(milioni di euro)	
(806)	Risultato del periodo di Gruppo	(920)	53
17	Risultato del periodo di terzi azionisti	14	3
	<i>a rettifica:</i>		
905	Ammortamenti e altri componenti non monetari	487	309
(18)	(Plusvalenze) minusvalenze nette su cessioni e radiazioni di attività	(17)	2
318	Dividendi, interessi e imposte	106	160
416	Flusso di cassa del risultato operativo prima della variazione del capitale di periodo	(330)	527
(498)	Variazione del capitale di periodo relativo alla gestione	(334)	(202)
(455)	Dividendi incassati, imposte pagate, interessi pagati e incassati	(188)	(138)
(507)	Flusso di cassa netto da attività di periodo	(852)	187
(561)	Investimenti tecnici	(268)	(97)
(1)	Investimenti in partecipazioni, imprese consolidate e rami d'azienda	(1)	-
155	Dismissioni e cessioni parziali di partecipazioni consolidate, rami d'azienda e attività materiali	97	4
-	Altre variazioni relative all'attività di finanziamento	-	-
(914)	Free cash flow	(1.024)	94
12	Investimenti e disinvestimenti relativi all'attività di finanziamento	28	27
370	Variazione debiti finanziari a breve e lungo termine	817	(2.953)
-	Cessione di azioni proprie	-	-
(16)	Flusso di cassa del capitale proprio	1	-
-	Aumento di capitale al netto di oneri	-	3.435
12	Variazioni area di consolidamento e differenze di cambio sulle disponibilità	5	(13)
(536)	FLUSSO DI CASSA NETTO DEL PERIODO	(173)	590
510	Free cash flow	(1.024)	94
-	Cessione di azioni proprie	-	-
(45)	Flusso di cassa del capitale proprio	1	3.435
(129)	Differenze di cambio sull'indebitamento finanziario netto e altre variazioni	(84)	(79)
336	VARIAZIONE DELL'INDEBITAMENTO FINANZIARIO NETTO	(1.107)	3.450

(1) Per la riconduzione allo schema obbligatorio v. il paragrafo "Riconduzione degli schemi di bilancio riclassificati utilizzati nella relazione sulla gestione a quelli obbligatori" a pag. 70.

Il **flusso di cassa netto da attività di periodo** positivo per 187 milioni di euro, al netto del flusso negativo degli investimenti netti in attività materiali pari a 97 milioni di euro a alle dismissioni e cessioni di asset non strategici pari a 4 milioni di euro, hanno generato un free cash flow positivo per 94 milioni di euro.

Il **flusso di cassa del capitale proprio**, pari a 3.435 milioni di euro, è stato generato dall'operazione di aumento di capitale perfezionato nel primo trimestre per 3.500 milioni di euro netti dagli oneri associati all'operazione per 65

milioni di euro. La differenza di cambio dell'indebitamento finanziario netto e altre variazioni hanno avuto un effetto netto negativo per 79 milioni di euro.

Pertanto l'**indebitamento finanziario netto** ha subito una diminuzione di 3.450 milioni di euro. In particolare

Il **flusso di cassa del risultato operativo prima della variazione del capitale di periodo**, positivo per 527 milioni di euro, deriva:

- dal risultato del periodo positivo per 56 milioni di euro;

- dagli ammortamenti di attività materiali e immateriali per 345 milioni di euro compensati in parte dall'effetto negativo della valutazione delle partecipazioni al patrimonio netto per 9 milioni di euro e dalla variazione fondi e differenze cambio per 27 milioni di euro;
- dalle minusvalenze nette su write off di asset di attività che hanno avuto un impatto negativo per 2 milioni di euro;
- dagli oneri finanziari netti per 40 milioni di euro e dalle imposte sul reddito per 120 milioni di euro.

La variazione negativa del capitale dell'esercizio relativa alla gestione di 202 milioni di euro è da correlare alla dinamica dei flussi finanziari dei progetti in corso di esecuzione.

La voce dividendi incassati, interessi e imposte

sul reddito, pagati nel primo semestre del 2016, per 138 milioni di euro si riferisce principalmente al pagamento e al rimborso di imposte e all'acquisizione/cessione di crediti d'imposta.

Gli investimenti tecnici in attività materiali e immateriali ammontano a 97 milioni di euro. La suddivisione del totale investimenti per area di business è: Engineering & Construction Offshore (51 milioni di euro), Drilling Onshore (24 milioni di euro), Drilling Offshore (18 milioni di euro) ed Engineering & Construction Onshore (4 milioni di euro). Ulteriori informazioni, in ordine agli investimenti effettuati nel primo semestre del 2016, sono riportate nel commento all'andamento operativo.

Il flusso di cassa generato dai disinvestimenti di asset non strategici è stato di 4 milioni di euro.

Principali indicatori reddituali e finanziari

Return On Average Capital Employed (ROACE)

Indice di rendimento del capitale investito, calcolato come rapporto tra il risultato netto, prima degli interessi di terzi azionisti e rettificato degli oneri finanziari netti dedotto il relativo effetto fiscale, e il capitale investito netto medio. L'effetto fiscale correlato agli oneri finanziari è determinato in base all'aliquota del 27,5% prevista dalla normativa fiscale italiana.

Return On Average Capital Employed (ROACE) operative

Nel calcolo del ROACE operativo, il capitale investito netto medio viene depurato degli investimenti in corso che non hanno partecipato alla formazione del risultato di periodo; l'unico periodo impattato da investimenti in corso è stato il 30 giugno 2014 (295 milioni di euro).

		31.12.2015	30.06.2015	30.06.2016
Risultato netto	(milioni di euro)	(789)	(1.280)	173
Esclusione degli oneri finanziari correlati al debito (al netto dell'effetto fiscale)	(milioni di euro)	177	144	(150)
Risultato netto unlevered	(milioni di euro)	(612)	(1.136)	328
Capitale investito netto:	(milioni di euro)			
- a inizio periodo		8.602	9.925	8.877
- a fine periodo		8.909	8.877	9.040
Capitale investito netto medio	(milioni di euro)	8.756	9.401	8.959
ROACE	(%)	(6,99)	(12,1)	3,66
ROACE operative	(%)	(6,99)	(12,3)	3,66

Indebitamento finanziario netto e leverage

Il leverage misura il grado di indebitamento del Gruppo ed è calcolato come rapporto tra l'inde-

bitamento finanziario netto e il patrimonio netto compresa la quota attribuibile alle minoranze.

	30.06.2015	30.06.2016
Leverage	1,63	0,27

SOSTENIBILITÀ

Saipem si impegna a gestire le operazioni in modo sostenibile e responsabile, a promuovere il dialogo e consolidare le relazioni con i propri stakeholder. La presenza di Saipem nei territori permette la creazione di un valore condiviso che contribuisce, in particolar modo attraverso la promozione del Local Content, allo sviluppo socio-economico delle aree in cui opera.

Misurazione del valore generato sul territorio

L'identificazione e il coinvolgimento di tutti i portatori di legittimi interessi sono aspetti fondamentali della strategia di sostenibilità di Saipem. Il dialogo e la condivisione degli obiettivi con tutti gli stakeholder sono gli strumenti attraverso i quali è possibile creare valore reciproco.

Questo approccio generale è stato definito per garantire relazioni aperte e trasparenti con le parti interessate, volte a promuovere relazioni positive e reciprocamente vantaggiose, consentendo a Saipem una presenza duratura e un'efficace attuazione delle proprie attività nei territori.

A livello locale Saipem opera con una struttura decentralizzata al fine di rispondere meglio alle specifiche esigenze e aspetti di sostenibilità del territorio. Ovunque lavori Saipem svolge un ruolo attivo nella comunità, fornendo il proprio contributo alla vita sociale ed economica del territorio.

Dal 2009 Saipem applica un modello, sviluppato internamente, denominato SELCE (Saipem Externalities Local Content Evaluation), basato su una metodologia che permette di analizzare e quantificare il valore generato (l'effetto diretto, indiretto e indotto, misurato in termini di valore economico, occupazione e sviluppo del capitale umano) dalla traduzione pratica della strategia di Local Content realizzata in un arco temporale e in una specifica realtà geografica. Nel 2016 i risultati del modello sono stati aggiornati per la Nigeria, con riferimento agli anni 2013-2015. Risultati particolarmente significativi sono rappresentati dall'effetto moltiplicativo degli investimenti sul capitale umano e del lavoro.

Da sempre Saipem ha avviato un dialogo con tutti gli stakeholder, sia nelle aree dove opera stabilmente, sia in zone in cui la sua presenza è più recente, impegnandosi nello sviluppo di relazioni con gli stakeholder locali.

A supporto della relazioni locali, nel primo semestre del 2016 Saipem ha emesso delle linee guida per la gestione delle "Grievance". Il documento definisce gli strumenti metodologici per strutturare un sistema di gestione di eventuali reclami delle comunità locali relative alle attività

operative di Saipem. L'obiettivo è quello di rafforzare ulteriormente la relazione con gli stakeholder locali e ridurre i rischi operativi. Similarmente è stato emesso l'aggiornamento della procedura "Sustainability Initiatives for Local Communities". Questo documento ribadisce le linee guida per la progettazione delle iniziative per le comunità locali, dettagliando le aree di intervento prioritarie e le responsabilità degli attori coinvolti, ivi compresi i processi di controllo e verifica al fine di garantire la compliance delle norme anti-corrruzione della Società.

Reporting di sostenibilità

Il sistema di reporting di sostenibilità di Saipem è composto da numerosi documenti complementari tra loro al fine di coprire le esigenze informative delle diverse categorie di stakeholder.

Nel primo semestre del 2016 sono stati resi disponibili sul sito internet della Società il documento "Saipem Sustainability 2015", che descrive i principali risultati ottenuti nell'anno, gli obiettivi per gli anni successivi, le strategie e l'approccio della Società ai temi materiali, e il "Consolidato di Sostenibilità 2015", che riporta i principali risultati della Società in termini di indicatori e analisi di trend.

Inoltre sono stati pubblicati i seguenti documenti complementari:

- "Saipem Sustainability 2015 in sintesi", un documento che sintetizza in poche pagine il contenuto e le principali tematiche presenti nel report di sostenibilità ("Saipem Sustainability 2015");
- "Saipem Biodiversity", che descrive l'approccio di Saipem nella protezione della biodiversità e riporta una panoramica delle principali best practice in tema;
- "Local Content for Sustainable Development", che descrive l'approccio di Saipem nella promozione del Local Content e propone numerosi focus paese.

Infine è stata pubblicata, per uso interno, la "Guida Saipem alla Business Integrity" per rafforzare ulteriormente la conoscenza e la comprensione del codice etico e del sistema documentale Saipem relativamente a tematiche di Integrity. La Guida è stata redatta con un linguaggio semplice e sintetico e descrive casi pratici applicati alla realtà di Saipem.

ATTIVITÀ DI RICERCA E SVILUPPO

L'innovazione tecnologica, uno dei cinque pilastri del nuovo Piano Strategico di Saipem, è un asset essenziale, in quanto consente di anticipare i bisogni futuri dell'industria Oil & Gas e al contempo di fornire le più avanzate soluzioni ai clienti, riducendo i costi e sfruttando nuove e sfidanti opportunità, conseguendo migliorate prestazioni operative e riducendo l'impatto ambientale delle attività di costruzione.

In quest'ambito Saipem ha recentemente strutturato le proprie attività di innovazione tecnologica secondo tre linee principali:

- sviluppo tecnologico (tipicamente noto come "R&D");
- innovazione di processo per migliorare come Saipem opera, e per trarre vantaggio dalle tecnologie di digitalizzazione;
- technology intelligence per investigare nuove tecnologie all'interno e all'esterno dell'industria Oil & Gas con lo scopo di identificare nuove dirompenti tecnologie emergenti, come opportunità di grande impatto sul nostro business.

L'innovazione tecnologica è sviluppata in Saipem, sia in fasi a partire dall'idea fino all'applicazione, sia concepita direttamente in relazione ai progetti o agli asset proprietari come risultato di un approccio alla risoluzione di problematiche operative.

Le attività sono organizzate per aree tematiche coincidenti con le stesse unità di business al fine di essere allineate alle loro strategie e con l'intento di favorire un efficace trasferimento al business dei risultati conseguiti dalle attività di sviluppo tecnologico.

Per la Business Unit Engineering & Construction Offshore lo sviluppo si è focalizzato sul Subsea (SURF e Subsea Processing) e sull'area delle condotte sottomarine in aggiunta alle tecnologie sui materiali, di impatto trasversale sulle aree appena menzionate.

Nell'area strategica del SURF (Subsea, Umbilicals, Risers and Flowlines) le sfide odierne sono la riduzione dei costi in caso di fluidi particolarmente difficili da produrre e la qualifica di tecnologie che consentano lo sviluppo di campi in acque ultra-profonde. La tecnologia Saipem "Single Independent Riser" è concepita per migliorare il comportamento dei riser a fatica ed estenderne il campo di applicabilità ben oltre i 3.000 metri di profondità.

Saipem ha di recente stabilito nuovi record, nel settore dei servizi per l'industria petrolifera, con i lavori di installazione di due Free Standing

Hybrid Riser (FSHR) per l'esportazione del gas. I due riser, del diametro di 20 pollici e 19 pollici rispettivamente, sono situati nella regione Pre-Salt del bacino di Santos (Brasile). In particolare, Saipem ha raggiunto il primato nel settore dei sistemi FSHR per la profondità di installazione, la grandezza e il peso del riser da 20 pollici, nonché per il modulo di galleggiamento più lungo e più pesante mai installato.

La tecnologia "Heat Traced Pipe-in-Pipe", adatta alla posa a "J" di condotte rigide, estende l'applicazione del sistema di riscaldamento attivo più efficiente (quello a traccia calda isolata) a riser e flowline di diametro maggiore e a linee di tie-back ancora più lunghe. La nuova tecnica "Fusion Bonded Joint" consente, in alternativa alle più costose tubazioni claddate, ovvero rivestite internamente di acciai inossidabili, di assicurare la continuità del rivestimento protettivo interno in materiale plastico nelle fasi di costruzione e posa di linee di water injection. I materiali compositi, come quelli plastici a formulazione speciale rinforzati con fibre lunghe, sembrano rappresentare la risposta appropriata ai requisiti combinati che derivano da fluidi corrosivi ad alta temperatura e pressione.

Lo sviluppo dei campi sottomarini sta diventando sempre più complesso e costoso. Per supportare la fattibilità economica dello sviluppo dei campi sottomarini dei clienti, Saipem prosegue nello sviluppo di competenze e tecnologie, in particolare nel campo del subsea processing e delle operazioni sottomarine da remoto, traguardando la cosiddetta "Subsea Factory", una tecnologia che sposta le operazioni "topside" sul fondo sottomarino, grazie anche a un incremento dell'autonomia e dell'automazione.

In questo ambito Saipem ha recentemente firmato con Total e Veolia un accordo di proprietà e commercializzazione esclusiva per SPRINGS® (Subsea PRocess and INjection Gear for Seawater), un'innovativa tecnologia per il trattamento sottomarino dell'acqua di mare progettata per operare in acque profonde. La tecnologia sposta il processo di rimozione dei solfati direttamente sul fondale marino, aumentando di conseguenza l'economicità del recupero di petrolio. Saipem guiderà l'industrializzazione e la commercializzazione della tecnologia.

Le operazioni sottomarine da remoto e le tecnologie di intervento sono gli elementi chiave per il successo dei servizi di installazione e di manutenzione. Tutte le tecnologie di interven-

to sottomarino sviluppate da Saipem, come Innovator ROV, il sistema di riparazione condotte sottomarine SiRCoS, i sistemi di scavo in acque ultra-profonde e ultra-basse e gli altri sistemi sottomarini ingegnerizzati, hanno beneficiato dell'esperienza acquisita nell'esecuzione di lavori di intervento sottomarino sfidanti. In particolare, il sistema di "Innovator 2.0" recentemente sviluppato è basato su 20 anni di continuo sviluppo e fissa lo standard più elevato nell'industria in termini di sviluppo tecnologico per sistemi di Work Class ROV. I primi due "Innovator 2.0" saranno operativi a bordo del nuovo mezzo navale "Normand Maximus", in fase di approntamento, che è in grado di utilizzare i ROV in condizioni di mare molto severe.

Nuovi sviluppi tecnologici sono in corso anche tramite l'alleanza recentemente stipulata con Aker Solutions.

La tecnologia "Internal Plasma Welding", per la saldatura di tubazioni in acciaio al carbonio o rivestite con materiali anticorrosione, utilizzata con successo in Asia, Medio Oriente e nel Caspio, ha chiaramente dimostrato come Saipem sia in grado di sfruttare le sue eccellenze nel campo dei materiali. Per affrontare i fenomeni di corrosione, di fatica e l'applicazione dei materiali ad alte pressioni e temperature, sono in sviluppo nuove tecniche di saldatura e di rivestimento dei giunti ancora più veloci, insieme a materiali "esotici" e compositi, per tubazioni, valvole, raccordi e componenti ausiliari.

L'eccellenza nella tecnologia dei materiali è anche la chiave del forte posizionamento di Saipem nel business dell'installazione delle lunghe condotte sottomarine: di recente sono state approntate soluzioni innovative per ottimizzare ulteriormente le tecniche utilizzate e per ridurre i costi. Le tecnologie di scavo sottomarino, tecnologie di punta sviluppate e utilizzate con successo nelle operazioni d'installazione in Mar Caspio, stanno continuamente supportando i nostri progetti, in particolare quelli in acque poco profonde.

Il segmento dei Floaters, per il Floating LNG e per i floaters in ambienti difficili, si è focalizzato principalmente su soluzioni tecnologiche realizzate senza limiti di costo e avendo come unico obiettivo quello di ottenere le massime prestazioni utilizzando quanto di meglio offre la tecnologia del momento.

Per quanto riguarda la tecnologia del Floating LNG, le seguenti aree sono state oggetto di principale indagine:

- la ricerca di nuove soluzioni per gli impianti di liquefazione con l'obiettivo di produrre gas liquefatto in maniera più efficiente e con modalità più sicure, in condizioni sempre più sfidanti;
- la qualifica di un sistema criogenico di trasbordo di LNG in "tandem", attraverso l'uso di

tubi flessibili galleggianti, in collaborazione con un partner industriale.

La Business Unit Drilling si è principalmente concentrata sull'adozione di nuove tecniche di perforazione e di soluzioni a basso impatto ambientale:

- due mezzi navali di Saipem per la perforazione saranno prossimamente dotati di apparecchiature con tecnologia MPD ("Managed Pressure Drilling");
- è inoltre disponibile un pacchetto di nuove tecnologie sviluppate recentemente, basate su un approccio progettuale "green", che offre soluzioni a basso impatto ambientale e alto risparmio energetico da applicare a navi e piattaforme semisommersibili di perforazione.

La Business Unit Engineering & Construction Onshore si è focalizzata principalmente sull'ottimizzazione delle tecnologie di processo proprietarie e su soluzioni tecnologiche innovative per selezionati segmenti di business non-proprietari (gas naturale liquefatto, idrocarburi pesanti, monetizzazione del gas naturale) al fine di incrementare il valore delle proposte progettuali verso i clienti.

È in corso un piano di sviluppo pluriennale per mantenere ai massimi vertici di competitività la tecnologia fertilizzanti proprietaria "Snamprogetti™ Urea". Dopo il completamento dello sviluppo degli innovativi piatti "Supercups™", le attività in corso includono:

- il miglioramento della resistenza alla corrosione e riduzione dei costi con lo sviluppo di nuovi materiali di costruzione;
- la riduzione del consumo energetico attraverso l'ottimizzazione dei sistemi ausiliari;
- la riduzione dell'impatto ambientale ("Urea Zero Emission") grazie a soluzioni altamente innovative in corso di sviluppo.

È allo studio l'ottimizzazione di schemi di processo per la purificazione del gas naturale, che includono anche la possibile cattura di CO₂ per suo riutilizzo o stoccaggio geologico.

È in avvio un esteso programma dedicato al miglioramento dell'ingegnerizzazione e costruzione delle condotte a terra, con i primi risultati attesi entro la fine dell'anno in corso.

Infine, ulteriori sforzi sono proseguiti nell'ambito di due significative aree di interesse trasversale per i business, come l'"Oil Spill Response" e la "Pipeline Integrity Management".

A conferma di tutti gli sforzi profusi nelle attività di sviluppo tecnologico, Saipem ha depositato 12 nuove domande di brevetto nel primo semestre del 2016.

Nel campo dell'Innovazione di Processo, sono state lanciate nella prima metà dell'anno due nuove iniziative:

- Idea Innovation Challenge: mirata alla creazione di nuove idee innovative tramite la collaborazione e il knowledge sharing della nostra popolazione, facendo uso di tipici mezzi di crowd-sourcing;
- Fabbrica dell'Innovazione: un ambito fisico per ospitare una nuova comunità di innovatori, al fine di incoraggiare la collaborazione interfunzionale e con network esterni, e introdurre nuovi modelli lavorativi e tecnologie digitali.

QUALITÀ, SICUREZZA E AMBIENTE

Qualità

Con l'emissione della Management System Guideline relativa al Sistema Normativo Saipem, a partire dal 2014 sono state introdotte sostanziali modifiche alla gestione di processi di lavoro, sia relative agli aspetti di governance che operativi.

Per ogni processo di lavoro identificato sono stati nominati dei process owners a livello corporate, singolarmente responsabili della definizione, gestione e miglioramento del proprio processo in tutto il Gruppo Saipem. È stato inoltre definito un nuovo modello di recepimento dei processi corporate nelle società controllate. Tutto ciò ha comportato impatti significativi sulla struttura e gestione del Sistema Qualità e particolarmente sul sistema documentale normativo e di normalizzazione tecnica.

Per un'efficace implementazione del nuovo modello è stato avviato un progetto denominato "Regulatory System Improvement", che prevede l'allineamento dei processi alla nuova architettura e all'attuale modello organizzativo/operativo.

Come parte dell'iniziativa "Fit for the Future" sono stati identificati, in ambito qualità, due principali stream per aumentare l'efficienza e ottimizzare le attività.

Il primo, relativo alle attività di sistema, di miglioramento e di certificazione, è strettamente correlato con il progetto "Regulatory System Improvement" e ha portato alla definizione di un nuovo schema di certificazione ISO 9001 multisito, alla ridefinizione delle attività a livello di qualità corporate e di società controllate e alla definizione di un piano di semplificazione per le attività di Sistema Qualità, coerentemente con il piano complessivo aziendale.

Il secondo, relativo alle attività di quality control in fase di costruzione, confluito in uno stream multidisciplinare finalizzato all'analisi e all'ottimizzazione delle attività della fase "Costruttiva" dei progetti, ha portato alla riallocazione delle responsabilità del processo qualità.

Durante il primo semestre del 2016 è proseguita l'attività di aggiornamento del Sistema Qualità al modello per processi ed è iniziata l'implementazione di quanto identificato negli stream "Fit for the Future". Le principali attività sono state:

- riesame della Direzione per la Qualità svolto a livello di process owner e poi consolidato a livello di Advisory Committee;
- revisione dei KPI in accordo al modello per processi;
- ricerca di nuove modalità di condivisione dei risultati della Customer Satisfaction;
- lancio di tre progetti pilota per la semplifica-

zione della rappresentazione dei Processi di Project Management, Commerciale e della Tematica trasversale delle saldature;

- mappatura strutturata degli output delle iniziative di miglioramento in corso;
- ridefinizione del Vessel Document System;
- creazione di un data base per tenere sotto controllo le attività del progetto Regulatory System Improvement sia a livello Saipem SpA che di società controllate;
- definizione modello di coordinamento e flusso informativo corporate/società controllate per supportare la certificazione multisito;
- mappatura worldwide delle risorse Qualità e loro riallocazione in funzione delle nuove attività e delle modifiche organizzative;
- revisione delle responsabilità all'interno del processo "Qualità" per adeguarle alla riorganizzazione.

Sicurezza

Relativamente alle prestazioni in materia di tutela della sicurezza sul lavoro, la prima parte del 2016 evidenzia un andamento in linea con il target fissato per l'indicatore relativo agli incidenti registrabili (TRIFR) per il 2016 pari a 1,04, in lieve miglioramento rispetto al risultato finale registrato nel 2015 (1,08).

Per quanto riguarda invece le iniziative, nel corso del primo semestre del 2016 sono state avviate numerose attività e campagne volte a mantenere ai livelli più alti gli standard di sicurezza sul lavoro in tutte le realtà di Saipem. Tra queste si citano:

- prosecuzione del programma "Leadership in Health & Safety" (LiHS) da parte di progetti, siti e vessel in tutte le Business Unit, secondo approcci "personalizzati" in base alle caratteristiche di ogni specifico sito. Nella prima metà del 2016 è continuata l'attuazione della strategia di rilancio del programma LiHS sulla flotta, con le stesse modalità adottate nel corso del 2015, coinvolgendo in workshop dedicati i vessel management team e i front line supervisor di ulteriori mezzi navali;
- partecipazione promossa da Saipem e Fondazione LHS alla manifestazione sportiva più importante di Milano: la Milano City Marathon. Questo evento rappresenta un'occasione straordinaria in azienda per coniugare sport, aggregazione e solidarietà. Anche quest'anno, infatti, Saipem e Fondazione LHS hanno scelto LILT – Associazione Lega Italiana per la Lotta contro i Tumori – come partner solidale, a cui

- sarà devoluta una quota parte dei ricavi delle iscrizioni;
- rafforzamento della collaborazione tra Saipem, Fondazione LHS e LILT orientata a favorire la prevenzione e tutelare la salute. Una di queste è un seminario di sensibilizzazione offerto da LILT a 90 dipendenti Saipem per trattare l'alimentazione come strumento di prevenzione oncologica;
 - lancio, per celebrare l'amore per la Salute, la Sicurezza e l'Ambiente, di un contest creativo per celebrare le 3 giornate internazionali dedicate alle 3 tematiche HSE attraverso un unico concorso. Il concorso è stato lanciato il 7 aprile, Giornata Mondiale della Salute, promossa dall'Organizzazione Mondiale della Salute (OMS), ha toccato poi il 28 aprile, Giornata Mondiale per la Sicurezza e Salute sul Lavoro, promossa dall'Organizzazione Internazionale del Lavoro (ILO), e si è concluso il 5 giugno, con la Giornata Mondiale per l'Ambiente, promossa dal Programma delle Nazioni Unite per l'Ambiente (UNEP). Una campagna di 60 giorni per parlare di HSE in modo nuovo e innovativo. Come per i precedenti contest anche questa volta l'obiettivo è quello di coinvolgere il maggior numero di persone attraverso una comunicazione dalla quale possa trasparire amore per la prevenzione in termini di salute, sicurezza e ambiente;
 - prosecuzione da parte della Fondazione LHS dell'obiettivo ambizioso di far parlare di sicurezza in maniera innovativa anche in altre realtà di tutta Italia, celebrando il 28 aprile attraverso l'iniziativa "Italia Loves Sicurezza". Per il 2016 il format è innovativo: si tratta del primo roadshow sulla sicurezza in simultanea in più di 50 città italiane, con un calendario di più di 80 eventi tra i quali laboratori didattici per bambini, spettacoli teatrali, workshop, mass training di rianimazione pediatrica e di massaggio da ufficio per promuovere il benessere sui luoghi di lavoro, flash mob, workshop ed eventi di formazione, attività in aziende e seminari;
 - lancio a settembre 2015, direttamente dal CEO, della campagna dedicata alle "Life Saving Rules", emesse dall'International Association of Oil & Gas Producers (OGP) e riprese da Saipem per diffondere, con maggior enfasi, le "regole salva-vita" e promuovere l'attenzione sulle attività pericolose e sulle azioni individuali per proteggere se stessi e gli altri. La campagna proseguirà per tutto il 2016 e prevede una diffusione graduale dei materiali della campagna;
 - miglioramento degli strumenti informatici a supporto del processo HSE. Il software per la gestione e rendicontazione degli audit HSE

("Corinth") è in corso di diffusione alle altre società del Gruppo. Sono stati inoltre avviati gruppi di lavoro dedicati all'ottimizzazione e all'integrazione dei vari strumenti/software in area QHSES.

Ambiente

Saipem persegue il miglioramento continuo anche per le performance ambientali, adottando strategie per la diminuzione di qualsiasi tipo di impatto e per la conservazione e valorizzazione delle risorse naturali.

Per raggiungere tali obiettivi è necessaria una grande diffusione della consapevolezza ambientale in tutti i progetti, siti e sedi di Saipem. Anche nel corso del 2016 Saipem ha rinforzato il proprio impegno su diversi aspetti tra i quali si citano i seguenti:

- efficienza energetica: successivamente alla trasmissione all'ENEA nel dicembre 2015 delle diagnosi energetiche dei siti soggetti all'obbligo derivante dal D.Lgs. n. 102/2014 (Recepimento Italiano della Direttiva Europea 2012/27/UE sull'efficienza energetica), sono stati comunicati i risparmi energetici conseguiti nel 2014 e 2015 riferiti ai siti Saipem Italia dove sono stati sviluppati interventi di riduzione dei consumi;
- minimizzazione degli impatti ambientali per i nuovi "accommodation camp": nel corso del primo semestre si è portato a termine uno studio per ridurre gli impatti ambientali degli "accommodation camp" per i progetti onshore. Per eseguire una valutazione completa di ciascun aspetto, oltre a considerare il beneficio ambientale, si è quantificato il loro costo economico e il relativo tempo di ritorno di ogni sistema proposto;
- aggiornamento del Modello 231 in ragione delle evoluzioni del quadro normativo di riferimento (in particolare, legge n. 68 del 22 maggio 2015 "Disposizioni in materia di delitti contro l'ambiente"), che prevede, tra le altre, la modifica delle attività sensibili e degli standard di controllo specifici, con riferimento anche agli ecoreati. Nel corso del primo semestre del 2016 sono state svolte le attività relative al programma di recepimento nell'ambito del Team multidisciplinare 231, istituito a fine 2015 dall'Amministratore Delegato;
- gestione dei rifiuti: nel primo semestre sono stati capitalizzati e riportati al Management i risultati e i risparmi derivanti dall'attività di "monetizzazione" dei rifiuti gestiti su siti e progetti. I risultati più interessanti sono stati quelli riguardanti i siti permanenti come yard e basi logistiche, dove è stato possibile identificare

punti di forza e ulteriori margini di miglioramento. Inoltre è stata rinforzata la formazione tecnica sulla gestione dei rifiuti e sulla relativa normativa applicabile;

- sensibilizzazione ambientale: nel mese di giugno, in occasione della celebrazione del "World Environment Day" (WED)", sono state lanciate varie iniziative per motivare e sensibilizzare il personale sul tema della sostenibi-

lità ambientale. Nell'ambito della campagna 2016 promossa da Saipem, con durata di 60 giorni, per il WED, il Programma Ambientale delle Nazioni Unite (UNEP) ha promosso per la celebrazione della Giornata Mondiale dell'Ambiente un tema incentrato sulla lotta ai crimini relativi al commercio illegale di fauna selvatica.

RISORSE UMANE E SALUTE

Gestione Risorse Umane

Nel corso del primo semestre del 2016 la funzione Gestione Risorse Umane ha proseguito l'implementazione e monitoraggio d'importanti iniziative volte all'ottimizzazione dei costi e alla diffusione di comportamenti virtuosi, nell'ambito del programma di razionalizzazione dei costi e di rilancio della competitività di Saipem denominato "Fit for the Future". A tal proposito sono proseguite le azioni di monitoraggio della fruizione ferie, dell'andamento delle prestazioni straordinarie, dell'assenteismo e delle trasferte, alla quale si sono altresì aggiunte ulteriori azioni su tematiche gestionali riferite al personale presente nelle sedi estere. Nel corso del primo semestre del 2016 gli indicatori costo derivanti dagli straordinari, dai riposi non goduti, dalle missioni e dalle ferie hanno confermato i buoni risultati già raggiunti nel corso del 2015.

Nel corso dello stesso semestre sono state avviate tutte quelle iniziative necessarie all'ottimizzazione dell'assetto operativo della funzione e dei servizi di gestione del personale in funzione del nuovo assetto societario.

Relazioni Industriali

Lo scenario politico ed economico globale, caratterizzato da forti tensioni unito al contesto mondo in cui Saipem opera, fortemente influenzato dalla gestione della diversità derivante dai differenti ambiti socio-economici, politici, industriali e normativi, configura sempre di più un approccio alle Relazioni Industriali che consenta il più possibile il mantenimento di legami positivi, trasparenti, equi e improntati al massimo rispetto delle regole, con gli interlocutori sindacali.

Saipem, ormai da diversi anni, ha consolidato un modello di Relazioni Industriali volto ad assicurare l'armonizzazione e la gestione ottimale, in accordo con le politiche aziendali, delle relazioni con le organizzazioni sindacali dei lavoratori, con le associazioni datoriali di settore, le istituzioni e gli enti pubblici.

Relativamente alle Relazioni Industriali in Italia, è proseguita e si è rafforzata la definizione di un autonomo e specifico confronto con le Organizzazioni Sindacali di settore, distinto dalle politiche sindacali afferenti la realtà Eni.

Tale percorso ha visto come punto di partenza, nel 2016, l'incontro tra il Chief Executive Officer (CEO) e le segreterie generali dei sinda-

cati di categoria, nei primi giorni di febbraio, per un confronto sulla situazione della Società e sulle linee strategiche per il futuro. Il confronto è proseguito nel mese di aprile, nel corso del quale si è tenuto un incontro per l'illustrazione alle segreterie nazionali, territoriali e alle rappresentanze sindacali aziendali del piano quadriennale della Società.

Con le strutture nazionali sono state raggiunte importanti intese riguardanti:

- la condivisione di un percorso per la costruzione di uno specifico welfare di società;
- la consuntivazione del premio di partecipazione 2015;
- la firma, insieme alle strutture territoriali e alle RSU, di un accordo per l'attivazione del prepensionamento, per un numero presumibile di 300 risorse prossime al raggiungimento dei requisiti pensionistici, dislocate nelle diverse sedi nazionali.

Tra gli accordi firmati a livello di sito con le RSU si segnala in particolare quello con le rappresentanze sindacali di San Donato Milanese riguardante la gestione dell'orario di lavoro per i dipendenti coinvolti nella "Fabbrica dell'innovazione", accordo con il quale vengono sperimentate nuove forme di gestione flessibile delle prestazioni lavorative.

È importante sottolineare come con cadenza mensile, in riferimento alla sede di Arbatax, sono in essere degli incontri tra azienda e rappresentanze sindacali regionali e territoriali, nel corso dei quali vengono evidenziate le prospettive in termini di carichi di lavoro della yard di fabrication.

In aggiunta ai temi sopra riportati è proseguita una forte azione di dialogo azienda/sindacato volta a rafforzare sempre di più le relazioni; a tal proposito nel primo semestre del 2016 sono stati oltre 30 gli incontri con le rappresentanze sindacali delle varie sedi e sei incontri con le strutture nazionali del settore energia e petrolio.

Nell'ambito delle Relazioni Industriali Internazionali, la funzione preposta ha garantito il proprio supporto, coerentemente con il proprio ruolo di indirizzo e sostegno, alle strutture Risorse Umane presenti nelle diverse realtà in cui Saipem opera.

Tra i principali momenti di confronto avuti con le organizzazioni sindacali nel corso del primo semestre del 2016, si segnala la sottoscrizione dell'accordo collettivo per il settore energia e costruzione a copertura del personale impiegato presso la società Saipem Singapore, nonché il rinnovo nel marzo 2016 dell'accordo col-

lettivo per il settore perforazione a tutela delle maestranze impiegate presso Saipem SpA Kazakhstan Branch. In particolare, l'accordo firmato tra il sindacato Shipbuilding and Marine Employees' Union (SMEEU) e la società Saipem Singapore ha sensibilmente ampliato il numero e il grado di specificità delle tematiche giuslavoriste soggette a contrattazione collettiva rispetto a quanto previsto da un preesistente Memorandum of Understanding. Entrambi gli accordi stipulati nel corso del 2016 recepiscono l'impegno da parte delle organizzazioni sindacali di riferimento a far propri e a propagare presso la forza lavoro sindacalizzata dei contenuti del Codice Etico aziendale, ciò al fine di conseguire la massima condivisione e diffusione dei principi di compliance tra i principali stakeholder.

Si segnala, inoltre, l'avvio del processo di rinnovo di due accordi collettivi per il settore perforazione presso Petrex in Perù, attualmente oggetto di rinegoziazione con le organizzazioni sindacali Sutepetrex e Sutrapetrex.

Sviluppo, Organizzazione, Compensation e Amministrazione Dirigenti

A fronte dell'attuale scenario economico e dell'andamento societario, Saipem conferma il valore strategico delle attività di organizzazione, sviluppo e compensation, per il presidio dell'efficienza organizzativa e lo sviluppo del capitale umano.

Con riferimento all'ambito organizzativo, nel corso del primo semestre del 2016 Saipem ha sviluppato interventi e iniziative orientati alla ricerca della massima flessibilità operativa e al recupero di efficienza, sempre traguardando e salvaguardando il rispetto dei principi di compliance e governance.

In quest'ottica è stato avviato il programma "Engineering Optimisation", volto a garantire l'incremento dell'efficienza operativa dell'ingegneria e l'efficacia dei relativi processi, ottimizzando i modelli di esecuzione delle attività a progetto e razionalizzando il network dei centri Saipem.

Nell'ambito delle strutture organizzative sono stati inoltre realizzati i seguenti interventi:

- creazione della funzione "Infrastrutture", al fine di garantire una maggiore focalizzazione e autonoma gestione del business;
- riconfigurazione organizzativa delle attività di qualità sviluppate a progetto;
- ridefinizione dell'assetto organizzativo delle attività di Project, Technical e Construction Management rivolte allo sviluppo di progetti impiantistici onshore, con l'obiettivo di garantire un maggior orientamento del progetto alla fase di costruzione.

Con riferimento alle aree di staff e di supporto al business, sono state implementate soluzioni

che permettono una risposta tempestiva ed efficace alle esigenze del business, quali:

- istituzione di gruppi polifunzionali nell'ambito della funzione "Approvvigionamenti";
- istituzione della funzione "Chief Strategy and Financial Officer".

È inoltre proseguita l'attività di adeguamento delle strutture organizzative delle società controllate e delle filiali ai modelli organizzativi introdotti, nonché avviato un progetto di riorganizzazione delle strutture di staff e supporto al business.

A fronte del processo riorganizzativo in atto e di un mercato complesso e sempre più sfidante, Saipem conferma il valore strategico delle attività di formazione e sviluppo delle persone quale elemento fondante un corretto dimensionamento degli organici a livello qualitativo, favorendo la crescita interna delle risorse tramite processi strettamente connessi con la strategia di business.

Nel primo semestre del 2016 Saipem ha dunque avviato nuove iniziative, orientate dalla precisa necessità di dare impulso allo sviluppo e al presidio di competenze e professionalità, di accelerare il ricambio manageriale e di porre le basi per una nuova generazione di manager.

In quest'ottica, come passo fondante della sinergia tra Business Strategy e la People Strategy, si è proceduto con le seguenti iniziative:

- revisione dei processi di sviluppo e compensation in un'ottica di maggiore integrazione, volta alla semplificazione degli strumenti e alla focalizzazione delle linee guida sulle strategie di business;
- ridefinizione dei criteri di segmentazione delle risorse strategiche;
- ridefinizione del sistema di valutazione della performance, attraverso la strutturazione di obiettivi condivisi a livello interfunzionale che orientino le azioni delle singole funzioni verso una direzione comune di Gruppo e promuovano la visione strategica di lungo periodo;
- pianificazione delle risorse di interesse strategico, anche in coerenza alla pianificazione numerica triennale del fabbisogno manageriale;
- aggiornamento dei piani di successione;
- elaborazione di un nuovo modello di Leadership declinabile su tutti i livelli aziendali.

Tra le attività di sviluppo più rilevanti e in piena coerenza con la ridefinizione della metodologia e degli strumenti sopradescritti, Saipem ha dato avvio al programma "Fast Track Programme" e al programma "Development Programme" che, attraverso una formazione intensiva e l'accesso a job rotation programme, porteranno le risorse coinvolte negli stessi a presidiare le competenze critiche per

la Società, in coerenza con le necessità di business e il modello di Leadership.

Con riferimento alla funzione "Compensation", nel primo semestre dell'anno è stata predisposta la "Relazione sulla Remunerazione 2016" in adempimento agli obblighi previsti dall'art.123-ter del D.Lgs. n. 58/1998 e art. 84-*quater* del regolamento Emittenti Consob. La medesima relazione è stata approvata dal Consiglio di Amministrazione in data 16 marzo 2016, raccogliendo successivamente il voto favorevole dell'Assemblea degli Azionisti riunitasi il 29 aprile 2016.

La politica sulla remunerazione 2016, i cui principali strumenti e obiettivi sono delineati dalla relazione sulla remunerazione, si conferma coerente con il modello di governance adottato dalla Società e con le raccomandazioni del Codice di Autodisciplina, allo scopo di attrarre, motivare e trattenere risorse ad alto profilo professionale e manageriale e di allineare l'interesse del management con l'obiettivo primario di creare valore per gli azionisti nel medio-lungo periodo.

Saipem ha introdotto un piano di incentivazione di lungo termine a base azionaria per il triennio 2016-2018, in sostituzione dei due precedenti piani di incentivazione monetaria di lungo periodo. Il piano, che ha lo scopo di rafforzare la partecipazione del management al rischio di impresa, di promuovere il miglioramento delle performance aziendali e di perseguire gli interessi di lungo periodo degli azionisti, prevede l'assegnazione gratuita di azioni ordinarie Saipem SpA a fronte del conseguimento di performance triennali misurate tramite un obiettivo di business (posizione finanziaria netta) e un obiettivo collegato all'andamento del titolo Saipem rispetto ai competitor (total

shareholders return relativo), ed è destinato alla popolazione manageriale di Saipem.

Sempre ai fini della coerenza con l'attuale piano strategico Saipem, le linee guida di politica sulla remunerazione 2016 hanno previsto target di performance sfidanti che permettano di indirizzare, monitorare e valutare le attività legate al contenimento dei costi e al monitoraggio, sviluppo e valorizzazione delle competenze critiche per il business, o determinanti per il raggiungimento degli obiettivi del piano strategico aziendale.

Con riferimento alle attività di formazione, in coerenza con la ridefinizione delle strutture organizzative e funzionali, Saipem ha progettato ed erogato iniziative formative volte a preservare e ad accrescere le competenze professionali distintive del business. In particolare, le attività di formazione del primo semestre del 2016 si sono concentrate su:

- sviluppo delle competenze relative all'ingegneria, con particolare attenzione alle aree di processo e tecnologie e di plant engineering (macchine, package e forni);
- sviluppo delle competenze richieste nell'ambito della nuova struttura finance, rivolti in particolare alla conoscenza dei mercati finanziari, dei modelli e metodologie per la valutazione del credit rating, della dinamica finanziaria e delle garanzie bancarie internazionali.

Saipem inoltre conferma come priorità aziendale la formazione sulla sicurezza sui luoghi di lavoro prevista dal D.Lgs. n. 81/2008 per i ruoli istituzionali come datori di lavoro, dirigenti delegati e preposti. Inoltre è in fase di completamento la formazione obbligatoria riferita all'accordo stato-regioni e destinata a tutti i dipendenti di società.

Esercizio	2015	(unità)	Primo semestre totale consolidato	
			Forza media 2015	Forza media 2016
20.002	Engineering & Construction Offshore		19.980	19.404
14.244	Engineering & Construction Onshore		15.662	11.675
2.619	Drilling Offshore		2.710	2.202
7.480	Drilling Onshore		7.759	5.806
1.483	Funzioni di staff		1.493	1.487
45.828	Totale		47.604	40.574
7.340	Italiani		7.456	6.529
38.488	Altre nazionalità		40.148	34.045
45.828	Totale		47.604	40.574
6.666	Italiani a tempo indeterminato		6.716	6.107
674	Italiani a tempo determinato		740	422
7.340	Totale		7.456	6.529
31.12.2014		(unità)	30.06.2015	30.06.2016
7.263	Numero di ingegneri		7.762	6.597
42.408	Numero di dipendenti		46.527	39.530

Continua infine l'attività di progettazione ed erogazione, a livello di gruppo, delle iniziative formative individuate nella matrice di training relativa ai temi di compliance e governance.

Come ultimo punto, ma con primaria rilevanza, il primo semestre è stato caratterizzato dalle attività successive all'operazione di deconsolidamento dal Gruppo Eni.

Saipem ha dato avvio ad attività di internalizzazione dei processi relativi al payroll, di supporto alla ricerca di nuovi enti per la gestione dei fondi pensionistici complementari e di assistenza sanitaria integrativa per la popolazione manageriale. Saipem ha inoltre posto le basi per la ridefinizione del sistema di welfare, realizzando tra maggio e giugno una survey che ha coinvolto tutti i dipendenti e focus group mirati, volti a intercettare, mappare e analizzare i bisogni della popolazione in tema welfare col fine di ottimizzare l'offerta esistente e definire il nuovo piano di welfare.

Inoltre, nella prospettiva di rendere più chiara e riconoscibile la sua nuova immagine e identità in qualità di employer, Saipem continua a investire in iniziative di employer e corporate branding coerenti con le specifiche esigenze di business e rivolte ad atenei e istituti tecnici di eccellenza, al fine di rafforzare la sua nuova immagine e di promuovere la conoscenza di attività, contesto e mercati di riferimento in cui opera e la capacità di attrarre i giovani laureati e diplomati.

Con questo fine si riafferma la collaborazione con l'IIS "A. Volta" di Lodi e l'IISS "E. Fermi" di Lecce nel programma denominato "Sinergia"; contestualmente prosegue la partecipazione a eventi di employer branding definiti con il Politecnico di Milano, tra cui il coinvolgimento nell'ambito della cattedra universitaria denominata "Saipem International Chair" che ha focus specifico sul Project Management nel settore dell'energia e dell'impiantistica.

Salute

Con riferimento alle attività sviluppate nel corso del primo semestre del 2016 si evidenzia che il totale delle visite mediche preventive Saipem, per Italia ed estero (missioni e contratto), è stato pari a 1.606.

In tema di informazione e formazione sanitaria rivolta al personale di Saipem destinato a operare all'estero, prosegue la divulgazione del programma "Pre travel counselling" (346 dipendenti formati nel primo semestre del 2016) coerentemente con l'evoluzione e l'aggiornamento delle allerte sanitarie internazionali sviluppate. Il programma, dal suo debutto nel 2008, ha consentito di informare puntualmente circa 7.950 dipendenti sui rischi deri-

vanti dalla destinazione come prescritto dalla legislazione vigente.

Come parte integrante del processo di formazione di travel medicine prosegue l'aggiornamento dell'app "Sì Viaggiare" seguendo le allerte sanitarie worldwide.

La sensibilizzazione sulle profilassi vaccinali, in particolare sulle profilassi obbligatorie e fortemente raccomandate, procede per quanto riguarda il personale Saipem con destinazione Italia ed estero.

Saipem ha aderito per il terzo anno al programma "Workplace Health Promotion" (WHP), Promozione della Salute negli ambienti di lavoro, validato dalla Regione Lombardia, per le sedi territorialmente competenti della ASL Milano 2 (San Donato Milanese), conseguendo il riconoscimento di "Luogo di lavoro che promuove salute".

A maggio 2016 si è concluso il primo anno dell'attività di sorveglianza sanitaria finalizzata alla prevenzione e monitoraggio dell'obesità in ambito offshore.

Relativamente alle attività condotte in ambito internazionale, si sottolinea che il programma di tele-cardiologia è stato implementato su 60 cantieri con l'impegno di 50 dispositivi ECG per la registrazione dei dati. In totale, al centro di riferimento a Milano (San Raffaele) sono stati trasmessi 1.750 ECG per la valutazione cardiologica.

Il Programma Saipem di prevenzione delle malattie cardiovascolari (CVDPP) è un programma completo che affronta molteplici fattori di rischio per malattie cardiovascolari. È in corso un'iniziativa di screening a larga scala per identificare i rischi cardiovascolari dei dipendenti che lavorano sui siti operativi e, in totale, il programma è attuato su 126 cantieri. Tutti i dipendenti con malattie cardiovascolari già diagnosticate e quelli con almeno un rischio cardiovascolare sono attentamente monitorati attraverso il programma di follow-up dei fattori di rischio, anche attraverso la telecardiologia. È in corso la revisione e la riprogettazione del programma la quale mira a sviluppare un sistema strutturato di monitoraggio dei dipendenti iscritti nel programma di riduzione dei Rischi Cardiovascolari (RFFP) in termini di loro trattamento (a casa), controlli specialistici (ospedalieri e non), conformità del trattamento (rispetto delle terapie e diete prescritte, etc.).

In linea con le giornate internazionali celebrate dall'OMS (Organizzazione Mondiale della Sanità), Saipem ha promosso con diverse manifestazioni la celebrazione di: giornata mondiale della tubercolosi, giornata del cancro, il giorno senza tabacco, giornata delle malattie renali, giornata mondiale contro la malaria.

SISTEMA INFORMATIVO

Nel corso del primo semestre del 2016 la funzione ICT ha perseguito, in continuità con quanto svolto negli anni precedenti, obiettivi di contenimento dei costi operativi. Le iniziative di evoluzione dei sistemi informativi di Saipem sono state dedicate principalmente a consolidare i risultati ottenuti sia in ambito applicativo sia infrastrutturale.

L'adozione dello strumento del Procurement Plan ICT, sviluppato in coordinamento con la funzione Procurement, ha permesso di riesaminare i contratti di prestazioni e servizi in ambito ICT. Nel 2016 beneficeremo delle negoziazioni concluse alla fine del 2015, in particolare rispetto ai principali contratti per servizi di telecomunicazione e di ambito infrastrutturale, nonché delle recenti gare condotte quest'anno in ambito di application management.

Rispetto ai risultati tecnici ottenuti nel periodo, in ambito SAP R/3 sono state svolte le attività di roll-out per la società INFRA SpA, dedicata al business infrastrutturale, e per la JV del progetto Tangguh onshore, nonché la messa a punto delle soluzioni applicative che consentono alla Finanza Saipem di svolgere in autonomia le proprie attività finanziarie, a seguito del distacco da Eni. Tali soluzioni si basano sul modulo FSCM di SAP (SAP Financial Supply Chain Management) che ottimizza i flussi informativi finanziari e si interfaccia con i sistemi di esecuzione delle operazioni sui mercati dei capitali.

A queste iniziative va aggiunto il piano complessivo di interventi che Saipem ha impostato per completare il distacco dai sistemi informativi di Eni, che ha principalmente impattato le funzioni AFC e HR, maggiormente esposte all'impiego di soluzioni di Gruppo. Sono in corso numerose iniziative che puntualmente vanno a offrire un'alternativa applicativa a quanto in precedenza offerto da Eni, soprattutto nell'area del consolidato di bilancio, della compliance e della segreteria societaria.

A fianco di SAP R/3, la funzione Procurement, affiancata da ICT, ha lanciato l'iniziativa di adozione della piattaforma Cloud SAP/Ariba grazie alla quale, a partire dal prossimo semestre, Saipem potrà effettuare attività di tipo Procure-to-Pay a catalogo per l'acquisto di parti di ricambio e consumabili di area business. La relativa analisi è stata svolta con successo nel primo semestre del 2016 e a essa seguirà, oltre alla fase implementativa menzionata, anche l'analisi delle attività di sourcing, per la conduzione di gare elettroniche, e di vendor management che saranno ridisegnate in funzione della piattaforma Ariba.

In ambito HR, a fianco dell'ordinaria attività di application management per il sistema informativo HR basato su Oracle Peoplesoft HCM, è stato svolto uno studio e un'analisi di mercato che ha portato alla decisione di adottare la soluzione Oracle Fusion HCM come naturale evoluzione del sistema attuale. Saipem, di tale soluzione basata su ambienti Cloud, aveva già adottato il modulo di recruitment internazionale basato su Oracle Taleo. Il progetto di migrazione di tutta la componente di Talent Management sulla nuova piattaforma Oracle verrà avviato nel secondo semestre del 2016. Prosegue inoltre con soddisfazione il roll-out dell'applicativo Falcon, soluzione in-house Saipem dedicata al payroll internazionale e ai processi di area HR estero, il cui presidio è localizzato presso la Saipem India Projects a Chennai, con significativi risparmi di costo di gestione.

Le iniziative ICT di ambito business sono orientate sull'assunto strategico di sviluppare un approccio data-centrico per il business e una progressiva completa digitalizzazione dei processi di lavoro aziendali, in sintonia con quanto indicato dalla nuova direzione Strategie e Innovazione della Società.

Gli sviluppi di ambito business sono stati indirizzati verso l'adozione di strumenti innovativi con i quali aumentare l'efficienza e la qualità della progettazione ingegneristica e delle attività di costruzione, e sull'automazione dei processi di business, mediante un'ottimizzazione delle applicazioni adottate. Quest'ultimo approccio, chiamato di Project Information Management, è stato introdotto da ICT come iniziativa di miglioramento aziendale e messo a disposizione delle funzioni di Ingegneria, Project Management, Qualità e Costruzione allo scopo di individuare aree di intervento in chiave di efficienza, e al contempo di elevare la qualità dei dati ingegneristici che Saipem deve fornire a fine progetto ai propri clienti, nella cosiddetta fase di Handover dei dati di progetto. A questo scopo sono state messe a punto nuove procedure di automazione della modellazione basate su Intergraph Smart3D e sono state rilasciate nuove soluzioni di controllo incrociato dei dati ingegneristici basate su Aveva Engineering e Intergraph Fusion, allo scopo di elevare la qualità dei dati prodotti grazie ad accurate tecniche di data quality. Sono ormai numerosi i progetti nei quali questa esperienza è stata riutilizzata, trasformando tale soluzione, denominata Digital Project Data Hub, in un vantaggio competitivo.

Nell'ambito delle iniziative di supporto al business registriamo inoltre la crescita dell'im-

piego dell'applicativo dedicato alla tracciatura degli spool in cantiere, utilizzando supporti RFID, nonché nuove soluzioni per la gestione di liste condivise quali la Line List e la Electrical Load List; sono state diffuse inoltre soluzioni specializzate per favorire una gestione efficace della documentazione di progetto e, infine, applicazioni dedicate alla gestione della documentazione tecnica a bordo dei mezzi navali e presso le yard di fabbricazione.

In area infrastrutturale, dopo un periodo di netta limitazione degli investimenti, sono state avviate nuove iniziative nell'ambito degli strumenti di gestione e ottimizzazione delle infrastrutture centralizzate, utilizzando strumenti come Splunk. Nell'ambito del programma di distacco da Eni, va menzionato anche l'intervento di separazione della centrale telefonica di San Donato Milanese di proprietà di Eni, che è stato impostato nel primo semestre del 2016 e verrà completato nel prossimo semestre. Al termine, Saipem disporrà di un proprio centralino telefonico basato su tecnologia Cisco e di una propria numerazione.

La presenza ICT creata nel 2013 a Chennai in Saipem India Projects per l'offshoring di alcune attività infrastrutturali si è ulteriormente sviluppata secondo i piani previsti: il team ha raggiunto le 40 persone ed è stato attivato un presidio 24x7 di primo livello per la gestione internazionale di server, network e applicativi, che nel corso del 2016 è stato esteso alla copertura della security ICT, di monitoraggi tecnici e del sistema di posta elettronica aziendale.

Oltre il 70% dei ticket aperti in Saipem per attività di gestione server internazionali è stato preso in carico e risolto dai colleghi a Chennai, elevando il livello di servizio a fronte di una riduzione della spesa complessiva.

Le attività di governance e i processi di compliance e di sicurezza sono stati svolti positivamente secondo calendario. L'adozione del sistema RCM di CA per il Role Compliance Management, dedicato alla standardizzazione dei profili applicativi dei principali software aziendali, ha ormai coperto gli ambienti SAP, Oracle Peoplesoft HCM e i principali software applicativi, in modo da completare l'automazione del processo di associazione profilo-utente abilitando le figure dei client manager interni a svolgere il ruolo di controllo previsto dalle norme aziendali. Questo approccio si combina con un uso avanzato delle tecnologie di sicurezza informatica e tende a mitigare l'esposizione al rischio di minacce alla sicurezza dei dati nell'ambito dei trattamenti previsti dai sistemi informativi aziendali. In ambito sicurezza sono stati infine estesi i perimetri di copertura del sistema per la gestione delle credenziali digitali FastLogon di Oracle, che consente di accedere alle principali applicazioni aziendali in modalità sicura e sfruttando il Single Sign-On. È stato infine completato nel primo semestre del 2016 il processo di ICT risk assessment con lo svolgimento di un rilevante numero di BIA (Business Impact Analysis) per la corretta valutazione dei rischi associati ai trattamenti informatici e delle misure di mitigazione adottate.

GESTIONE DEI RISCHI D'IMPRESA

Saipem si impegna a promuovere e mantenere un adeguato sistema di controllo interno e gestione dei rischi costituito dall'insieme degli strumenti, strutture organizzative e normative aziendali volte a consentire la salvaguardia del patrimonio aziendale, l'efficienza e l'efficacia dei processi aziendali, l'affidabilità dell'informativa finanziaria, il rispetto di leggi e regolamenti, nonché dello statuto e delle procedure aziendali. A tal proposito Saipem ha sviluppato e adottato un modello di Risk Management Integrato che costituisce parte integrante del sistema di controllo interno e gestione dei rischi, con l'obiettivo di conseguire una visione organica e complessiva dei principali rischi aziendali, una maggiore coerenza delle metodologie e degli strumenti a supporto del risk management e un rafforzamento della consapevolezza, a tutti i livelli, che un'adeguata valutazione e gestione dei rischi può incidere sul raggiungimento degli obiettivi e sul valore dell'azienda.

La struttura del sistema di controllo interno di Saipem è parte integrante del modello organizzativo e gestionale dell'azienda e coinvolge, con diversi ruoli, gli organi amministrativi, gli organismi di vigilanza, gli organi di controllo, il management e tutto il personale, ispirandosi ai principi contenuti nel Codice Etico e nel Codice di Autodisciplina, tenendo conto della normativa applicabile, del framework di riferimento "CoSO Report" e delle best practice nazionali e internazionali.

Informazioni di maggior dettaglio sul sistema di controllo interno e gestione dei rischi, anche con riferimento alla sua architettura, strumenti e funzionamento, nonché sui ruoli, responsabilità e attività dei suoi principali attori, sono contenute nella Relazione sul Governo Societario e gli Assetti Proprietari di Saipem, cui si rinvia. Saipem è esposta a fattori di rischio relativi alle attività di business del Gruppo, nonché relativi al settore di attività in cui essa opera. Il verificarsi di tali eventi potrebbe avere effetti negativi sull'attività e sulla situazione economica, patrimoniale e/o finanziaria del Gruppo Saipem.

In aggiunta, si segnala che, nel corso del 2015, è stata effettuata l'integrazione delle attività di gestione dei rischi industriali nell'ambito della Funzione di Risk Management Integrato.

Tali fattori di rischio sono stati valutati dal management nell'ambito della predisposizione del bilancio, per ogni singolo rischio, ove ritenuto necessario, si è proceduto ad accantonare in un apposito fondo l'eventuale passività. Si

rinvia alle "Note illustrative al bilancio consolidato" per l'informativa relativa alle passività per rischi accantonate in bilancio.

Rischi finanziari

I principali rischi finanziari identificati, monitorati e, per quanto di seguito specificato, attivamente gestiti da Saipem, sono i seguenti:

- (i) il rischio mercato derivante dall'esposizione alle fluttuazioni dei tassi di interesse e di cambio e all'esposizione alla volatilità dei prezzi delle commodity;
- (ii) il rischio credito derivante dalla possibilità di default di una controparte;
- (iii) il rischio liquidità derivante dalla mancanza di risorse finanziarie per far fronte agli impegni finanziari a breve termine;
- (iv) il rischio connesso all'eventuale downgrading del credit rating.

(i) Rischio di mercato

Il rischio di mercato consiste nella possibilità che variazioni dei tassi di cambio, dei tassi di interesse o dei prezzi delle commodity, possano influire negativamente sul valore delle attività, delle passività o dei flussi di cassa attesi. La gestione del rischio di mercato è disciplinata dalle sopra citate "linee di indirizzo" e da procedure che fanno riferimento a un modello centralizzato di gestione delle attività finanziarie.

Rischio di mercato - Tasso di cambio

L'esposizione ai tassi di cambio deriva dall'operatività del Gruppo Saipem in aree diverse dall'euro, ossia dalla circostanza che i ricavi (costi) di una parte rilevante dei progetti sono denominati e regolati in valute diverse dall'euro, determinando i seguenti impatti:

- sul risultato economico individuale per effetto della differente significatività di costi e ricavi denominati in valuta rispetto al momento in cui sono state definite le condizioni di prezzo (rischio economico) e per effetto della conversione di crediti/debiti commerciali o finanziari denominati in valuta (rischio transattivo);
- sul bilancio consolidato (risultato economico e patrimonio netto) per effetto della conversione di attività e passività di imprese che redigono il bilancio in valuta diversa dall'euro.

L'obiettivo di risk management del Gruppo Saipem è la minimizzazione del rischio cambio economico e transattivo e l'ottimizzazione del rischio di cambio economico connesso al rischio di prezzo delle commodity. Il rischio

derivante dalla maturazione del reddito d'esercizio in divisa, oppure dalla conversione delle attività e passività di imprese che redigono il bilancio con moneta diversa dall'euro, non è oggetto di copertura.

Saipem adotta una strategia volta a minimizzare l'esposizione al rischio cambio economico e transattivo attraverso l'utilizzo di contratti derivati. A questo scopo vengono impiegate diverse tipologie di contratti derivati (in particolare swap, outright e forward). Per quanto attiene alla valorizzazione a fair value degli strumenti derivati su tassi di cambio, essa viene calcolata sulla base di algoritmi di valutazione standard di mercato e su quotazioni/contribuzioni di mercato fornite da primari info-provider pubblici. La pianificazione, il coordinamento e la gestione di questa attività a livello di Gruppo Saipem è assicurata dalla funzione Finanza che monitora la corretta correlazione tra strumenti derivati e flussi sottostanti e l'adeguata rappresentazione contabile in ottemperanza ai principi contabili internazionali IFRS.

Con riferimento alle valute diverse dall'euro considerate maggiormente rappresentative in termini di esposizione al rischio di cambio, per il primo semestre del 2016 si è provveduto a elaborare un'analisi di sensitività per determinare l'effetto sul conto economico e sul patrimonio netto che deriverebbe da un'ipotetica variazione positiva e negativa del 10% nei tassi di cambio delle citate valute estere rispetto all'euro.

L'analisi è stata effettuata per tutte le attività e passività finanziarie rilevanti originariamente espresse nelle valute considerate e ha interessato in particolare le seguenti fattispecie:

- strumenti derivati su tassi di cambio;
- crediti commerciali e altri crediti;
- debiti commerciali e altri debiti;
- disponibilità liquide ed equivalenti;
- passività finanziarie a breve e lungo termine.

Si precisa che per gli strumenti derivati su tassi di cambio la sensitivity analysis sul relativo fair value viene determinata confrontando le condizioni sottostanti il prezzo a termine fissato nel contratto (tasso di cambio a pronti e tasso di interesse) con i tassi di cambio a pronti e le curve di tasso di interesse coerenti con le scadenze dei contratti sulla base delle quotazioni alla chiusura dell'esercizio, modificate in più o in meno del 10%, e ponderando la variazione intervenuta per il capitale nozionale in valuta del contratto.

Si rileva che l'analisi non ha riguardato l'effetto delle variazioni del cambio sulla valutazione dei lavori in corso, in quanto gli stessi non rappresentano un'attività finanziaria secondo lo IAS 32. Inoltre, si segnala che la Società non adotta modalità di copertura del rischio derivante dalla conversione in euro di redditi d'esercizio maturati da società estere con valuta funzionale diversa dall'euro.

Alla luce di quanto precede, sebbene Saipem adotti una strategia volta a minimizzare l'esposizione al rischio di cambio economico e di transazione attraverso l'impiego di diverse

tipologie di contratti derivati (swap, outright e forward), non può escludersi che le oscillazioni dei tassi di cambio possano influenzare in maniera significativa i risultati del Gruppo e la comparabilità dei risultati dei singoli esercizi.

Una variazione positiva dei tassi di cambio rispetto all'euro (deprezzamento dell'euro rispetto alle altre valute) comporterebbe un effetto complessivo ante imposte sul risultato di -78 milioni di euro (-63 milioni di euro al 31 dicembre 2015) e un effetto complessivo sul patrimonio netto, al lordo dell'effetto imposte, di -328 milioni di euro (-342 milioni di euro al 31 dicembre 2015).

Una variazione negativa dei tassi di cambio rispetto all'euro (apprezzamento dell'euro rispetto alle altre valute) comporterebbe un effetto complessivo ante imposte sul risultato di 78 milioni di euro (63 milioni di euro al 31 dicembre 2015) e un effetto sul patrimonio netto, al lordo dell'effetto imposte, di 328 milioni di euro (342 milioni di euro al 31 dicembre 2015).

L'incremento (riduzione) rispetto all'esercizio precedente deriva essenzialmente dall'effetto dell'andamento delle singole valute alle due date di riferimento, nonché dalla variazione delle attività e passività finanziarie esposte alle fluttuazioni del tasso di cambio.

Rischio di mercato - Tasso di interesse

Le oscillazioni dei tassi di interesse influiscono sul valore di mercato delle attività e passività finanziarie dell'impresa e sul livello degli oneri finanziari netti, essendo alcuni dei finanziamenti sottoscritti a tassi variabili. L'obiettivo di risk management è la minimizzazione del rischio di tasso di interesse nel perseguimento degli obiettivi di struttura finanziaria definiti e approvati dal Management.

La funzione Finanza del Gruppo Saipem valuta, in occasione della stipula di finanziamenti a lungo termine negoziati a tassi variabili, la rispondenza con gli obiettivi stabiliti e, ove ritenuto opportuno, interviene gestendo il rischio di oscillazione tassi di interesse mediante operazioni di Interest Rate Swap (IRS). La pianificazione, il coordinamento e la gestione di questa attività a livello di Gruppo Saipem è assicurata dalla funzione Finanza che monitora la corretta correlazione tra strumenti derivati e flussi sottostanti e l'adeguata rappresentazione contabile in ottemperanza ai principi contabili internazionali IFRS. Sebbene Saipem adotti una strategia volta a minimizzare l'esposizione al rischio di tasso di interesse attraverso il perseguimento di obiettivi di struttura finanziaria definiti e approvati dal Consiglio di Amministrazione, non può escludersi che le oscillazioni dei tassi di interesse possano influenzare in maniera significativa i risultati del Gruppo e la comparabilità dei risultati dei singoli esercizi.

Per quanto attiene alla valorizzazione a fair value degli strumenti derivati su tassi di interesse, essa viene calcolata dalla funzione Finanza sulla base di algoritmi di valutazione

standard di mercato e su quotazioni/contribuzioni di mercato fornite da primari info-provider pubblici. Con riferimento al rischio di tasso di interesse è stata elaborata un'analisi di sensitività per determinare l'effetto sul conto economico e sul patrimonio netto che deriverebbe da un'ipotetica variazione positiva e negativa del 10% nei tassi di interesse.

L'analisi è stata effettuata avuto riguardo a tutte le attività e passività finanziarie rilevanti esposte alle oscillazioni del tasso di interesse e ha interessato in particolare le seguenti poste:

- strumenti derivati su tassi di interesse;
- disponibilità liquide ed equivalenti;
- passività finanziarie a breve e lungo termine.

Si precisa che per gli strumenti derivati su tassi di interesse la sensitivity analysis sul fair value viene determinata confrontando le condizioni di tasso di interesse (fisso e variabile) sottostanti il contratto e funzionali al calcolo dei differenziali sulle cedole maturande con le curve attualizzate di tasso di interesse variabile sulla base delle quotazioni alla chiusura dell'esercizio, modificate in più o in meno del 10%, e ponderando la variazione intervenuta per il capitale nozionale del contratto. Con riferimento alle disponibilità liquide ed equivalenti si è fatto riferimento alla giacenza media e al tasso di rendimento medio dell'esercizio, mentre per quanto riguarda le passività finanziarie a breve e lungo termine si è fatto riferimento all'esposizione media dell'anno e al tasso medio di esercizio.

Una variazione positiva dei tassi di interesse comporterebbe un effetto complessivo ante imposte sul risultato di -2 milioni di euro (-13 milioni di euro al 31 dicembre 2015) e un effetto complessivo sul patrimonio netto, al lordo dell'effetto imposte, di -2 milioni di euro (-13 milioni di euro al 31 dicembre 2015). Una variazione negativa dei tassi di interesse comporterebbe un effetto complessivo ante imposte sul risultato di 2 milioni di euro (13 milioni di euro al 31 dicembre 2015) e un effetto complessivo sul patrimonio netto, al lordo dell'effetto imposte, di 2 milioni di euro (13 milioni di euro al 31 dicembre 2015).

L'incremento (riduzione) rispetto all'esercizio precedente deriva essenzialmente dall'effetto dell'andamento dei tassi di interesse alle due date di riferimento, nonché dalla variazione delle attività e passività finanziarie esposte alle fluttuazioni del tasso di interesse.

Rischio di mercato - Commodity

I risultati economici di Saipem possono essere influenzati anche da variazione dei prezzi dei prodotti petroliferi (olio combustibile, lubrificanti, gasolio per natanti, etc.) e delle materie prime nella misura in cui esse rappresentano un elemento di costo associato rispettivamente alla gestione di mezzi navali/basi/cantieri o alla realizzazione di progetti/investimenti.

Al fine di mitigare il rischio commodity, oltre a proporre soluzioni in ambito commerciale, Saipem utilizza talvolta anche strumenti deriva-

ti "Over The Counter" (in particolare swap, bullet swap), con sottostante rappresentato da prodotti petroliferi (prevalentemente gasolio e nafta) e negoziati nei mercati finanziari organizzati ICE e NYMEX, nella misura in cui il mercato di riferimento per l'approvvigionamento fisico risulta ben correlato a quello finanziario ed efficiente in termini di prezzo.

Per quanto attiene la gestione del rischio prezzo commodity, gli strumenti finanziari derivati su commodity posti in essere da Saipem hanno finalità di copertura (attività di hedging) a fronte di sottostanti impegni contrattuali. Le operazioni di copertura possono essere stipulate anche rispetto a sottostanti che abbiano una manifestazione contrattuale futura, ma che siano comunque altamente probabili (cd. hedging anticipato). Nonostante le attività di copertura adottate dalla Società per il controllo e la gestione del rischio dei prezzi, Saipem non può garantire che tali attività siano efficienti, ovvero adeguate, o che in futuro sarà in grado di fare ancora ricorso a tali strumenti di copertura.

Per quanto attiene alla valorizzazione a fair value degli strumenti derivati su commodity, essa viene calcolata dalla funzione Finanza sulla base di algoritmi di valutazione standard di mercato e su quotazioni/contribuzioni di mercato fornite da primari info-provider pubblici.

Con riferimento agli strumenti finanziari di copertura relativi al rischio commodity, un'ipotetica variazione positiva del 10% nei prezzi sottostanti non comporterebbe alcun effetto ante imposte sul risultato, mentre comporterebbe un effetto sul patrimonio netto, al lordo dell'effetto d'imposta, di 1 milione di euro. Un'ipotetica variazione negativa del 10% nei prezzi sottostanti non comporterebbe un effetto ante imposte sul risultato, mentre comporterebbe un effetto sul patrimonio netto, al lordo dell'effetto d'imposta di -1 milione di euro.

L'incremento (riduzione) rispetto all'esercizio precedente deriva essenzialmente dall'effetto legato ai differenti prezzi di valutazione che concorrono al calcolo del fair value dello strumento alle scadenze di riferimento.

(ii) Rischio credito

Il rischio credito rappresenta l'esposizione di Saipem a potenziali perdite derivanti dal mancato adempimento delle obbligazioni assunte dalla controparte. Per quanto attiene al rischio di controparte in contratti di natura commerciale, la gestione del credito è affidata alla responsabilità delle unità di business e alle funzioni specialistiche corporate di finanza e amministrazione dedicate, sulla base di procedure formalizzate di valutazione e di affidamento dei partner commerciali. Per quanto attiene al rischio di controparte finanziaria derivante dall'impiego della liquidità, dalle posizioni in contratti derivati e da transazioni con sottostante fisico con controparti finanziarie, le

società del Gruppo adottano linee guida definite dalla funzione Finanza di Saipem in coerenza con il modello di finanza accentrata di Saipem. L'impresa non ha avuto casi significativi di mancato adempimento delle controparti. Nonostante le misure attuate dalla Società volte a evitare concentrazioni di rischio e/o attività e l'identificazione di parametri e condizioni entro i quali consentire l'operatività in strumenti derivati, alla luce della situazione di criticità dei mercati finanziari, non si può escludere che una parte dei clienti del Gruppo possa ritardare, ovvero non onorare i pagamenti nei termini e alle condizioni stabiliti. L'eventuale ritardo o mancato pagamento dei corrispettivi da parte dei principali clienti potrebbe comportare difficoltà nell'esecuzione e/o nel completamento delle commesse, ovvero la necessità di recuperare i costi e le spese sostenute attraverso azioni legali.

(iii) Rischio liquidità

L'evoluzione del capitale circolante netto e del fabbisogno finanziario è fortemente influenzata dalle tempistiche di fatturazione dei lavori in corso e di incasso dei relativi crediti. Di conseguenza, nonostante il Gruppo abbia posto in essere misure volte ad assicurare che siano mantenuti livelli adeguati di capitale circolante e liquidità, eventuali ritardi nello stato avanzamento dei progetti e/o nelle definizioni delle posizioni in corso di finalizzazione con i committenti, potrebbero avere un impatto sulla capacità e/o sulla tempistica di generazione dei flussi di liquidità.

Il rischio liquidità rappresenta il rischio che, a causa dell'incapacità di reperire nuovi fondi (funding liquidity risk) o di liquidare attività sul mercato (asset liquidity risk), l'impresa non riesca a far fronte ai propri impegni di pagamento, determinando un impatto sul risultato economico nel caso in cui l'impresa sia costretta a sostenere costi aggiuntivi per fronteggiare i propri impegni o, come estrema conseguenza, una situazione di insolubilità che pone a rischio l'attività aziendale. L'obiettivo di risk management del Gruppo è quello di porre in essere, nell'ambito del "Piano Finanziario", una struttura finanziaria che, in coerenza con gli obiettivi di business e con i limiti definiti, garantisca un livello di liquidità adeguato per l'intero Gruppo – minimizzando il relativo costo opportunità – e mantenga un equilibrio in termini di durata e di composizione del debito.

Allo stato attuale, Saipem ritiene, attraverso una gestione degli affidamenti e delle linee di credito flessibile e funzionale al business, di avere accesso a fonti di finanziamento sufficienti a soddisfare le prevedibili necessità finanziarie.

Le policy applicate sono state orientate a garantire risorse finanziarie sufficienti a coprire gli impegni a breve e le obbligazioni in scadenza, nonché ad assicurare la disponibilità di un

adeguato livello di elasticità operativa per i programmi di sviluppo di Saipem, perseguendo il mantenimento di un equilibrio in termini di durata e di composizione del debito e un'adeguata struttura degli affidamenti bancari.

Saipem dispone di linee di credito finalizzate alla copertura del fabbisogno finanziario complessivo. A tal proposito, mediante il nuovo finanziamento bancario da 4.700 milioni di euro stipulato in data 10 dicembre 2015, il Gruppo ha strutturato le proprie fonti di finanziamento principalmente su scadenze a medio-lungo termine con una durata fino a cinque anni.

Alla data del 30 giugno 2016 Saipem dispone di linee di credito non utilizzate per 1.553 milioni di euro, a cui si aggiungono le disponibilità di cassa pari alla stessa data a 1.656 milioni di euro. In aggiunta a quanto sopra, in data 30 giugno 2016 Saipem ha stipulato una nuova linea di credito per un ammontare fino a 554 milioni di euro garantita da Garantiinstituttet for Eksportkreditt (GIEK), l'agenzia norvegese per l'assicurazione dei crediti all'esportazione. Tale linea di credito sarà utilizzabile nel corso dei 24 mesi successivi alla stipula e sarà suddivisa in più tranche, ciascuna della durata di 8 anni e mezzo.

(iv) Rischio connesso all'eventuale downgrading del rating

In data 28 ottobre 2015 la Società ha ottenuto da Standard & Poor's Ratings Services un preliminary long term corporate credit rating pari a "BBB-", con outlook "stabile", nonché un preliminary issue rating pari a "BBB-" sulla Term Facility e sulla Revolving Facility. Inoltre, in pari data Moody's Investor Service ha assegnato alla Società un provisional issuer rating pari a "(P)Baa3" con outlook "stabile".

In data 4 febbraio 2016 Standard & Poor's Ratings Services ha comunicato alla Società di aver formalmente dato inizio a una procedura di "Credit Watch" con possibili implicazioni negative per il preliminary long term corporate credit rating "BBB-" di Saipem, principalmente a causa del crollo del prezzo del greggio che potrebbe limitare significativamente la flessibilità finanziaria di Saipem.

In data 10 febbraio 2016 Moody's Investors Service ha annunciato che il provisional issuer rating (P) Baa3 di Saipem è stato posto sotto revisione per downgrade, a causa dei deboli fondamentali del settore Oil & Gas e del conseguente aumento del rischio di cancellazioni e ritardi sui progetti e della riduzione della spesa per investimenti nel settore.

In data 6 maggio 2016 S&P Global Ratings (già Standard & Poor's Ratings Services) ha abbassato il long term corporate credit rating e issue rating della Società da "BBB-" a "BB+" con outlook "negativo", rimuovendoli contestualmente dal "Credit Watch" negativo e portandoli a definitivi a seguito del completamento dell'operazione di aumento di capitale e del rifinanziamento

del debito della Società. Tale downgrade rifletteva la visione di S&P Global Rating sull'industria Oil & Gas e una visione più prudente sui parametri creditizi futuri di Saipem, insieme al livello di portafoglio ordini e alla capacità di sostenere i flussi di cassa operativi senza cali di rilievo.

In data 23 maggio 2016 Moody's Investors Service ha abbassato e convertito il provisional issuer rating (P) Baa3 in un Corporate Family Rating (CFR) Ba1, assegnando un outlook stabile su tutti i rating.

I credit rating influenzano la capacità del Gruppo di ottenere nuovi finanziamenti e il rela-

tivo costo. Di conseguenza, nel caso in cui una o più agenzie di rating dovessero abbassare il rating della Società, si potrebbe determinare un peggioramento nelle condizioni di raccolta dei finanziamenti.

Pagamenti futuri a fronte di passività finanziarie, debiti commerciali e altri debiti

Nella tabella che segue sono rappresentati gli ammontari di pagamenti contrattualmente dovuti relativi ai debiti finanziari compresi i pagamenti per interessi.

(milioni di euro)	Anni di scadenza					Totale
	2017 ^(*)	2018	2019	2020	Oltre	
Passività finanziarie a lungo termine	1.853	541	533	535	-	3.462
Passività finanziarie a breve termine	164	-	-	-	-	164
Passività per strumenti derivati	71	-	-	-	-	71
Totale	2.088	541	533	535	-	3.697
Interessi su debiti finanziari	72	24	15	6	-	117

(*) Include il secondo semestre 2016.

Nella tabella che segue è rappresentato il timing degli esborsi a fronte di debiti commerciali e diversi.

(milioni di euro)	Anni di scadenza			Totale
	2017 ^(*)	2018-2020	Oltre	
Debiti commerciali	2.744	-	-	2.744
Altri debiti e anticipi	1.844	-	-	1.844

(*) Include il secondo semestre 2016.

Pagamenti futuri a fronte di obbligazioni contrattuali

In aggiunta ai debiti finanziari e commerciali rappresentati nello stato patrimoniale, il Gruppo Saipem ha in essere obbligazioni contrattuali relative a contratti di leasing operativo

non annullabili il cui adempimento comporterà l'effettuazione di pagamenti negli esercizi futuri. Nella tavola che segue sono rappresentati i pagamenti non attualizzati dovuti negli esercizi futuri a fronte delle obbligazioni contrattuali in essere.

(milioni di euro)	Anni di scadenza					Totale
	2017 ^(*)	2018	2019	2020	Oltre	
Contratti di leasing operativo non annullabili	174	74	69	63	192	572

(*) Include il secondo semestre 2016.

Nella tabella che segue sono rappresentati gli investimenti a vita intera relativi ai progetti di

maggiori dimensioni, per i quali sono già stati collocati i contratti di procurement.

(milioni di euro)	Anni di scadenza
	2017 ^(*)
Impegni per Major Projects	-
Impegni per altri investimenti	84
Totale	84

(*) Include il secondo semestre 2016.

Rischi connessi ai procedimenti giudiziari in essere della Società

Il Gruppo è parte in procedimenti giudiziari, civili, fiscali o di natura amministrativa. Per una sintesi dei procedimenti più significativi si rinvia alla nota "Garanzie, impegni e rischi - Contenziosi" delle "Note illustrative al bilancio consolidato".

Stante l'intrinseca e ineliminabile alea che caratterizza il contenzioso, pur avendo svolto le necessarie valutazioni anche sulla base dei principi contabili applicabili, non è possibile escludere che il Gruppo possa essere in futuro tenuto a far fronte a oneri e obblighi di risarcimento non coperti dal fondo contenzioso legale, ovvero coperti in misura insufficiente, ovvero non assicurati, ovvero di importo superiore al massimale eventualmente assicurato. Inoltre, in relazione ai contenziosi avviati dalla Società, qualora non fosse possibile risolvere la controversia mediante transazione, la Società potrebbe dover sopportare ulteriori costi connessi alla lunghezza dei tempi processuali.

Rischi connessi ai rapporti con i partner strategici

Saipem svolge parte delle sue attività di impresa in partnership sulla base di contratti che prevedono la responsabilità solidale della Società in caso di inadempimento dei partner; in alcuni dei Paesi nei quali Saipem opera, il Gruppo persegue i propri programmi di sviluppo, tra l'altro, mediante accordi di joint venture con operatori locali o internazionali.

Nonostante le misure adottate dalla Società volte a identificare soci adeguati e gestire le attività di impresa eseguite in partnership nel rispetto di quanto previsto dai contratti, qualora il committente dovesse subire un danno a causa dell'inadempimento da parte di un operatore associato alla Società, Saipem potrebbe essere chiamata ad adempiere alle attività originariamente in capo a partner inadempienti, ovvero a risarcire il danno arrecato dai propri partner, ferma restando la possibilità di esercitare il diritto di regresso nei confronti dell'impresa associata inadempiente.

Inoltre, in talune circostanze, il Gruppo potrebbe non essere in grado di massimizzare la profittabilità dei contratti eseguiti in partnership in ragione del minore controllo esercitato sulle varie fasi del progetto svolte dal socio, ovvero a causa dell'eventuale incapacità dei partner strategici di valutare determinati elementi di costo relativi a parti dello scopo del lavoro loro assegnato.

In aggiunta a quanto precede, l'eventuale mancato accordo con i partner internazionali o locali in ordine alle modalità e ai termini di sviluppo di un progetto o alla gestione dello stesso

potrebbe incidere negativamente sulle capacità di sviluppo di determinati progetti da parte del Gruppo Saipem. Il Gruppo potrebbe, quindi, dover modificare o ridurre i propri obiettivi di sviluppo in ragione delle difficoltà nei rapporti con i partner.

L'eventuale uscita dei partner strategici da tali accordi di joint venture potrebbe altresì determinare la rinegoziazione con soggetti terzi di contratti stipulati dalla joint venture medesima.

Rischi connessi alla concentrazione di un numero relativamente limitato di clienti e di contratti con gli stessi clienti

Saipem opera in un settore che è caratterizzato da contratti di grandi dimensioni e da un numero relativamente limitato di clienti (major & national oil company). L'incapacità del Gruppo di continuare a svolgere attività EPC e servizi di perforazione per un certo numero di questi clienti e il verificarsi di ritardi nella riscossione dei crediti da alcuni di loro, espone Saipem a un effetto negativo sui risultati economico-finanziari e sulle attività prospettiche.

In aggiunta, è possibile che Saipem abbia più progetti di grandi dimensioni per lo stesso cliente e quindi un singolo committente può rappresentare una percentuale significativa del portafoglio o delle entrate del Gruppo per un dato periodo.

Essendo quindi l'attività di Saipem caratterizzata da una concentrazione su un numero relativamente limitato di clienti e contratti di grandi dimensioni, la Società potrebbe essere esposta al rischio che il deterioramento della relazione commerciale con tali clienti possa recare danni economico-finanziari anche significativi per il Gruppo.

Rischi connessi alla dinamica reddituale del Gruppo

I mercati in cui opera il Gruppo Saipem possono essere aggregati in due macro categorie: (i) il mercato EPCI (Engineering, Procurement, Construction, Installation) Lump Sum Turn Key (LSTK) caratterizzato da contratti di importo forfettario "chiavi in mano", nonché (ii) i mercati Drilling Offshore e Onshore.

Con riferimento al mercato EPCI, la dinamica reddituale del Gruppo è fortemente condizionata dalla struttura contrattuale negoziata con il cliente, che può richiedere un significativo impegno di risorse finanziarie sia nelle fasi iniziali della commessa (ad esempio, per l'emissione di ordini d'acquisto a fornitori, per la mobilita-

zione del personale, per la mobilitazione o l'aprontamento tecnico dei mezzi navali coinvolti, nonché per l'attivazione delle garanzie bancarie relative al progetto) che nelle fasi successive per il raggiungimento delle milestone previste contrattualmente in corrispondenza delle quali è possibile emettere fattura nei confronti del committente. Inoltre, nella fase esecutiva dei progetti, è necessario negoziare i corrispettivi relativi a variazioni di scopo del lavoro richieste dal cliente (change order) o necessarie per la corretta realizzazione dell'opera, ma non richieste esplicitamente dal cliente (claim). Nella prassi contractor e cliente cooperano nella ricerca di un accordo che soddisfi entrambe le parti con l'obiettivo di non compromettere la corretta esecuzione o di non ritardare il completamento del progetto.

La Società si è dotata di varie tecniche implementate sin dalla fase negoziale al fine di ottenere condizioni più favorevoli per negoziare (ad esempio, anticipi contrattuali) e monitorare i propri contratti (ad esempio, attraverso procedure stringenti per l'ottenimento delle attestazioni necessarie a procedere alla fatturazione, ovvero attraverso un costante monitoraggio e segnalazione al cliente di tutte le variazioni contrattuali o esecutive del progetto) con la finalità di mantenere flussi di cassa positivi o neutri durante l'esecuzione del progetto.

Il mercato Drilling è, invece, caratterizzato da tariffe di vendita dei servizi che includono la remunerazione del mezzo navale impiegato (tipicamente di proprietà del contractor), la remunerazione del personale e dei costi accessori (ad esempio, subcontrattisti per servizi ancillari). La dinamica reddituale del business Drilling è, pertanto, influenzata principalmente da due fattori: (i) le tariffe di mercato al momento del rinnovo del contratto; e (ii) il livello di utilizzo della flotta Drilling. Con riferimento al punto (i) si segnala che tale fattore è poco influenzabile dal contractor, il quale ne subisce gli effetti positivi o negativi in funzione della tempistica di scadenza dei contratti attivi; inoltre, tale fattore è parzialmente mitigabile attraverso azioni di riduzione dei costi operativi (il costo dei subcontratti e, in certi casi, del lavoro). Con riferimento al punto (ii) tale fattore può essere gestito dal contractor attraverso la propria politica commerciale e il proprio modello di business.

A tal riguardo il modello adottato da Saipem prevede la negoziazione di contratti di lungo termine che includono una termination fee nel caso di risoluzione anticipata "for convenience" da parte del cliente e garantiscono al cliente la disponibilità di mezzi navali conosciuti e collaudati su periodi di tempo lunghi con tariffe mediamente inferiori alle tariffe di picco del mercato, nonché permettono al contractor tipicamente un utilizzo medio della flotta superiore rispetto alla media di mercato. L'efficacia delle

azioni descritte è, comunque, influenzata dalle circostanze economiche e di mercato, nonché dalle circostanze commerciali e operative della Società.

Rischi connessi alla protezione dell'informazione

Per lo svolgimento delle proprie attività il Gruppo fa affidamento su informazioni e dati, di natura sensibile, elaborati e contenuti in documenti, anche in formato elettronico, il cui accesso e diffusione non autorizzati possono arrecare danni a Saipem.

Sebbene la Società adotti protocolli e politiche di sicurezza informatica, non può escludersi che la Società possa dover fronteggiare minacce alla sicurezza della propria infrastruttura informatica, ovvero tentativi illegali di accesso al proprio sistema informatico (cd. cyber attack) che potrebbero comportare la perdita di dati o danni alla proprietà intellettuale e agli asset, l'estrazione o l'alterazione di informazioni o l'interruzione dei processi produttivi.

Inoltre, interruzioni o guasti nel sistema informatico potrebbero compromettere l'operatività del Gruppo, provocando errori nell'esecuzione delle operazioni, inefficienze e ritardi procedurali nell'esecuzione delle attività.

Infine, la Società potrebbe dover affrontare tentativi di ottenere accesso fisico o informatico alle informazioni personali, confidenziali o ad altre informazioni sensibili che si trovino presso le proprie strutture.

Rischi connessi a possibili frodi o attività illecite da parte di dipendenti o terzi

Il Gruppo è soggetto al rischio di frodi e/o attività illecite da parte di dipendenti e di terzi. In particolare, nello svolgimento della propria attività, il Gruppo si affida a subcontrattisti e fornitori che potrebbero porre in essere condotte fraudolente di concerto con i dipendenti ai danni della Società. Inoltre, il Gruppo opera in vari Paesi caratterizzati da un'elevata percentuale di frode e corruzione, secondo il "Corruption Perception Index" di Transparency International.

Con riferimento al predetto rischio la Società svolge periodicamente attività di audit e verifica, anche con l'ausilio di consulenti esterni. Sebbene Saipem svolga periodicamente tali attività di audit e verifica e abbia implementato, e aggiornato costantemente, nelle società del Gruppo, un sistema di controllo interno, un Codice Etico e un modello ex D.Lgs. n. 231/2001, nonché un modello di organizzazione, gestione e controllo con riferimento alle società del Gruppo con sedi in Paesi esteri,

non è possibile escludere il verificarsi di comportamenti fraudolenti, ovvero illeciti.

Infine, Saipem mette a disposizione di dipendenti e stakeholder un canale informativo, che fa capo all'Organismo di Vigilanza e garantisce riservatezza, attraverso il quale è possibile inoltrare segnalazioni relative a problematiche di sistema di controllo interno, informativa societaria, responsabilità amministrativa della Società, frodi o altre materie (violazioni del Codice Etico, pratiche di mobbing, furti, security, etc.). Maggiori informazioni sono presenti nella specifica sezione di dettaglio all'interno della Relazione del Collegio Sindacale all'Assemblea degli Azionisti.

Rischi connessi alla situazione politica, sociale ed economica dei Paesi in cui opera il Gruppo Saipem

Saipem svolge una parte significativa della propria attività in Paesi che possono avere un grado minore di stabilità dal punto di vista politico, sociale ed economico. Evoluzioni del quadro politico, crisi economiche, conflitti sociali interni e con altri Paesi possono compromettere in modo temporaneo o permanente la capacità del Gruppo Saipem di operare in condizioni economiche e la possibilità di recuperare beni patrimoniali aziendali presenti in tali Paesi, ovvero possono richiedere interventi organizzativi e gestionali specifici finalizzati ad assicurare, ove sia possibile nel rispetto delle policy aziendali, il prosieguo delle attività in corso in condizioni di contesto differenti da quelle previste originariamente.

Ulteriori rischi connessi all'attività in tali Paesi sono rappresentati da: (i) la mancanza di un quadro legislativo stabile e incertezze sulla tutela dei diritti della società straniera in caso di inadempienze contrattuali da parte di soggetti privati o enti di Stato; (ii) sviluppi o applicazioni penalizzanti di leggi, regolamenti, modifiche contrattuali unilaterali che comportano la riduzione di valore degli asset, disinvestimenti forzosi ed espropriazioni; (iii) restrizioni di varia natura sulle attività di costruzione, perforazione, importazione ed esportazione; (iv) incrementi della fiscalità applicabile; (v) conflitti sociali interni che sfociano in atti di sabotaggio, attentati, violenze e accadimenti simili; (vi) fenomeni corruttivi; (vii) atti di terrorismo, di vandalismo o di pirateria. Tali eventi sono caratterizzati da limitata prevedibilità e possono insorgere ed evolvere rapidamente.

Saipem monitora periodicamente i rischi di natura politica, sociale ed economica dei Paesi in cui opera o intende investire, secondo un modello di valutazione dei rischi in linea, tra l'altro in linea con il D.Lgs. n. 81 del 9 aprile 2008

in materia di tutela della salute e della sicurezza nei luoghi di lavoro. In particolare, Saipem si è dotata di un articolato modello di security, ispirato a criteri di prevenzione, precauzione, protezione, informazione, promozione e partecipazione, con l'obiettivo di ridurre il rischio derivante da azioni antiggiuridiche di persone fisiche o giuridiche, che espongono l'azienda e il suo patrimonio, di persone, beni e immagine a potenziali danni.

Nei casi in cui la capacità di Saipem di operare sia compromessa temporaneamente, la demobilizzazione è pianificata secondo criteri di protezione del personale e dei beni patrimoniali aziendali che rimangono nel Paese soggetto a instabilità politica, e di minimizzazione dell'interruzione dell'operatività attraverso l'adozione di soluzioni che rendano più rapida e meno onerosa la ripresa delle attività ordinarie una volta ripristinate le condizioni alle stesse favorevoli. Tali misure possono causare aggravii di costi e un impatto negativo sui ricavi relativi a tali Paesi, incidendo sui risultati economici attesi.

Rischi connessi alla dipendenza da personale chiave e da personale specializzato

La Società dipende in misura rilevante dall'apporto professionale di personale chiave e di figure altamente specializzate. Sono considerati personale chiave i "Dirigenti con responsabilità strategiche" (maggiori informazioni presenti nella specifica sezione di dettaglio all'interno della Relazione sulla Remunerazione 2015). Si intendono per figure altamente specializzate del Gruppo Saipem, il personale che, in ragione del patrimonio di competenze ed esperienza, risulta determinante nell'esecuzione dei progetti operativi, nonché per la crescita e lo sviluppo di Saipem.

Qualora il rapporto tra la Società e una o più delle figure menzionate dovesse interrompersi per qualsivoglia motivo, non vi sono garanzie che la Società riesca a sostituirle tempestivamente con soggetti egualmente qualificati e idonei ad assicurare nel breve periodo il medesimo apporto operativo e professionale. Inoltre, durante fasi espansive di mercato, il Gruppo potrebbe subire ritardi nel reperimento di personale dovuti a una maggiore richiesta di risorse specializzate che potrebbero determinare impatti negativi sui risultati e sulla reputazione del Gruppo.

Inoltre, lo sviluppo delle strategie future di Saipem dipenderà in misura significativa dalla capacità della Società di attrarre e mantenere personale altamente qualificato e competente. La continua espansione della Società in aree e attività che richiedono conoscenze ulteriori

renderanno peraltro necessaria anche l'assunzione di personale dirigenziale e tecnico, sia internazionale che locale, con competenze differenti.

L'interruzione del rapporto con una delle figure chiave, l'incapacità di attrarre e mantenere personale altamente qualificato e personale direttivo competente, ovvero di integrare la struttura organizzativa con figure capaci di gestire la crescita della Società, potrebbe avere effetti negativi sulle future opportunità di business di Saipem.

Rischi connessi agli incidenti agli asset strategici

Il Gruppo possiede numerosi asset, in particolare mezzi navali specializzati, yard di fabbricazione e base logistiche, i quali sono utilizzati nell'esecuzione dei propri progetti EPCI e dei servizi Drilling.

Per tutti i mezzi navali di proprietà del Gruppo, Saipem rinnova periodicamente le certificazioni emesse da parte degli appositi enti di classifica e le certificazioni emesse dalle autorità di bandiera. In particolare, si segnala che tali certificazioni devono essere confermate su base annuale a seguito di ispezioni che gli enti di classifica effettuano a bordo delle unità navali. In aggiunta, i mezzi navali, sulla base delle caratteristiche tecniche e della tipologia di ciascuno, soddisfano i requisiti richiesti dalla normativa internazionale applicabile in campo marittimo (convenzioni IMO - International Maritime Organization, quali ad esempio MARPOL, ISM, ISPS, etc.).

Gli asset del Gruppo sono inoltre soggetti ai normali rischi legati alle attività operative ordinarie e a rischi catastrofici legati a eventi climatici e/o calamità naturali.

In particolare, i rischi legati alle attività operative ordinarie possono essere caratterizzati da: (i) errata, ovvero inadeguata esecuzione di manovre e di sequenze di lavoro, tali da danneggiare gli asset o gli impianti in corso di esecuzione; (ii) errata o inadeguata esecuzione di manutenzioni ordinarie e/o straordinarie.

Nonostante Saipem disponga di un know-how e competenze specifiche, abbia attuato procedure interne per l'esecuzione delle proprie attività operative e proceda regolarmente alla manutenzione dei predetti asset al fine di monitorarne la qualità e il livello di affidabilità, non è possibile escludere che possano verificarsi incidenti agli asset o agli impianti in corso di esecuzione.

Infine, il Gruppo sostiene significative spese per la manutenzione degli asset di proprietà. I costi di manutenzione di volta in volta sostenuti da Saipem possono essere influenzati nega-

tivamente da eventi quali: (i) aumenti del costo del lavoro e dei materiali e dei servizi; (ii) ammodernamenti tecnologici; (iii) modifiche normative o regolamentari in materia di sicurezza, tutela dell'ambiente.

Rischi connessi alla volatilità dei risultati economico-finanziari del Gruppo sulla base dei corrispettivi pattuiti in relazione allo stato di avanzamento dei lavori

Il Gruppo, secondo prassi comune nell'industria di riferimento, riconosce i ricavi su commesse pluriennali del settore Engineering & Construction sia Offshore che Onshore sulla base dei corrispettivi pattuiti in relazione allo stato di avanzamento dei lavori determinato utilizzando il metodo del costo sostenuto (cost-to-cost). Conseguentemente, la Società analizza periodicamente il valore contratto e le stime dei costi durante l'esecuzione dei lavori e riporta e riflette eventuali aggiustamenti in modo proporzionale alla percentuale di completamento del progetto nel periodo.

Nel caso in cui tali adeguamenti risultassero in una riduzione di utili precedentemente riconosciuti in relazione a un progetto, la Società sarebbe necessariamente costretta ad allineare il risultato di tale commessa. Tale allineamento potrebbe essere materiale e rappresentare una riduzione del risultato dell'esercizio in cui tale aggiustamento viene identificato.

Le attuali stime dei costi di commessa e quindi la redditività dei nostri progetti a lungo termine, anche se ragionevolmente affidabili nel momento in cui vengono effettuate, potrebbero cambiare a seguito delle incertezze associate a questi tipi di contratti. In caso di rettifiche di costo significative, le riduzioni di profitto a vita intera delle commesse potrebbero avere impatto materiale sull'esercizio in corso e su quelli futuri.

Inoltre, varianti contrattuali (cd. change order), che sono una parte ordinaria e ricorrente della nostra attività, possono aumentare (e talvolta sostanzialmente) lo scopo del lavoro e quindi il costo a esso associato. Pertanto, le varianti contrattuali (anche se generalmente benefiche nel lungo termine) possono avere l'effetto nel breve termine, se non tempestivamente e adeguatamente approvate dal cliente, di ridurre la marginalità complessiva della commessa cui sono associati.

Nel caso in cui emergesse una revisione significativa delle stime di costi o dei ricavi relativi a un progetto, il Gruppo sarebbe costretto a effettuare aggiustamenti di tali stime. Sebbene le attuali stime sulle commesse pluriennali

siano ritenute probabili e prudenzialmente misurate, il Gruppo è comunque esposto ai rischi connessi alla possibile volatilità dell'andamento dei progetti in fase di esecuzione.

In aggiunta a tali eventi, anche le controversie legate a varianti contrattuali potrebbero portare a riduzioni dei ricavi e dei margini precedentemente dichiarati e quindi comportare una riduzione degli utili correnti.

Rischi connessi all'errata o incompleta valutazione dei costi nella determinazione del prezzo di offerta per contratti "chiavi in mano" su base lump-sum

La Società opera nel settore altamente competitivo dei servizi per l'industria Oil & Gas, che è caratterizzato da contratti di importo forfettario detti "chiavi in mano" su base lump-sum. In particolare, tali contratti pluriennali prevedono fasi di ingegneria, approvvigionamento di attrezzature, materiali e servizi, costruzione e installazione e in alcuni casi perforazione in aree che possono essere remote e in acque di varie profondità.

L'elaborazione del preventivo di offerta e la determinazione del prezzo sono frutto di un accurato, articolato e puntuale esercizio di stima che coinvolge ogni funzione aziendale e che viene ulteriormente integrato da valutazioni di rischio per coprire eventuali aree di incertezza inevitabilmente presenti in ciascuna offerta.

Trattandosi di commesse pluriennali, tali valutazioni vengono effettuate con l'obiettivo di mitigare eventuali maggiori costi generati da cambiamenti relativi ai costi di manodopera, di materiali e di servizi che sono incluse nelle contingency (costi stimati in relazione a rischi operativi) o, se possibile, attraverso l'inserimento nel contratto di clausole di indicizzazione dei prezzi.

Nonostante questi tentativi, lungo la durata del contratto i costi, e conseguentemente i margini che la Società realizza su contratti lump-sum, potrebbero variare in modo anche significativo dagli importi stimati per svariati motivi legati ad esempio a: (i) cattiva performance/ produttività di fornitori e subappaltatori; (ii) cattiva performance/produttività di nostra manodopera; (iii) modifiche alle condizioni di lavoro; (iv) condizioni meteorologiche peggiori di quelle previste a fronte delle statistiche disponibili; (v) aumenti del costo delle materie prime (i.e. acciaio, rame, carburanti, etc.). Tutti questi fattori e altri rischi, insiti in generale nel settore in cui la Società opera, possono comportare costi e conseguentemente margini diversi da quelli originariamente stimati e possono com-

portare una riduzione anche significativa della redditività o perdite su progetti.

Il materializzarsi di tali significative differenze potrebbero portare a una riduzione di marginalità dei progetti e danneggiare la reputazione della Società nell'industria di riferimento e fra i suoi principali clienti.

Rischi connessi all'escussione delle garanzie

Nell'ambito dei contratti per la prestazione di attività di ingegneria, procurement, project management e costruzione e servizi di perforazione, il Gruppo Saipem, in conformità alla prassi contrattuale del settore, su richiesta dei clienti consegna garanzie bancarie a prima domanda (first demand) a copertura del rischio di buona esecuzione del contratto (performance bond), ovvero a copertura degli anticipi contrattuali eventualmente corrisposti (advance payment), ovvero a copertura degli impegni assunti in sede di offerta (bid bond) prima della sottoscrizione del relativo contratto.

Le banche emittenti tali garanzie provvedono all'emissione delle stesse a fronte di controgaranzie emesse dalla Società o da altre società del Gruppo.

Stante la natura "a prima richiesta" (cd. first demand bond) di tali garanzie bancarie, le stesse potrebbero essere escusse dai clienti anche in assenza di un valido titolo di merito e, in tale frangente, le tutele giudiziarie disponibili in fase d'urgenza nelle diverse giurisdizioni richiamate nelle medesime garanzie, al fine di dirimere eventuali controversie, potrebbero non consentire di bloccare l'escussione.

Nell'eventualità che il cliente escuta una garanzia, e in mancanza di un provvedimento giudiziario d'urgenza che inibisca tale escussione, Saipem, a seconda dei casi, dovrà immediatamente rimborsare l'ammontare escusso dal cliente allo stesso istituto finanziario che ha emesso la garanzia, avvalendosi della possibilità di fare valere le proprie eventuali ragioni in un giudizio di merito presso il foro contrattualmente competente.

Rischi connessi ai rapporti con le organizzazioni sindacali

In linea generale le attività del Gruppo possono risentire di astensioni dal lavoro o di altre manifestazioni di conflittualità da parte di alcune categorie di lavoratori, suscettibili di determinare interruzioni dell'attività stessa con conseguenti potenziali ritardi dell'attività produttiva negli uffici, nelle yard di fabbricazione, nelle basi logistiche, sui mezzi navali specializzati e nei cantieri nel corso delle fasi esecutive dei pro-

getti. Tali rischi potrebbero manifestarsi anche nell'ambito di attività svolte da partner, subcontrattisti e fornitori selezionati da Saipem.

Nell'ambito del piano di rilancio della Società denominato "Fit for the Future" è prevista una razionalizzazione degli organici che porterà complessivamente a una riduzione del numero di risorse del Gruppo in varie aree geografiche. Di conseguenza, tali riduzioni di organico potrebbero portare a eventuali interruzioni dell'attività in occasione di scioperi o altre forme di astensione dal lavoro, ovvero periodi di tensione sindacale.

Rischi connessi al calo del prezzo del petrolio

Il Gruppo Saipem offre i propri servizi con un forte orientamento verso attività nel settore Oil & Gas in aree remote e acque profonde. Nel caso in cui il prezzo del petrolio dovesse mantenersi sugli attuali bassi livelli nel lungo periodo, il livello della domanda dei servizi di Engineering & Construction Offshore e Onshore e di Drilling Offshore e Onshore da parte dei clienti potrebbe subire un forte impatto.

Non è possibile quantificare con un sufficiente grado di approssimazione l'impatto sui singoli contractor di un contesto di mercato fortemente negativo quale quello che si delineerebbe nel caso in cui il prezzo del petrolio dovesse mantenersi sugli attuali bassi livelli nei prossimi anni. Tuttavia, è possibile ipotizzare che in tale contesto si assisterebbe: (i) a un progressivo consolidamento tra i clienti (con la scomparsa di alcuni player indipendenti e l'aggregazione di operatori in grado di sfruttare potenziali sinergie); (ii) alla riduzione del volume di investimenti da parte delle società del settore Oil & Gas e, di conseguenza, del numero di progetti sviluppati, a ulteriori ritardi nelle assegnazioni di nuovi progetti, con conseguente calo del mercato visibile per i contractor; (iii) al prevedibile consolidamento anche tra i contractor (con l'obiettivo di valorizzare sinergie in termini di competenze, di asset o di presenza geografica); (iv) a difficoltà economiche e finanziarie degli operatori privi di fattori di successo distintivi; (v) a un aumento della concorrenza tra i contractor con un presumibile calo dei costi di sviluppo degli asset Upstream.

In considerazione della pluralità e dell'imprevedibilità degli esiti possibili in un contesto di mercato dinamico e discontinuo quale quello sopra descritto, le stime puntuali sull'evoluzione commerciale, operativa e competitiva della Società, qualora il prezzo del petrolio dovesse rimanere sui livelli attuali anche nel medio-lungo termine, sono soggette ad ampi margini di incertezza.

Per allineare il proprio profilo di costo e competitivo all'attuale scenario del prezzo del

petrolio, durante il quale si prevede un calo significativo dei volumi di attività e dei margini, la Società ha avviato un piano di rilancio "Fit for the Future" che fra le varie iniziative prevede anche una razionalizzazione delle yard di fabbricazione e dei mezzi navali non più adeguati al mutato scenario di mercato.

Rischi connessi al posizionamento competitivo del Gruppo

Saipem opera in un settore fortemente caratterizzato da un crescente grado di competitività, in ragione del sempre maggiore rafforzamento di concorrenti su base internazionale, nonché dalla volatilità del prezzo delle materie prime (specialmente, il prezzo del petrolio). In particolare, nel corso degli ultimi anni si è assistito a una crescita dei concorrenti asiatici che hanno acquisito capacità tecniche e finanziarie tali da consentire di concorrere in mercati precedentemente caratterizzati dalla presenza di un numero limitato di operatori.

Pertanto, è possibile che l'ingresso di nuovi concorrenti dotati di risorse e tecnologie all'avanguardia possa compromettere la posizione della Società sul mercato. Un ulteriore aumento della pressione concorrenziale, anche dovuto a eventuali rallentamenti o recessioni dei mercati in cui la Società è attiva, potrebbe comportare un peggioramento delle quote di mercato di Saipem nei settori in cui opera. Inoltre, il perdurare di uno scenario di mercato caratterizzato dagli attuali prezzi del petrolio potrebbe portare a un consolidamento del mercato con la presenza di pochi operatori con capacità tecniche e finanziarie adeguate al mutato contesto.

Errori nell'esecuzione e conseguimento di performance insufficienti degli impianti e delle opere che Saipem realizza e dei servizi che la stessa presta, così come eventuali errori nella stima dei rischi operativi e commerciali e un inadeguato monitoraggio dei subcontrattisti, potrebbero determinare una riduzione della marginalità dei singoli progetti con costi aggiuntivi per la Società e un conseguente peggioramento del fabbisogno di capitale circolante.

Rischi connessi al deterioramento della domanda e delle relazioni con i clienti

Il contesto di mercato è caratterizzato dal perdurare di un andamento ribassista del prezzo del petrolio, che, a partire da luglio 2014, si è sommato a una situazione di crescita economica mondiale inferiore alle attese, con un impatto negativo sulla domanda mondiale di petrolio e gas.

Tale condizione influisce sulle politiche di investimento dei principali clienti esponendo Saipem a: (i) ritardi nel processo di negoziazione ed eventuale cancellazione di iniziative commerciali relative a progetti futuri; (ii) cancellazione e sospensione di progetti in corso di svolgimento (siano essi contratti di tipo EPCI Lump Sum o contratti di servizi Drilling); (iii) ritardi e difficoltà nell'ottenere il riconoscimento delle penali contrattuali previste a indennizzo della Società per la cancellazione e sospensione di tali contratti; (iv) ritardi e difficoltà di ottenimento di variation order per cambiamenti dello scopo del lavoro richiesti dal cliente ed eseguiti da Saipem; (v) ritardi e difficoltà nel rinnovare, anticipatamente rispetto alla scadenza e a condizioni economicamente vantaggiose, i contratti di noleggio relativi alle flotte di perforazione terra e mare in essere.

Tale contesto può condurre al deterioramento delle relazioni con i clienti e, nei casi più significativi, portare ad arbitrati internazionali.

Rischi connessi all'evoluzione tecnologica

I settori Engineering & Construction e Drilling sono caratterizzati dalla continua evoluzione delle tecnologie e degli asset utilizzati.

Al fine di mantenere la propria posizione competitiva occorre che Saipem aggiorni in maniera adeguata le tecnologie e gli asset di cui dispone con l'obiettivo di adeguare l'offerta dei propri servizi alle esigenze del mercato per lo svolgimento della propria attività.

Qualora la Società non fosse in grado di aggiornare, acquisire o sviluppare le tecnologie e gli asset necessari a migliorare le proprie prestazioni operative, il Gruppo potrebbe dover modificare o ridurre i propri obiettivi.

Rischi connessi alla normativa e alla regolamentazione del settore di attività in cui Saipem opera

Le attività svolte da Saipem in Italia e all'estero sono soggette al rispetto delle norme e dei regolamenti validi all'interno del territorio in cui opera, comprese le leggi che attuano protocolli o convenzioni internazionali relative al settore di attività. In particolare, il Gruppo è esposto a rischi connessi a cambiamenti di regimi fiscali nazionali, incentivi fiscali, ruling con le autorità fiscali, trattati fiscali internazionali e, in aggiunta, a rischi connessi alla loro applicazione e interpretazione nei Paesi in cui le società del Gruppo svolgono la propria attività. Pertanto, Saipem potrebbe essere esposta a rischi connessi a ispezioni, audit e controversie fiscali.

Inoltre, Saipem è esposta al cambiamento delle normative locali che impongono l'utilizzo in determinate quote di personale, nonché di beni e servizi forniti da società locali (cd. "Local Content"). Il variare di tali normative espone il Gruppo a variare il livello di Local Content utilizzato, esponendo quindi la Società a costi aggiuntivi o ritardi nell'esecuzione dei propri progetti.

Per tale ragione Saipem monitora la conformità alle normative vigenti e alla minimizzazione degli impatti dovuti alle proprie attività operative. Inoltre, il quadro normativo di riferimento incide, tra l'altro, sulle modalità di svolgimento delle attività di Saipem.

L'eventuale adozione di provvedimenti normativi più restrittivi o sfavorevoli, ovvero l'imposizione di obblighi di adeguamento o di ulteriori adempimenti connessi all'esercizio delle attività di Engineering & Construction e Drilling, potrebbero comportare modifiche alle condizioni operative e richiedere un aumento degli investimenti, dei costi di produzione o, comunque, rallentare lo sviluppo delle attività.

Infine, eventuali violazioni della normativa potrebbero comportare limitazioni all'attività del Gruppo, ovvero comportare l'obbligo di pagamento di multe, sanzioni o penali significative in caso di mancato rispetto di leggi e regolamenti in materia ambientale e di salute e sicurezza.

Rischi connessi alle inefficienze della supply chain

Nella realizzazione dei progetti e nel normale corso della propria attività, il Gruppo si affida a numerosi venditori di beni e servizi. Eventuali performance insufficienti da parte dei fornitori e dei subcontrattisti potrebbero generare inefficienze nella supply chain e determinare, conseguentemente, costi addizionali legati alla difficoltà di sostituire i fornitori, ovvero di reperire i beni e servizi necessari allo svolgimento dell'attività, ovvero all'approvvigionamento di beni e servizi a prezzi più elevati, nonché ritardi nella realizzazione e consegna dei progetti.

Il deterioramento delle relazioni con i fornitori potrebbe tradursi in uno svantaggio competitivo legato alla riduzione del potere contrattuale di Saipem, con conseguenti incrementi dei costi, peggioramento delle condizioni contrattuali e deterioramento dei risultati economici del Gruppo.

Rischi connessi alla salute, sicurezza e ambiente

Saipem è soggetta a leggi e regolamenti per la tutela dell'ambiente, della salute e della sicurezza a livello nazionale, internazionale e comu-

nitario. In particolare, le attività svolte dal Gruppo Saipem sono soggette al possibile verificarsi di incidenti che possono avere ripercussioni su persone e ambiente.

Con riferimento a tali rischi, la Società ha sviluppato un sistema di gestione HSE (Health, Safety and Environment), in linea con i requisiti delle leggi in vigore e gli standard internazionali ISO 14001 e OHSAS 18001, di cui Saipem ha ottenuto la certificazione. La gestione dei rischi HSE si fonda sui principi di prevenzione, tutela, consapevolezza, promozione e partecipazione con l'obiettivo di garantire la salute e sicurezza dei lavoratori e tutelare l'ambiente e il benessere generale della comunità.

Nonostante l'adozione di tali procedure da parte della Società, non può escludersi il rischio che nel corso della normale attività del Gruppo Saipem si verificano eventi pregiudizievoli per la salute delle persone e per l'ambiente. Inoltre, il verificarsi di tali eventi potrebbe comportare sanzioni di natura penale e/o civile a carico dei responsabili e, in alcuni casi, di violazione della normativa sulla sicurezza, anche ai sensi del D.Lgs. n. 231/2001, con conseguenti costi connessi all'applicazione di sanzioni in capo alla Società, nonché oneri derivanti dall'adempimento degli obblighi previsti da leggi e regolamenti in tema di ambiente, salute e sicurezza.

Rischi connessi all'ottenimento e al rinnovo di permessi, licenze e autorizzazioni

Nello svolgimento delle attività il Gruppo è tenuto a ottenere e a rispettare permessi, licenze e autorizzazioni governative nazionali e internazionali. Ognuna di queste autorizzazioni, licenze o permessi potrebbe essere soggetta a revocche e cancellazioni, oppure a modifiche. Nonostante permessi, licenze e autorizzazioni esistenti vengano regolarmente rinnovati da vari enti, il rinnovo potrebbe essere negato, ritardato o compromesso da diversi fattori, tra cui:

- il mancato deposito di adeguate garanzie finanziarie;
- il mancato rispetto di leggi e regolamenti ambientali e di sicurezza sul lavoro o altre condizioni specifiche legate ai rinnovi degli stessi;
- opposizioni da parte di comunità locali;
- azione esecutiva;
- azione legislativa.

Inoltre, nel caso di emissione, ingresso in vigore o modifiche giurisprudenziali interpretative o applicative di nuove leggi o regolamenti in materia ambientale, salute e sicurezza sul lavoro o altre tematiche legate a permessi, licenze e autorizzazioni, potrebbe essere necessario ottenere permessi operativi aggiuntivi o ulteriori approvazioni. Il mancato

ottenimento, ovvero il mancato rispetto delle condizioni associate al rilascio o al rinnovo di tali permessi, licenze o approvazioni, potrebbe influenzare negativamente le nostre operazioni sospendendo temporaneamente le nostre attività, oltre a esporre la Società a multe e altre sanzioni.

Rischi connessi alla proprietà intellettuale

Il Gruppo Saipem svolge attività di ricerca, sviluppo e innovazione con riferimento a: (i) lo sviluppo di tecnologie all'avanguardia in termini di attrezzature da installare sui propri mezzi navali o modifiche vere e proprie al layout e alle caratteristiche tecniche dei mezzi navali; (ii) lo sviluppo di tecnologie offshore, attraverso l'elaborazione di design innovativi per lo sfruttamento dei giacimenti di idrocarburi; (iii) lo sviluppo di tecnologie onshore, con l'obiettivo di incrementare il know-how, di definire tecnologie proprietarie di interesse per il mercato o di migliorare l'impiego di tecnologie possedute da terze parti.

La Società fa altresì affidamento su tecnologie, processi, know-how e dati proprietari non brevettati; questi ultimi sono trattati come informazioni confidenziali e protetti secondo le normali prassi della gestione del segreto industriale, ad esempio tramite accordi di riservatezza stipulati con collaboratori esterni alla Società, fornitori, consulenti e determinate controparti, compresi produttori terzi. Nel caso tali accordi o gli altri strumenti di tutela dei segreti industriali non fornissero una completa protezione concreta o subissero violazioni, la Società potrebbe non disporre di rimedi adeguati per far fronte a ogni violazione, ovvero i segreti industriali della Società potrebbero divenire noti o essere altrimenti sviluppati dai concorrenti.

La tutela dei diritti di proprietà intellettuale o industriale e di esclusiva è di norma molto complessa e comporta spesso la risoluzione di problematiche di natura legale relative alla titolarità dei diritti stessi. Per tale ragione, nello svolgimento della propria attività commerciale e di ricerca e sviluppo, la Società potrebbe essere in futuro chiamata in giudizio per controversie relative a violazioni di diritti di proprietà intellettuale o industriale di terzi, oppure potrebbe trovarsi nella necessità di promuovere giudizi contro terzi per tutelare i propri diritti.

Pertanto, la Società è esposta a eventuali contestazioni e/o controversie per violazione di diritti in materia di brevetti e/o altri diritti di proprietà intellettuale o industriale, nonché al verificarsi di fenomeni di sfruttamento, anche abusivo, di tali diritti da parte di terzi sui propri diritti di proprietà intellettuale o sui diritti di terzi in licenza d'uso al Gruppo.

Trasferimento assicurativo dei rischi

La funzione assicurativa della Corporate in stretta cooperazione con l'alta direzione definisce annualmente le linee guida del Gruppo Saipem in materia di protezione assicurativa per i rischi residuali riconducibili ai danni materiali e alle responsabilità civili, nonché per quelli derivanti dai contratti assegnati.

Il programma assicurativo di Gruppo prende in considerazione tutte le esposizioni di rischio evidenziate nei paragrafi precedenti e individua i rischi residuali dalle attività di risk management eventualmente assicurabili. Si ricorda, infatti, che non tutte le esposizioni a rischio della Società possono trovare un'adeguata ed economica copertura assicurativa, oppure alcune garanzie finora disponibili potrebbero non esserlo più in futuro.

Inoltre il programma assicurativo, pur essendo basato sull'esperienza storico-statistica di sinistri degli ultimi venti anni, potrebbe non essere comunque sufficiente a risarcire tutte le perdite e passività potenziali in caso di eventi catastrofici.

Con riferimento al programma assicurativo Saipem, deve essere fatta una distinzione tra le coperture assicurative dei beni del Gruppo ("polizze assicurative Corporate") e le coperture assicurative invece strettamente riconducibili all'esecuzione dei progetti.

Polizze assicurative Corporate

La struttura del programma assicurativo Corporate prevede una prima fascia di rischio auto-assicurata tramite una società captive di riassicurazione, in eccesso alla quale opera un programma assicurativo catastrofale di mercato.

Questo programma catastrofale, costituito da polizze che coprono i danni materiali, la responsabilità civile marittima e non marittima verso i terzi, può riassumersi con le seguenti coperture:

Danni materiali

- Polizza "Corpi nave": copre l'intera flotta per eventi che producano danni parziali o totali alle unità;
- Polizza "Attrezzature": copre tutte le attrezzature onshore od offshore in uso, ad esempio le attrezzature di cantiere, gli impianti di perforazione a terra, i Remote Operating Vehicle (ROV) sottomarini, etc.;
- Polizza "Trasporto": copre ogni trasporto, movimentazione e stoccaggio di beni e attrezzature via terra, mare e aerea;
- Polizza "Immobili e Cantieri": copre gli immobili, gli uffici, i magazzini e i cantieri navali posseduti o affittati;
- Polizza "Altri rischi minori": copre i rischi minori come il furto e l'infedeltà dei dipendenti.

Responsabilità civile

- Polizza "Protection & Indemnity" ("P&I"): copre le responsabilità armatoriali per danni a terzi prodotti sia durante la navigazione che durante le attività specialistiche offshore di perforazione e costruzione; tali responsabilità sono assicurate tramite un P&I Club facente parte dell'International Group of P&I Clubs.
- Polizza "Comprehensive General Liability": copre ogni altra tipologia di responsabilità Saipem sui rischi di responsabilità civile e generale derivanti dalla sua attività industriale, operando anche a integrazione della specifica copertura P&I.
- Polizze "Employer's Liability" e "Personal Accident": coprono rispettivamente la responsabilità del datore di lavoro e i rischi infortuni dei propri dipendenti sulla base delle normative obbligatorie previste in ogni Paese nel quale il Gruppo opera.

Uno strumento chiave nella gestione dei rischi assicurabili di Saipem è rappresentato dalla Sigurd Rück AG, la società captive di riassicurazione che opera a copertura della prima fascia di rischio.

Sigurd Rück AG realizza, a sua volta, una mitigazione dei rischi attraverso una protezione riassicurativa del portafoglio sottoscritto collocata sul mercato con primarie security internazionali.

Polizze assicurative relative all'esecuzione dei progetti

Per tutti i contratti assegnati esistono delle specifiche coperture assicurative di progetto che devono essere realizzate e, generalmente, sono i clienti che mantengono contrattualmente la responsabilità dell'assicurazione.

Nei casi in cui tale responsabilità sia invece richiesta al contrattista, Saipem procede alla definizione di un'assicurazione idonea a coprire, per la sua durata, tutti i rischi correlati al progetto.

Queste polizze assicurative solitamente sono riferibili alle coperture "Builders' All Risks" che hanno lo scopo di coprire lo scope of work del contratto, ossia i danni materiali all'opera in costruendo, nonché alle attrezzature, prodotti e materiali necessari alla sua realizzazione, e di responsabilità civile verso terzi per tutti i lavori che saranno effettuati dal Gruppo durante tutte le fasi di esecuzione del progetto (progettazione, trasporto, costruzione, assemblaggio, test) incluso il periodo di garanzia contrattualmente previsto.

L'elevato livello dei premi assicurativi e di franchigie su queste polizze stimola e guida Saipem verso un continuo miglioramento dei processi di prevenzione e protezione in termini di qualità, salute, sicurezza e di impatto ambientale.

ALTRE INFORMAZIONI

Acquisto di azioni proprie

Il capitale sociale al 30 giugno 2016 ammonta a 2.191.384.693 euro. Alla stessa data le azioni in circolazione sono 10.107.834.564; nel semestre non sono state acquistate azioni ordinarie sul mercato.

Piano di incentivazione di lungo termine

Il 29 aprile 2016 l'assemblea ha approvato un piano di incentivazione di lungo termine 2016-2018 che prevede l'assegnazione gratuita di azioni ordinarie di Saipem (cd. Performance Shares), a decorrere da luglio 2016 per tre assegnazioni con cadenza annuale, ciascuna sottoposta a un periodo di vesting triennale. L'assemblea ha deliberato di approvare la proposta di autorizzazione all'acquisto di azioni proprie, fino a un massimo di n. 85.000.000 azioni ordinarie e, comunque, entro l'importo massimo complessivo di 42.500.000 euro, azioni da destinare al servizio del suddetto piano di incentivazione per il primo periodo di attuazione; l'autorizzazione all'acquisto di azioni proprie è richiesta per un periodo di diciotto mesi a far data dalla delibera assembleare.

Il Consiglio di Amministrazione del 27 luglio 2016 ha deliberato, su proposta del Comitato Remunerazione e Nomine, di dare avvio all'attuazione del piano azionario di incentivazione di lungo termine e ha determinato in 71.061.344 il numero complessivo di azioni proprie a servizio del piano, dando mandato all'Amministratore Delegato di identificare i beneficiari della promessa di assegnazione 2016.

L'acquisto potrà essere effettuato, con le gradualità ritenute opportune, a un prezzo unitario massimo e minimo pari al prezzo di riferimento rilevato sul mercato telematico azionario nel giorno precedente a quello dell'acquisto (più o meno il 5% rispettivamente per il prezzo massimo e per quello minimo), mediante acquisto sul mercato.

Prestito obbligazionario

In data 27 giugno 2016 il Consiglio di Amministrazione di Saipem ha deliberato l'emissione, da effettuarsi in un arco temporale massimo di un anno a decorrere dal 28 giugno 2016, di prestiti obbligazionari non convertibili per un ammontare complessivo massimo di 1,6 miliardi di euro a valere sul programma EMTN (Euro Medium Term Note) del valore

complessivo di due miliardi di euro ovvero, in alternativa, l'assunzione della garanzia da parte di Saipem a favore dei sottoscrittori dei medesimi prestiti obbligazionari per il caso di emissione dei prestiti da parte della controllata Saipem Finance International BV.

Il Consiglio di Amministrazione ha attribuito all'Amministratore Delegato il potere di definire l'importo e le condizioni di dettaglio di ciascuna emissione obbligazionaria, nel rispetto dei parametri generali del programma EMTN. Le risorse rinvenienti dal programma EMTN saranno destinate prioritariamente al rimborso della linea Bridge-to-Bond dell'importo di 1.600 milioni di euro entro la scadenza del 1° luglio 2017, salvo esercizio da parte della Società della facoltà di proroga fino al 1° gennaio 2018. L'attuazione del programma EMTN consentirà alla Società di cogliere prontamente opportunità di finanziamento offerte dal mercato dei capitali e da investitori istituzionali nel corso dei prossimi 12 mesi. BNP Paribas e UniCredit agiscono in qualità di Joint Arrangers del programma EMTN.

Regolamento Mercati

Art. 36 del Regolamento Mercati Consob (adottato con Delibera Consob n. 16191/2007 e successive modifiche): condizioni per la quotazione di azioni di società controllanti società costituite e regolate dalla legge di Stati non appartenenti all'Unione Europea

In relazione alle prescrizioni regolamentari in tema di condizioni per la quotazione di società controllanti società costituite o regolate secondo leggi di Stati non appartenenti all'Unione Europea e di significativa rilevanza ai fini del bilancio consolidato, si segnala che:

- i. Alla data del 30 giugno 2016 le prescrizioni regolamentari dell'art. 36 del Regolamento Mercati si applicano alle seguenti 20 società controllate:
 - Saudi Arabian Saipem Ltd;
 - Petrex SA;
 - Snamprogetti Saudi Arabia Ltd;
 - Global Petroprojects Services AG;
 - Saipem America Inc;
 - Saipem Contracting (Nigeria) Ltd;
 - PT Saipem Indonesia;
 - Saipem Asia Sdn Bhd;
 - Saipem do Brasil Serviços de Petróleo Ltda;
 - Boscongo SA;
 - Saimexicana Sa de Cv;
 - ER SAI Caspian Contractor LLC;
 - Saipem Canada Inc;

- Saipem Services Mexico SA de Cv;
 - Saipem Misr for Petroleum Services (S.A.E.);
 - Sigurd Rück AG;
 - Sajer Iraq Llc;
 - Saipem Offshore Norway AS;
 - Saipem Drilling Norway AS;
 - Snamprogetti Engineering & Contracting Co Ltd.
- ii. Sono state adottate le procedure adeguate che assicurano la completa compliance alla predetta normativa.

Art. 37 del Regolamento Mercati: condizioni che inibiscono la quotazione di azioni di società controllate sottoposte all'attività di direzione e coordinamento di altra società

Il 27 ottobre 2015 Eni ha annunciato al mercato di aver sottoscritto con CDP Equity SpA un contratto di compravendita in base al quale Eni si è impegnata a cedere una partecipazione pari al 12,503% del capitale sociale ordinario di Saipem, pari a n. 55.176.364 azioni ordinarie Saipem, nonché un accordo parasociale volto a disciplinare i reciproci rapporti tra Eni e CDP Equity SpA quali azionisti dell'Emittente (la "Cessione").

Con comunicato del 27 ottobre 2015 Eni ha dichiarato che, per effetto della perdita del controllo esclusivo su Saipem che si verificherà subordinatamente al perfezionamento della Cessione, la partecipazione residua detenuta da Eni nella Società pari al 30,42% del capitale sociale ordinario di Saipem sarà deconsolidata a partire dalla data di efficacia della Cessione e rilevata in bilancio con il metodo del patrimonio netto.

Come indicato nel patto parasociale tra Eni e CDP Equity SpA, alla data di efficacia della Cessione, né Eni né CDP Equity SpA eserciteranno "un controllo solitario su Saipem ai sensi dell'art. 93 del TUF".

Inoltre, secondo quanto indicato nel documento informativo redatto da Eni ai sensi dell'art. 5 del Regolamento "Parti Correlate" relativo alla cessione della partecipazione detenuta da Eni in Saipem, "gli assetti relativi alla governance concordati con il Patto sono diretti a realizzare un controllo congiunto di Saipem da parte di Eni e CDP Equity SpA". Conseguentemente, Saipem dalla data della Cessione (perfezionata il 22 gennaio 2016) ha cessato di essere soggetta all'attività di direzione e coordinamento da parte di Eni.

Rapporti con il soggetto dominante e con le imprese soggette alla sua attività di direzione e coordinamento

Saipem SpA è stata soggetta all'attività di direzione e coordinamento di Eni SpA fino al 22 gennaio 2016; a partire da questa data, come

riportato nel paragrafo precedente, Saipem ha cessato di essere soggetta all'attività di direzione e coordinamento da parte di Eni.

Informativa sulle parti correlate

Le operazioni compiute da Saipem con le parti correlate, individuate dallo IAS 24, riguardano essenzialmente lo scambio di beni, la prestazione di servizi, la provvista e l'impiego di mezzi finanziari, inclusa la stipula di contratti derivati. Tutte le operazioni fanno parte dell'ordinaria gestione, sono regolate a condizioni di mercato, cioè alle condizioni che si sarebbero applicate fra due parti indipendenti, e sono compiute nell'interesse delle imprese del Gruppo.

Gli amministratori e i dirigenti con responsabilità strategiche dichiarano semestralmente l'eventuale esecuzione di operazioni effettuate con Saipem SpA e con le imprese controllate dalla stessa, anche per interposta persona o da soggetti a essi riconducibili, secondo le disposizioni dello IAS 24.

Al 30 giugno 2016 Saipem SpA non è soggetta ad attività di direzione e coordinamento. Saipem SpA esercita attività di direzione e coordinamento verso le sue controllate ex art. 2497 e ss. del codice civile.

Gli ammontari dei rapporti di natura commerciale e diversa e di natura finanziaria con le parti correlate sono evidenziati nella nota 43 delle "Note illustrative al bilancio consolidato semestrale abbreviato".

Fatti di rilievo avvenuti dopo la chiusura del semestre

Acquisizioni ordini

In data 7 luglio 2016 Saipem si è aggiudicata nuovi contratti di Ingegneria e Costruzione Offshore per un valore superiore a 1,5 miliardi di euro. Il contratto principale riguarda il progetto di sviluppo del campo Zohr, il giacimento di gas situato al largo della costa egiziana nel Mar Mediterraneo. Petrobel ha assegnato a Saipem un contratto di ingegneria, approvvigionamento, costruzione e installazione per la prima fase di sviluppo di Zohr, la cui realizzazione avverrà secondo una tempistica accelerata. Il contratto comprende l'installazione di una condotta del diametro di 26 pollici per l'esportazione del gas e condotte di servizio da 14 e 18 pollici, nonché lavori EPCI per lo sviluppo in acque profonde di 6 pozzi e l'installazione di cavi ombelicali.

In data 27 luglio 2016 Saipem si è aggiudicata due nuovi contratti di Engineering & Construction Onshore e Offshore in Indonesia, relativi al Tangguh LNG Expansion Project. I contratti sono stati assegnati da BP Berau Ltd, in qualità di operatore del Tangguh LNG Project, per conto degli altri partner partecipanti al production sharing contract.

Il primo contratto riguarda l'ingegneria, l'approvvigionamento, la costruzione e l'installazione di strutture offshore – nello specifico due piattaforme non presidiate e condotte sottomarine. Saipem farà leva sulle sue forti competenze tecnologiche nella progettazione, fabbricazione e installazione di piattaforme e condotte sottomarine. In linea con i requisiti di SKK Migas, l'autorità indonesiana competente per l'oil & gas upstream, Saipem contribuirà allo sviluppo delle comunità e realtà locali, avvalendosi anche della propria yard di fabbricazione situata sull'isola di Karimun.

Il secondo contratto comprende la costruzione di un impianto GNL onshore con una capacità di liquefazione di 3,8 milioni di tonnellate/anno, servizi ausiliari, un jetty GNL e relative infrastrutture. Il contratto è stato assegnato a CSTS, una joint operation guidata dall'EPC contractor indonesiano Tripatra insieme a Chiyoda, Saipem e Suluh Ardh Engineering. Il completamento dei lavori è previsto per il 2020.

Evoluzione prevedibile della gestione

Tempistiche di acquisizione di nuovi progetti differite rispetto alle attese, nonché variazioni nei piani di esecuzione di alcuni progetti, determinano una revisione della guidance relativa ai ricavi 2016 a circa 10,5 miliardi di euro. Malgrado ciò, le ottime performance operative, in particolare dell'Engineering & Construction Offshore e del Drilling Offshore, permettono di mantenere una guidance di utile operativo adjusted attorno a 600 milioni di euro.

L'utile netto adjusted è previsto a circa 250 milioni di euro, a causa di maggiori oneri finanziari e tax rate.

Gli investimenti sono previsti in riduzione a circa 400 milioni di euro.

L'indebitamento finanziario netto è stimato a fine anno a circa 1,5 miliardi di euro; tale previsione assume un recupero del capitale circolante nella seconda metà dell'anno.

Nuova linea di credito

In data 1° luglio 2016 Saipem ha sottoscritto una nuova linea di credito per un ammontare fino a 554 milioni di euro, che verrà utilizzata per finanziare o rifinanziare l'acquisto, da parte della Società, di apparecchiature e servizi da esportatori norvegesi. La linea di credito viene garantita da Garantiinstituttet for Eksportkreditt (GIEK), l'agenzia norvegese per l'assicurazione dei crediti all'esportazione, e concessa principalmente da Citibank NA, London Branch (Citibank) ed Eksportkreditt Norge AS (EK), in qualità di Original Lenders.

La linea di credito sarà utilizzabile nel corso dei prossimi 24 mesi e sarà suddivisa in più tranche, ciascuna della durata di 8 anni e

mezzo. La prima tranche, dell'importo di circa 200 milioni di euro, sarà erogabile nel prossimo mese di luglio e sarà utilizzata da Saipem per il rimborso parziale della linea di credito Bridge-to-Bond di 1.600 milioni di euro stipulata in data 10 dicembre 2015.

Ciascuna tranche avrà un tasso di interesse annuo legato all'EURIBOR o CIRR, con un costo medio previsto intorno al 2% annuo. Citibank NA, London Branch ha coordinato l'accordo di finanziamento in qualità di Mandated Lead Arranger, mentre Citibank Europe Plc ha agito in qualità di Facility Agent.

Non-GAAP measures

Nel presente paragrafo vengono fornite le indicazioni relative alla composizione degli indicatori di performance, ancorché non previsti dagli IFRS (Non-GAAP measures), utilizzati nella relazione degli amministratori sulla gestione.

Tali indicatori sono presentati al fine di consentire una migliore valutazione dell'andamento della gestione del Gruppo e non devono essere considerati alternativi a quelli previsti dagli IFRS.

In particolare le Non-GAAP measures utilizzate nella Relazione intermedia sulla gestione sono le seguenti:

- cash flow: tale indicatore è dato dalla somma del risultato netto più ammortamenti;
- investimenti tecnici: tale indicatore è calcolato escludendo dal totale investimenti gli investimenti in partecipazioni;
- margine operativo lordo: rappresenta un'utile unità di misura per la valutazione delle performance operative del Gruppo nel suo complesso e dei singoli settori d'attività in aggiunta al risultato operativo. Il margine operativo lordo è una grandezza economica intermedia e viene calcolato sommando gli ammortamenti al risultato operativo;
- capitale immobilizzato: è calcolato come somma delle attività materiali nette, attività immateriali nette e le partecipazioni;
- capitale di esercizio netto: include il capitale circolante e i fondi per rischi e oneri;
- capitale investito netto: è dato dalla somma del capitale immobilizzato, del capitale circolante e del fondo per benefici ai dipendenti;
- coperture: sono date dalla sommatoria del patrimonio netto, del capitale e riserve di terzi e dall'indebitamento finanziario netto;
- special item: rappresentano (i) eventi od operazioni il cui accadimento non è ricorrente; (ii) eventi od operazioni non rappresentativi della normale attività di business.

Sedi secondarie

Ai sensi dell'art. 2428 del codice civile la Società dichiara di avere una sede secondaria a Cortemaggiore (PC), Via Enrico Mattei, 20.

Riconduzione degli schemi di bilancio riclassificati utilizzati nella relazione sulla gestione a quelli obbligatori

Stato patrimoniale riclassificato

	(milioni di euro)		30.06.2016	
	31.12.2015		Valori parziali da schema obbligatorio	Valori da schema riclassificato
Voci dello stato patrimoniale riclassificato (dove non espressamente indicato, la componente è ottenuta dallo schema obbligatorio)	Valori parziali da schema obbligatorio	Valori da schema riclassificato	Valori parziali da schema obbligatorio	Valori da schema riclassificato
A) Attività materiali nette		7.287		7.016
<i>Nota 8 - Immobili, impianti e macchinari</i>	7.287		7.016	
B) Attività immateriali nette		758		759
<i>Nota 9 - Attività immateriali</i>	758		759	
C) Partecipazioni		134		141
<i>Nota 10 - Partecipazioni valutate con il metodo del patrimonio netto</i>	135		143	
<i>Ricl. da E) - fondo copertura perdite di imprese partecipate</i>	(1)		(2)	
D) Capitale circolante		1.178		1.525
<i>Nota 3 - Crediti commerciali e altri crediti</i>	3.348		2.816	
<i>Ricl. a I) - crediti finanziari non strumentali all'attività operativa</i>	(30)		(3)	
<i>Nota 4 - Rimanenze</i>	2.286		2.557	
<i>Nota 5 - Attività per imposte sul reddito correnti</i>	253		218	
<i>Nota 6 - Attività per altre imposte correnti</i>	376		421	
<i>Nota 7 - Altre attività correnti</i>	209		167	
<i>Nota 11 - Altre attività finanziarie</i>	1		1	
<i>Ricl. a I) - crediti finanziari non strumentali all'attività operativa</i>	(1)		(1)	
<i>Nota 12 - Attività per imposte anticipate</i>	460		470	
<i>Nota 13 - Altre attività non correnti</i>	114		96	
<i>Nota 15 - Debiti commerciali e altri debiti</i>	(5.186)		(4.588)	
<i>Nota 16 - Passività per imposte sul reddito correnti</i>	(130)		(137)	
<i>Nota 17 - Passività per altre imposte correnti</i>	(268)		(222)	
<i>Nota 18 - Altre passività correnti</i>	(202)		(186)	
<i>Nota 22 - Passività per imposte differite</i>	(10)		(66)	
<i>Nota 23 - Altre passività non correnti</i>	(42)		(18)	
E) Fondi per rischi e oneri		(237)		(193)
<i>Nota 20 - Fondi per rischi e oneri</i>	(238)		(195)	
<i>Ricl. a C) - fondo copertura perdite di imprese partecipate</i>	1		2	
F) Fondo per benefici ai dipendenti		(211)		(208)
<i>Nota 21 - Fondi per benefici ai dipendenti</i>	(211)		(208)	
CAPITALE INVESTITO NETTO		8.909		9.040
G) Patrimonio netto		3.474		7.052
<i>Nota 25 - Patrimonio netto di Saipem</i>	3.474		7.052	
H) Capitale e riserve di terzi		45		48
<i>Nota 24 - Capitale e riserve di terzi azionisti</i>	45		48	
I) Indebitamento finanziario netto		5.390		1.940
<i>Nota 1 - Disponibilità liquide ed equivalenti</i>	(1.066)		(1.656)	
<i>Nota 2 - Altre attività finanziarie negoziabili o disponibili per la vendita</i>	(26)		(26)	
<i>Nota 14 - Passività finanziarie a breve termine</i>	3.016		164	
<i>Nota 19 - Passività finanziarie a lungo termine</i>	2.841		3.439	
<i>Nota 19 - Quote a breve di passività finanziarie a lungo termine</i>	656		23	
<i>Ricl. da D) - crediti finanziari non strumentali all'attività operativa (nota 3)</i>	(30)		(3)	
<i>Ricl. da D) - crediti finanziari non strumentali all'attività operativa (nota 11)</i>	(1)		(1)	
COPERTURE		8.909		9.040

Voci del conto economico riclassificato

Il conto economico riclassificato differisce dallo schema obbligatorio esclusivamente per le seguenti riclassifiche:

- le voci "altri ricavi e proventi", pari a 17 milioni di euro, afferente principalmente a "rimborsi per prestazioni che non costituiscono l'attività caratteristica" per 9 milioni di euro, indicati nello schema obbligatorio nella voce "altri ricavi e proventi", sono stati portati in diminuzione delle corrispondenti componenti di costo nel conto economico riclassificato;
- le voci "proventi finanziari" (636 milioni di euro), "oneri finanziari" (-676 milioni di euro) e "strumenti derivati" (-30 milioni di euro), indicate separatamente nello schema obbligatorio, sono esposte nette nella voce "oneri finanziari netti" (-70 milioni di euro) del conto economico riclassificato.

Le altre voci sono direttamente riconducibili allo schema obbligatorio.

Voci del rendiconto finanziario riclassificato

Il rendiconto finanziario riclassificato differisce dallo schema obbligatorio esclusivamente per le seguenti riclassifiche:

- le voci "ammortamenti" (344 milioni di euro), "svalutazioni nette di attività materiali e immateriali" (1 milione di euro), "altre variazioni" (-24 milioni di euro), "variazione fondo benefici dipendenti" (-3 milioni di euro) ed "effetto valutazione con il metodo del patrimonio netto" (-9 milioni di euro), indicate separatamente e incluse nel flusso di cassa netto da attività operativa nello schema obbligatorio, sono esposte nette nella voce "ammortamenti e altri componenti non monetari" (309 milioni di euro);
- le voci "interessi passivi" (47 milioni di euro), "imposte sul reddito" (120 milioni di euro) e "interessi attivi" (-7 milioni di euro), indicate separatamente e incluse nel flusso di cassa del capitale di esercizio nello schema obbligatorio, sono esposte nette nella voce "dividendi, interessi e imposte" (160 milioni di euro);
- le voci relative ai "debiti commerciali" (179 milioni di euro), ai "crediti commerciali" (437

milioni di euro), ai "fondi per rischi e oneri" (-11 milioni di euro), alle variazioni delle "rimanenze" (-321 milioni di euro) e alle "altre attività e passività" (-486 milioni di euro), indicate separatamente e incluse nel flusso di cassa del capitale di esercizio nello schema obbligatorio, sono esposte nette nella voce "variazione del capitale di esercizio relativo alla gestione" (-202 milioni di euro);

- le voci "dividendi incassati" (1 milione di euro), "interessi incassati" (2 milioni di euro), "imposte sul reddito pagate al netto dei crediti di imposta rimborsati" (-103 milioni di euro) e "interessi pagati" (-38 milioni di euro), indicate separatamente e incluse nel flusso di cassa netto da attività operativa nello schema obbligatorio, sono esposte nette nella voce "dividendi incassati, imposte pagate, interessi pagati e incassati" (-138 milioni di euro);
- le voci relative agli investimenti in "attività materiali" (-92 milioni di euro) e "attività immateriali" (-5 milioni di euro), indicate separatamente e incluse nel flusso di cassa degli investimenti nello schema obbligatorio, sono esposte nette nella voce "investimenti tecnici" (-97 milioni di euro);
- le voci relative ai disinvestimenti in "crediti finanziari" (27 milioni di euro) e le voci relative ai disinvestimenti in "attività materiali" (4 milioni di euro), indicate separatamente e incluse nel flusso di cassa netto da attività di investimento nello schema obbligatorio, sono esposte nella voce "investimenti e disinvestimenti relativi all'attività di finanziamento" (31 milioni di euro);
- le voci "assunzione di debiti finanziari non correnti" (3.172 milioni di euro), "incremento (decremento) di debiti finanziari correnti" (-2.921 milioni di euro) e "rimborsi di debiti finanziari non correnti" (-3.204 milioni di euro), indicate separatamente e incluse nel flusso di cassa netto da attività di finanziamento nello schema obbligatorio, sono esposte nette nella voce "variazione debiti finanziari a breve e lungo termine" (-2.953 milioni di euro).

Le altre voci sono direttamente riconducibili allo schema obbligatorio.

BILANCIO CONSOLIDATO SEMESTRALE ABBREVIATO

Stato patrimoniale

(milioni di euro)	Nota	31.12.2015		30.06.2016	
		Totale	di cui verso parti correlate ⁽¹⁾	Totale	di cui verso parti correlate ⁽¹⁾
ATTIVITÀ					
Attività correnti					
Disponibilità liquide ed equivalenti	(N. 1)	1.066	177	1.656	171
Altre attività finanziarie negoziabili o disponibili per la vendita	(N. 2)	26		26	
Crediti commerciali e altri crediti	(N. 3)	3.348	744	2.816	609
Rimanenze	(N. 4)	2.286		2.557	
Attività per imposte sul reddito correnti	(N. 5)	253		218	
Attività per altre imposte correnti	(N. 6)	376		421	
Altre attività correnti	(N. 7)	209	79	167	3
Totale attività correnti		7.564		7.861	
Attività non correnti					
Immobili, impianti e macchinari	(N. 8)	7.287		7.016	
Attività immateriali	(N. 9)	758		759	
Partecipazioni valutate con il metodo del patrimonio netto	(N. 10)	135		143	
Altre attività finanziarie	(N. 11)	1		1	
Attività per imposte anticipate	(N. 12)	460		470	
Altre attività non correnti	(N. 13)	114	12	96	-
Totale attività non correnti		8.755		8.485	
TOTALE ATTIVITÀ		16.319		16.346	
PASSIVITÀ E PATRIMONIO NETTO					
Passività correnti					
Passività finanziarie a breve termine	(N. 14)	3.016	2.781	164	-
Quota a breve di passività finanziarie a lungo termine	(N. 19)	656	643	23	-
Debiti commerciali e altri debiti	(N. 15)	5.186	281	4.588	160
Passività per imposte sul reddito correnti	(N. 16)	130		137	
Passività per altre imposte correnti	(N. 17)	268		222	
Altre passività correnti	(N. 18)	202	150	186	1
Totale passività correnti		9.458		5.320	
Passività non correnti					
Passività finanziarie a lungo termine	(N. 19)	2.841	2.571	3.439	-
Fondi per rischi e oneri	(N. 20)	238		195	
Fondi per benefici ai dipendenti	(N. 21)	211		208	
Passività per imposte differite	(N. 22)	10		66	
Altre passività non correnti	(N. 23)	42	5	18	-
Totale passività non correnti		3.342		3.926	
TOTALE PASSIVITÀ		12.800		9.246	
PATRIMONIO NETTO					
Capitale e riserve di terzi azionisti	(N. 24)	45		48	
Patrimonio netto di Saipem:	(N. 25)	3.474		7.052	
- capitale sociale	(N. 26)	441		2.191	
- riserva soprapprezzo delle azioni	(N. 27)	55		1.750	
- altre riserve	(N. 28)	(115)		(34)	
- utili relativi a esercizi precedenti		3.942		3.135	
- utile (perdita) del periodo		(806)		53	
- azioni proprie	(N. 29)	(43)		(43)	
Totale patrimonio netto di Gruppo		3.519		7.100	
TOTALE PASSIVITÀ E PATRIMONIO NETTO		16.319		16.346	

(1) Per il dettaglio "di cui verso parti correlate" si veda la nota 43 "Rapporti con parti correlate".

Conto economico

(milioni di euro)	Nota	Primo semestre 2015		Primo semestre 2016	
		Totale	di cui verso parti correlate ⁽¹⁾	Totale	di cui verso parti correlate ⁽¹⁾
RICAVI					
Ricavi della gestione caratteristica	(N. 31)	5.373	890	5.275	636
Altri ricavi e proventi	(N. 32)	1		19	
Totale ricavi		5.374		5.294	
Costi operativi					
Acquisti, prestazioni di servizi e costi diversi	(N. 33)	(4.350)	(103)	(3.764)	(106)
Costo del lavoro	(N. 34)	(1.221)	(1)	(949)	(1)
Ammortamenti e svalutazioni	(N. 35)	(593)		(345)	
Altri proventi (oneri) operativi	(N. 36)	-		1	
RISULTATO OPERATIVO		(790)		237	
Proventi (oneri) finanziari					
Proventi finanziari		516	-	636	4
Oneri finanziari		(607)	(80)	(676)	(24)
Strumenti derivati		(19)	(18)	(30)	(353)
Totale proventi (oneri) finanziari	(N. 37)	(110)		(70)	
Proventi (oneri) su partecipazioni					
Effetto della valutazione con il metodo del patrimonio netto		(11)		9	
Altri proventi su partecipazioni		18		-	
Totale proventi (oneri) su partecipazioni	(N. 38)	7		9	
RISULTATO ANTE IMPOSTE		(893)		176	
Imposte sul reddito	(N. 39)	(13)		(120)	
RISULTATO NETTO		(906)		56	
di competenza:					
- Saipem		(920)		53	
- terzi azionisti	(N. 40)	14		3	
Utile (perdita) per azione sull'utile netto di competenza Saipem					
(ammontare in euro per azione)					
Utile (perdita) per azione semplice	(N. 41)	(2,094)		(0,007)	
Utile (perdita) per azione diluito	(N. 41)	(2,093)		(0,007)	

(1) Per il dettaglio "di cui verso parti correlate" si veda la nota 43 "Rapporti con parti correlate".

Prospetto del conto economico complessivo

(milioni di euro)	Primo semestre 2015	Primo semestre 2016
Utile (perdita) netto del periodo	(906)	56
Altre componenti del conto economico complessivo		
Componenti non riclassificabili a conto economico		
Rivalutazioni di piani a benefici definiti per i dipendenti	-	-
Quota di pertinenza delle "altre componenti del conto economico complessivo" delle partecipazioni valutate secondo il metodo del patrimonio netto afferenti rivalutazioni di piani a benefici definiti	-	-
Effetto fiscale relativo alle componenti non riclassificabili	-	-
Componenti riclassificabili a conto economico		
Variazione del fair value derivati di copertura cash flow hedge	(68)	148
Differenze di cambio da conversione dei bilanci in moneta diversa dall'euro	86	(22)
Quota di pertinenza delle "altre componenti del conto economico complessivo" delle partecipazioni valutate con il metodo del patrimonio netto	-	-
Effetto fiscale relativo alle componenti riclassificabili	53	(38)
Totale altre componenti del conto economico complessivo, al netto dell'effetto fiscale	71	88
Totale utile (perdita) complessivo del periodo	(835)	144
Di competenza:		
- Gruppo Saipem	(852)	139
- terzi azionisti	17	5

Prospetto delle variazioni nelle voci del patrimonio netto

Patrimonio di pertinenza degli Azionisti della controllante

(milioni di euro)	Capitale sociale	Riserva per soprapprezzo delle azioni	Altre riserve	Riserva legale	Riserva per acquisto azioni proprie	Riserva cash flow hedge al netto dell'effetto fiscale	Riserva per differenze cambio da conversione	Riserva per piani a benefici definiti per i dipendenti al netto dell'effetto fiscale	Utili relativi a esercizi precedenti	Utile (perdita) del periodo	Azioni proprie	Totale	Capitale e riserve di terzi azionisti	Totale patrimonio netto
Saldi al 31 dicembre 2014	441	55	6	88	-	(275)	(9)	(19)	4.123	(230)	(43)	4.137	41	4.178
Utile (perdita) complessivo primo semestre 2015	-	-	-	-	-	-	-	-	-	(920)	-	(920)	14	(906)
Altre componenti del conto economico complessivo														
Componenti non riclassificabili a conto economico														
Rivalutazioni di piani a benefici definiti per i dipendenti al netto dell'effetto fiscale	-	-	-	-	-	-	-	(1)	-	-	-	(1)	1	-
Quota di pertinenza delle "altre componenti del conto economico complessivo" delle partecipazioni valutate secondo il metodo del patrimonio netto afferenti rivalutazioni di piani a benefici definiti al netto fiscale	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
Componenti riclassificabili a conto economico														
Variazione del fair value derivati cash flow hedge al netto dell'effetto fiscale	-	-	-	-	-	(14)	-	-	-	-	-	(14)	(1)	(15)
Differenze cambio da conversione dei bilanci in moneta diversa dall'euro	-	-	-	-	-	-	74	-	9	-	-	83	3	86
Quota di pertinenza delle "altre componenti del conto economico complessivo" delle partecipazioni valutate secondo il metodo del patrimonio netto	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
Totale utile (perdita) complessivo primo semestre 2015	-	-	-	-	-	(14)	74	(1)	9	(920)	-	(852)	17	(835)
Operazioni con gli Azionisti														
Dividendi distribuiti primo semestre 2015	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
Riporto a nuovo utile	-	-	-	-	-	-	-	-	(230)	230	-	-	-	-
Apporto interessenza di terzi società Snamprogetti Engineering & Contracting Co Ltd	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	1	1
Totale	-	-	-	-	-	-	-	-	(230)	230	-	-	1	1
Altri movimenti di patrimonio netto														
Altre variazioni	-	-	-	-	-	-	-	-	3	-	-	3	(1)	2
Operazioni under common control	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
Totale	-	-	-	-	-	-	-	-	3	-	-	3	(1)	2
Saldi al 30 giugno 2015	441	55	6	88	-	(289)	65	(20)	3.905	(920)	(43)	3.288	58	3.346
Utile (perdita) complessivo secondo semestre 2015	-	-	-	-	-	-	-	-	-	114	-	114	3	117
Altre componenti del conto economico complessivo														
Componenti non riclassificabili a conto economico														
Rivalutazioni di piani a benefici definiti per i dipendenti al netto dell'effetto fiscale	-	-	-	-	-	-	-	1	-	-	-	1	-	1
Quota di pertinenza delle "altre componenti del conto economico complessivo" delle partecipazioni valutate secondo il metodo del patrimonio netto afferenti rivalutazioni di piani a benefici definiti al netto fiscale	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
Componenti riclassificabili a conto economico														
Variazione del fair value derivati cash flow hedge al netto dell'effetto fiscale	-	-	-	-	-	22	-	-	-	-	-	22	-	22
Differenze cambio da conversione dei bilanci in moneta diversa dall'euro	-	-	-	-	-	-	11	-	2	-	-	13	1	14
Quota di pertinenza delle "altre componenti del conto economico complessivo" delle partecipazioni valutate secondo il metodo del patrimonio netto	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-

segue **Prospetto delle variazioni nelle voci del patrimonio netto**

Patrimonio di pertinenza degli Azionisti della controllante

(milioni di euro)	Capitale sociale	Riserva per soprapprezzo delle azioni	Altre riserve	Riserva legale	Riserva per acquisto azioni proprie	Riserva cash flow hedge al netto dell'effetto fiscale	Riserva per differenze cambio da conversione	Riserva per piani a benefici definiti per i dipendenti al netto dell'effetto fiscale	Utili relativi a esercizi precedenti	Utile (perdita) del periodo	Azioni proprie	Totale	Capitale e riserve di terzi azionisti	Totale patrimonio netto
Totale utile (perdita) complessivo secondo semestre 2015	-	-	-	-	-	22	11	1	2	114	-	150	4	154
Operazioni con gli Azionisti														
Dividendi distribuiti secondo semestre 2015	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	(17)	(17)
Altri movimenti di patrimonio netto														
Diritti decaduti stock option	-	-	-	-	-	-	-	-	(1)	-	-	(1)	-	(1)
Altre variazioni	-	-	-	-	-	-	-	1	(1)	-	-	-	-	-
Operazioni under common control	-	-	-	-	-	-	-	-	37	-	-	37	-	37
Totale	-	-	-	-	-	-	-	1	35	-	-	36	(17)	19
Saldi al 31 dicembre 2015	441	55	6	88	-	(267)	76	(18)	3.942	(806)	(43)	3.474	45	3.519
Utile (perdita) complessivo primo semestre 2016	-	-	-	-	-	-	-	-	-	53	-	53	3	56
Altre componenti del conto economico complessivo														
Componenti non riclassificabili a conto economico														
Rivalutazioni di piani a benefici definiti per i dipendenti al netto dell'effetto fiscale	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
Quota di pertinenza delle "altre componenti del conto economico complessivo" delle partecipazioni valutate secondo il metodo del patrimonio netto afferenti rivalutazioni di piani a benefici definiti al netto fiscale	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
Totale	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
Componenti riclassificabili a conto economico														
Variazione del fair value derivati cash flow hedge al netto dell'effetto fiscale	-	-	-	-	-	107	-	-	-	-	-	107	3	110
Differenze cambio da conversione dei bilanci in moneta diversa dall'euro	-	-	-	-	-	-	(22)	-	1	-	-	(21)	(1)	(22)
Quota di pertinenza delle "altre componenti del conto economico complessivo" delle partecipazioni valutate secondo il metodo del patrimonio netto	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
Totale	-	-	-	-	-	107	(22)	-	1	-	-	86	2	88
Totale utile (perdita) complessivo primo semestre 2016	-	-	-	-	-	107	(22)	-	1	53	-	139	5	144
Operazioni con gli Azionisti														
Dividendi distribuiti primo semestre 2016	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
Riporto a nuovo utile	-	(55)	(5)	-	-	-	-	-	(746)	806	-	-	-	-
Aumento (riduzione) capitale sociale	1.750	1.750	-	-	-	-	-	-	-	-	-	3.500	-	3.500
Capitalizzazione costi aumento capitale sociale	-	-	-	-	-	-	-	-	(65)	-	-	(65)	-	(65)
Autorizzazione acquisto azioni proprie	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
Scadenza autorizzazione acquisto azioni proprie	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
Cessione azioni proprie	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
Apporto interessenza di terzi	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
Totale	1.750	1.695	(5)	-	-	-	-	-	(811)	806	-	3.435	-	3.435
Altri movimenti di patrimonio netto														
Diritti decaduti stock option	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
Altre variazioni	-	-	1	-	-	1	-	(1)	1	-	-	2	(2)	-
Operazioni under common control	-	-	-	-	-	-	-	-	2	-	-	2	-	2
Totale	-	-	1	-	-	1	-	(1)	3	-	-	4	(2)	2
Saldi al 30 giugno 2016	2.191	1.750	2	88	-	(159)	54	(19)	3.135	53	(43)	7.052	48	7.100

Rendiconto finanziario

(milioni di euro)	Nota	Primo semestre 2015	Primo semestre 2016
Utile (perdita) del periodo di Gruppo		(920)	53
Risultato di pertinenza di terzi azionisti		14	3
Rettifiche per ricondurre l'utile del periodo al flusso di cassa da attività operativa:			
- ammortamenti	(N. 35)	382	344
- svalutazioni nette di attività materiali e immateriali	(N. 35)	211	1
- effetto valutazione con il metodo del patrimonio netto	(N. 38)	11	(9)
- (plusvalenze) minusvalenze nette su cessioni di attività		(17)	2
- interessi attivi		(3)	(7)
- interessi passivi		96	47
- imposte sul reddito	(N. 39)	13	120
- altre variazioni		(117)	(24)
Variazioni del capitale di periodo:			
- rimanenze		6	(321)
- crediti commerciali		277	437
- debiti commerciali		(41)	179
- fondi per rischi e oneri		38	(11)
- altre attività e passività		(614)	(486)
<i>Flusso di cassa del capitale di periodo</i>		<i>(334)</i>	<i>(202)</i>
Variazione fondo per benefici ai dipendenti		-	(3)
Dividendi incassati		4	1
Interessi incassati		7	2
Interessi pagati		(97)	(38)
Imposte sul reddito pagate al netto dei crediti d'imposta rimborsati		(102)	(103)
Flusso di cassa netto da attività operativa		(852)	187
<i>di cui verso parti correlate</i> ⁽¹⁾	(N. 43)	642	167
Investimenti:			
- attività materiali	(N. 8)	(265)	(92)
- attività immateriali	(N. 9)	(3)	(5)
- partecipazioni	(N. 10)	(1)	-
- crediti finanziari		(1)	-
- variazione debiti e crediti relativi all'attività di investimento		1	-
<i>Flusso di cassa degli investimenti</i>		<i>(269)</i>	<i>(97)</i>
Disinvestimenti:			
- attività materiali		-	4
- imprese uscite dall'area di consolidamento e rami d'azienda		-	-
- partecipazioni		97	-
- crediti finanziari		27	27
- titoli		1	-
<i>Flusso di cassa dei disinvestimenti</i>		<i>125</i>	<i>31</i>
Flusso di cassa netto da attività di investimento ⁽²⁾		(144)	(66)
<i>di cui verso parti correlate</i> ⁽¹⁾	(N. 43)	14	3

segue **Rendiconto finanziario**

(milioni di euro)	Nota	Primo semestre 2015	Primo semestre 2016
Assunzione di debiti finanziari non correnti		739	3.172
Rimborsi di debiti finanziari non correnti		(473)	(3.204)
Incremento (decremento) di debiti finanziari correnti		551	(2.921)
		817	(2.953)
Apporti netti di capitale proprio da terzi		1	3.435
Dividendi pagati		-	-
Cessione di azioni proprie		-	-
Flusso di cassa netto da attività di finanziamento		818	482
<i>di cui verso parti correlate</i> ⁽¹⁾	(N. 43)	963	(5.995)
Effetto delle variazioni dell'area di consolidamento		(2)	-
Effetto delle differenze di cambio da conversione e altre variazioni sulle disponibilità liquide ed equivalenti		7	(13)
Flusso di cassa netto del periodo		(173)	590
Disponibilità liquide ed equivalenti a inizio periodo	(N. 1)	1.602	1.066
Disponibilità liquide ed equivalenti a fine periodo	(N. 1)	1.429	1.656

(1) Per il dettaglio "di cui verso parti correlate" si veda la nota 43 "Rapporti con parti correlate".

(2) Il "flusso di cassa netto da attività di investimento" comprende alcuni investimenti che, avuto riguardo alla loro natura (investimenti temporanei di disponibilità o finalizzati all'ottimizzazione della gestione finanziaria), sono considerati in detrazione dei debiti finanziari ai fini della determinazione dell'indebitamento finanziario netto, così come indicato nel "Commento ai risultati economico-finanziari" della "Relazione intermedia sulla gestione".

Il flusso di cassa di questi investimenti è il seguente:

(milioni di euro)	Primo semestre 2015	Primo semestre 2016
Investimenti finanziari:		
- crediti finanziari	-	-
Disinvestimenti finanziari:		
- titoli	1	-
- crediti finanziari	27	27
	28	27
Flusso di cassa netto degli investimenti/disinvestimenti relativi all'attività finanziaria	28	27

NOTE ILLUSTRATIVE AL BILANCIO CONSOLIDATO SEMESTRALE ABBREVIATO

CRITERI DI REDAZIONE

Il bilancio consolidato semestrale abbreviato è redatto secondo le disposizioni dello IAS 34 "Bilanci intermedi". Gli schemi di bilancio sono gli stessi adottati nella relazione finanziaria annuale. Nel bilancio consolidato semestrale abbreviato sono applicati gli stessi principi di consolidamento e gli stessi criteri di valutazione illustrati in sede di redazione della relazione finanziaria annuale, cui si fa rinvio, fatta eccezione per i principi contabili internazionali applicati a partire dal 1° gennaio 2016 e illustrati nella sezione della Relazione finanziaria annuale 2015 "Principi contabili di recente emanazione" a cui si rinvia.

Le note al bilancio sono presentate in forma sintetica.

Le imposte sul reddito correnti sono calcolate sulla base dell'imponibile fiscale alla data di chiusura del periodo. I debiti e i crediti tributari per imposte sul reddito correnti sono rilevati al valore che si prevede di pagare/recuperare alle/dalle autorità fiscali applicando le normative fiscali vigenti o sostanzialmente approvate alla data di chiusura del periodo e le aliquote stimate su base annua.

Le imprese consolidate, le imprese controllate non consolidate, le joint venture, le partecipazioni in joint operation e le imprese collegate sono distintamente indicate nella sezione "Area di consolidamento" che fa parte integrante delle presenti note. Nella stessa sezione è riportata anche la variazione dell'area di consolidamento verificatasi nel periodo. Il bilancio consolidato semestrale abbreviato al 30 giugno 2016, approvato dal Consiglio di Amministrazione di Saipem nella riunione del 27 luglio 2016, è sottoposto a revisione contabile limitata da parte della EY SpA. La revisione contabile limitata comporta un'estensione di lavoro significativamente inferiore a quella di una revisione contabile completa svolta secondo gli statuti principi di revisione.

I valori delle voci di bilancio e delle relative note, tenuto conto della loro rilevanza, sono espressi in milioni di euro.

Conversione dei bilanci in moneta diversa dall'euro

I bilanci delle imprese operanti in aree diverse dall'euro, che rappresenta la moneta di presentazione del Gruppo, sono convertiti in euro applicando alle voci: (i) dell'attivo e del passivo patrimoniale, i cambi correnti alla data di chiusura del periodo; (ii) del patrimonio netto, i cambi storici; (iii) del conto economico, i cambi medi del periodo (fonte: Banca d'Italia).

Le differenze cambio da conversione dei bilanci delle imprese operanti in aree diverse dall'euro, derivanti dall'applicazione di cambi diversi per le attività e passività, per il patrimonio netto e per il conto economico, sono rilevate alla voce del patrimonio netto "Riserva per differenze cambio" per la parte di competenza del Gruppo e alla voce "Interessenze di terzi" per la parte di competenza di terzi. La riserva per differenze cambio è rilevata a conto economico all'atto della dismissione integrale, ovvero quando la partecipata cessa di essere qualificata come impresa controllata. All'atto della dismissione parziale, senza perdita del controllo, la quota delle differenze di cambio afferente alla frazione di partecipazione dismessa è attribuita al patrimonio netto delle interesenze di terzi.

I bilanci utilizzati per la conversione sono quelli espressi nella moneta funzionale, rappresentata dalla moneta locale o dalla diversa moneta nella quale sono denominate la maggior parte delle transazioni economiche e delle attività e passività. I cambi applicati nella conversione in euro dei bilanci espressi in moneta estera sono i seguenti:

Valuta	Cambio al 31.12.2015	Cambio al 30.06.2016	Cambio medio 2016
USA dollaro	1,0887	1,1102	1,11594
Regno Unito lira sterlina	0,73395	0,8265	0,778769
Algeria dinaro	116,702	122,497	121,293
Angola kwanza	147,295	185,428	181,376
Arabia Saudita riyal	4,08624	4,1641	4,18549
Argentina peso	14,0972	16,5802	15,998
Australia dollaro	1,4897	1,4929	1,52198
Brasile real	4,3117	3,5898	4,12955
Canada dollaro	1,5116	1,4384	1,48444
Croazia kuna	7,638	7,5281	7,55941
Egitto lira	8,52049	9,85078	9,44783
Ghana nuovo cedi	4,13096	4,35526	4,28655
India rupia	72,0215	74,9603	75,0019
Indonesia rupia	15.040,0	14.601,7	14.963,4
Malesia ringgit	4,6959	4,4301	4,57366
Nigeria naira	216,703	312,927	228,331
Norvegia corona	9,603	9,3008	9,41975
Perù new sol	3,70833	3,65412	3,77474
Qatar riyal	3,96287	4,04113	4,06201
Romania nuovo leu	4,524	4,5234	4,49555
Russia rublo	80,6736	71,52	78,2968
Singapore dollaro	1,5417	1,4957	1,53997
Svizzera franco	1,0835	1,0867	1,09605

UTILIZZO DI STIME CONTABILI

L'applicazione dei principi contabili generalmente accettati per la redazione del bilancio e delle relazioni contabili infrannuali comporta che la Direzione aziendale effettui stime contabili basate su giudizi complessi e/o soggettivi, stime basate su esperienze passate e ipotesi considerate ragionevoli e realistiche sulla base delle informazioni conosciute al momento della stima. L'utilizzo di queste stime contabili influenza il valore di iscrizione delle attività e delle passività e l'informativa su attività e passività potenziali alla data del bilancio, nonché l'ammontare dei ricavi e dei costi nell'esercizio di riferimento. I risultati effettivi possono differire da quelli stimati a causa dell'incertezza che caratterizza le ipotesi e le condizioni sulle quali le stime sono basate.

Le stime contabili sono critiche nel processo di redazione del bilancio e delle relazioni contabili infrannuali perché comportano un elevato ricorso a giudizi soggettivi, assunzioni e stime relative a tematiche per loro natura incerte. Le modifiche delle condizioni alla base dei giudizi e delle assunzioni adottati possono determinare un impatto rilevante sui risultati successivi.

Con riferimento al dettaglio delle stime contabili si fa rinvio a quanto indicato nella Relazione finanziaria annuale 2015.

MODIFICA DEI CRITERI CONTABILI

Le modifiche ai principi contabili e le interpretazioni emesse dallo IASB/IFRIC entrate in vigore il 1° gennaio 2016, riportate nella Sezione "Principi contabili di recente emanazione omologati dalla Commissione Europea" dell'ultima relazione finanziaria annuale, non hanno prodotto effetti significativi.

Principi contabili di recente emanazione

Con riferimento alla descrizione dei principi contabili, modifiche e integrazioni di recente emanazione, non ancora omologati dalla Commissione Europea, si fa rinvio a quanto indicato nell'ultima relazione finanziaria annuale. A integrazione degli emendamenti già riportati, emessi nel corso del primo semestre 2016, si segnala che lo IASB ha emanato le disposizioni di seguito sinteticamente descritte che trattano alcune tematiche di possibile interesse per il Gruppo Saipem.

In data 12 aprile 2016 lo IASB ha emesso il documento "Clarifications to IFRS 15 Revenue from Contracts with Customers" che ha apportato alcune modifiche ed integrazioni di carattere tecnico. Le modifiche al principio introducono alcuni chiarimenti ed esemplificazioni al fine di agevolare l'applicazione, per esempio in merito all'identificazione delle singole obbligazioni contrattuali, e di semplificare la transazione alle nuove disposizioni in relazione ai contratti completati e alle modifiche contrattuali intervenute precedentemente al primo periodo comparativo presentato.

In data 20 giugno 2016 lo IASB ha emesso il documento "Amendments to IFRS 2 - Classification and Measurement of Share-based Payment Transactions" con l'obiettivo di chiarire la classificazione e la contabilizzazione di alcuni tipi di operazioni con pagamento basato su azioni.

Le disposizioni di entrambi i documenti sono efficaci a partire dagli esercizi che hanno inizio il, o dopo il, 1° gennaio 2018. Allo stato Saipem sta analizzando i principi indicati e valutando se la loro adozione avrà un impatto significativo sul bilancio.

Area di consolidamento al 30 giugno 2016

Impresa consolidante

Ragione sociale	Sede legale	Valuta	Capitale sociale	Soci	% Possesso	% Consolidata di pertinenza Saipem	Metodo di consolidamento di valutazione (*)
Saipem SpA	San Donato Milanese	EUR	2.191.384.693	Eni SpA	30,54		
				CDP Equity SpA (ex Fondo Strategico Italiano)	12,55		
				Saipem SpA	0,02		
				Soci terzi	56,89		

Imprese controllate

Italia

Ragione sociale	Sede legale	Valuta	Capitale sociale	Soci	% Possesso	% Consolidata di pertinenza Saipem	Metodo di consolidamento di valutazione (*)
Denuke Scarl	San Donato Milanese	EUR	10.000	Saipem SpA	55,00	55,00	C.I.
				Soci terzi	45,00		
INFRA SpA	San Donato Milanese	EUR	50.000	Saipem SpA	100,00	100,00	C.I.
Servizi Energia Italia SpA	San Donato Milanese	EUR	291.000	Saipem SpA	100,00	100,00	C.I.
Smacemex Scarl	San Donato Milanese	EUR	10.000	Saipem SpA	60,00	60,00	C.I.
				Soci terzi	40,00		
Snamprogetti Chiyoda sas di Saipem SpA	San Donato Milanese	EUR	10.000	Saipem SpA	99,90	99,90	C.I.
				Soci terzi	0,10		

Estero

Andromeda Consultoria Tecnica e Representações Ltda	Rio de Janeiro (Brasile)	BRL	5.494.210	Saipem SpA	99,00	100,00	C.I.
				Snamprogetti Netherlands BV	1,00		
Boscongo SA	Pointe-Noire (Congo)	XAF	1.597.805.000	Saipem SA	100,00	100,00	C.I.
ER SAI Caspian Contractor Llc	Almaty (Kazakhstan)	KZT	1.105.930.000	Saipem International BV	50,00	50,00	C.I.
ERS - Equipment Rental & Services BV	Amsterdam (Paesi Bassi)	EUR	90.760	Soci terzi	50,00		
				Saipem International BV	100,00	100,00	C.I.
Global Petroprojects Services AG	Zurigo (Svizzera)	CHF	5.000.000	Saipem International BV	100,00	100,00	C.I.
Moss Maritime AS	Lysaker (Norvegia)	NOK	40.000.000	Saipem International BV	100,00	100,00	C.I.
Moss Maritime Inc	Houston (USA)	USD	145.000	Moss Maritime AS	100,00	100,00	C.I.
North Caspian Service Co	Almaty (Kazakhstan)	KZT	1.910.000.000	Saipem International BV	100,00	100,00	C.I.
Petrex SA	Iquitos (Perù)	PEN	762.729.045	Saipem International BV	100,00	100,00	C.I.
Professional Training Center Llc	Karakiyon District, Mangistau Oblast (Kazakhstan)	KZT	1.000.000	ER SAI Caspian Contractor Llc	100,00	50,00	C.I.
PT Saipem Indonesia	Jakarta (Indonesia)	USD	152.778.100	Saipem International BV	68,55	100,00	C.I.
				Saipem Asia Sdn Bhd	31,45		
SAGIO - Companhia Angolana de Gestão de Instalação Offshore Ltda	Luanda (Angola)	AOA	1.600.000	Saipem International BV	60,00	60,00	P.N.
				Soci terzi	40,00		

(*) C.I. = consolidamento integrale, W.I. = working interest, P.N. = valutazione al patrimonio netto, Co. = valutazione al costo

Regione sociale	Sede legale	Valuta	Capitale sociale	Soci	% Possesso	% Consolidata di pertinenza Saipem	Metodo di consolidamento (C.I., W.I., P.N., Co.) di valutazione (C)
Saigut SA de Cv	Delegacion Cuauhtemoc (Messico)	MXN	90.050.000	Saimexicana SA de Cv	100,00	100,00	C.I.
SAIMEP Lda	Maputo (Mozambico)	MZN	70.000.000	Saipem SA Saipem International BV	99,98 0,02	100,00	C.I.
Saimexicana SA de Cv	Delegacion Cuauhtemoc (Messico)	MXN	2.738.411.200	Saipem SA	100,00	100,00	C.I.
Saipem (Beijing) Technical Services Co Ltd	Pechino (Cina)	USD	1.750.000	Saipem International BV	100,00	100,00	C.I.
Saipem (Malaysia) Sdn Bhd	Kuala Lumpur (Malesia)	MYR	1.033.500	Saipem International BV Soci terzi	41,94 58,06	100,00	C.I.
Saipem (Nigeria) Ltd	Lagos (Nigeria)	NGN	259.200.000	Saipem International BV Soci terzi	89,41 10,59	89,41	C.I.
Saipem (Portugal) Comércio Marítimo, Sociedade Unipessoal Lda	Canical (Portogallo)	EUR	299.278.738	Saipem International BV	100,00	100,00	C.I.
Saipem America Inc	Wilmington (USA)	USD	1.000	Saipem International BV	100,00	100,00	C.I.
Saipem Argentina de Perforaciones, Montajes y Proyectos Sociedad Anónima, Minera, Industrial, Comercial y Financiera (**)(***)	Buenos Aires (Argentina)	ARS	1.805.300	Saipem International BV Soci terzi	99,90 0,10	99,90	P.N.
Saipem Asia Sdn Bhd	Kuala Lumpur (Malesia)	MYR	8.116.500	Saipem International BV	100,00	100,00	C.I.
Saipem Australia Pty Ltd	West Perth (Australia)	AUD	566.800.001	Saipem International BV	100,00	100,00	C.I.
Saipem Canada Inc	Montreal (Canada)	CAD	100.100	Saipem International BV	100,00	100,00	C.I.
Saipem Contracting (Nigeria) Ltd	Lagos (Nigeria)	NGN	827.000.000	Saipem International BV Soci terzi	97,94 2,06	97,94	C.I.
Saipem Contracting Algérie SpA	Algeri (Algeria)	DZD	1.556.435.000	Sofresid SA	100,00	100,00	C.I.
Saipem Contracting Netherlands BV	Amsterdam (Paesi Bassi)	EUR	20.000	Saipem International BV	100,00	100,00	C.I.
Saipem Contracting Prep SA	Panama (Panama)	USD	500	Saipem SA	100,00	100,00	C.I.
Saipem do Brasil Serviços de Petróleo Ltda	Rio de Janeiro (Brasile)	BRL	1.380.796.299	Saipem International BV	100,00	100,00	C.I.
Saipem Drilling Co Private Ltd	Mumbai (India)	INR	50.273.400	Saipem SA	100,00	100,00	C.I.
Saipem Drilling Norway AS	Sola (Norvegia)	NOK	100.000	Saipem International BV	100,00	100,00	C.I.
Saipem East Africa Ltd	Kampala (Uganda)	UGX	50.000.000	Saipem International BV Soci terzi	51,00 49,00	51,00	P.N.
Saipem Finance International BV	Amsterdam (Paesi Bassi)	EUR	1.000.000	Saipem International BV Saipem SpA	75,00 25,00	100,00	C.I.
Saipem India Projects Private Ltd	Chennai (India)	INR	407.000.000	Saipem SA	100,00	100,00	C.I.
Saipem Ingenieria Y Construcciones SLU	Madrid (Spagna)	EUR	80.000	Saipem International BV	100,00	100,00	C.I.
Saipem International BV	Amsterdam (Paesi Bassi)	EUR	172.444.000	Saipem SpA	100,00	100,00	C.I.
Saipem Libya LLC - SA.LI.CO. Llc	Tripoli (Libia)	LYD	10.000.000	Saipem International BV Snamprogetti Netherlands BV	60,00 40,00	100,00	C.I.
Saipem Ltd	Kingston upon Thames Surrey (Regno Unito)	EUR	7.500.000	Saipem International BV	100,00	100,00	C.I.

(*) C.I. = consolidamento integrale, W.I. = working interest, P.N. = valutazione al patrimonio netto, Co. = valutazione al costo

(**) Società in liquidazione.

(***) Società non operativa nell'esercizio.

Regione sociale	Sede legale	Valuta	Capitale sociale	Soci	% Possesso	% Consolidata di pertinenza Saipem	Metodo di consolidamento di valutazione (*)
Saipem Luxembourg SA	Lussemburgo (Lussemburgo)	EUR	31.002	Saipem Maritime Asset Management Luxembourg Sàrl Saipem (Portugal) Comércio Marítimo, Sociedade Unipessoal Lda	99,99 0,01	100,00	C.I.
Saipem Maritime Asset Management Luxembourg Sàrl	Lussemburgo (Lussemburgo)	USD	378.000	Saipem SpA	100,00	100,00	C.I.
Saipem Misr for Petroleum Services (S.A.E.)	Port Said (Egitto)	EUR	2.000.000	Saipem International BV ERS - Equipment Rental & Services BV Saipem (Portugal) Comércio Marítimo, Sociedade Unipessoal Lda	99,92 0,04 0,04	100,00	C.I.
Saipem Norge AS	Sola (Norvegia)	NOK	100.000	Saipem International BV	100,00	100,00	C.I.
Saipem Offshore Norway AS	Sola (Norvegia)	NOK	120.000	Saipem SpA	100,00	100,00	C.I.
Saipem SA	Montigny le Bretonneux (Francia)	EUR	26.488.695	Saipem SpA	100,00	100,00	C.I.
Saipem Services México SA de Cv	Delegacion Cuauhtemoc (Messico)	MXN	50.000	Saimexicana SA de Cv	100,00	100,00	C.I.
Saipem Singapore Pte Ltd	Singapore (Singapore)	SGD	28.890.000	Saipem SA	100,00	100,00	C.I.
Saipem Ukraine Llc (**)	Kiev (Ucraina)	EUR	4.206.061	Saipem International BV Saipem Luxembourg SA	99,00 1,00	100,00	C.I.
Saiwest Ltd (***)	Accra (Ghana)	GHS	937.500	Saipem SA Soci terzi	49,00 51,00	49,00	Co.
Sajer Iraq Co for Petroleum Services, Trading, General Contracting & Transport Llc	Baghdad (Iraq)	IQD	300.000.000	Saipem International BV Soci terzi	60,00 40,00	60,00	C.I.
Saudi Arabian Saipem Ltd	Al-Khobar (Arabia Saudita)	SAR	5.000.000	Saipem International BV Soci terzi	60,00 40,00	60,00	C.I.
Sigurd Rück AG	Zurigo (Svizzera)	CHF	25.000.000	Saipem International BV	100,00	100,00	C.I.
Snamprogetti Engineering & Contracting Co Ltd	Al-Khobar (Arabia Saudita)	SAR	10.000.000	Snamprogetti Netherlands BV Soci terzi	70,00 30,00	70,00	C.I.
Snamprogetti Engineering BV	Amsterdam (Paesi Bassi)	EUR	18.151	Saipem Maritime Asset Management Luxembourg Sàrl	100,00	100,00	C.I.
Snamprogetti Lummus Gas Ltd	Sliema (Malta)	EUR	50.000	Snamprogetti Netherlands BV Soci terzi	99,00 1,00	99,00	C.I.
Snamprogetti Netherlands BV	Amsterdam (Paesi Bassi)	EUR	203.000	Saipem SpA	100,00	100,00	C.I.
Snamprogetti Romania Srl	Bucarest (Romania)	RON	5.034.100	Snamprogetti Netherlands BV Saipem International BV	99,00 1,00	100,00	C.I.
Snamprogetti Saudi Arabia Co Ltd Llc	Al-Khobar (Arabia Saudita)	SAR	10.000.000	Saipem International BV Snamprogetti Netherlands BV	95,00 5,00	100,00	C.I.
Sofresid Engineering SA	Montigny le Bretonneux (Francia)	EUR	1.267.143	Sofresid SA Soci terzi	99,99 0,01	100,00	C.I.
Sofresid SA	Montigny le Bretonneux (Francia)	EUR	8.253.840	Saipem SA	100,00	100,00	C.I.
Sonsub International Pty Ltd	Sydney (Australia)	AUD	13.157.570	Saipem Australia Pty Ltd	100,00	100,00	C.I.

(*) C.I. = consolidamento integrale, W.I. = working interest, P.N. = valutazione al patrimonio netto, Co. = valutazione al costo

(**) Società in liquidazione.

(***) Società non operativa nell'esercizio.

Imprese collegate e controllate congiunte

Italia

Ragione sociale	Sede legale	Valuta	Capitale sociale	Soci	% Possesso	% Consolidata di pertinenza Saipem	Metodo di consolidamento di valutazione (*)
ASG Scarl	San Donato Milanese	EUR	50.864	Saipem SpA Soci terzi	55,41 44,59	55,41	P.N.
Baltica Scarl (**) (***)	Roma	EUR	10.000	Saipem SpA Soci terzi	50,00 50,00	50,00	P.N.
CEPAV (Consorzio Eni per l'Alta Velocità) Due	San Donato Milanese	EUR	51.646	Saipem SpA Soci terzi	52,00 48,00	52,00	P.N.
CEPAV (Consorzio Eni per l'Alta Velocità) Uno	San Donato Milanese	EUR	51.646	Saipem SpA Soci terzi	50,36 49,64	50,36	P.N.
Consorzio F.S.B.	Venezia - Marghera	EUR	15.000	Saipem SpA Soci terzi	29,10 70,90	29,10	Co.
Consorzio Sapro	San Giovanni Teatino	EUR	10.329	Saipem SpA Soci terzi	51,00 49,00	51,00	Co.
Modena Scarl (**)	San Donato Milanese	EUR	400.000	Saipem SpA Soci terzi	59,33 40,67	59,33	P.N.
Rodano Consortile Scarl	San Donato Milanese	EUR	250.000	Saipem SpA Soci terzi	53,57 46,43	53,57	P.N.
Rosetti Marino SpA	Ravenna	EUR	4.000.000	Saipem SA Soci terzi	20,00 80,00	20,00	P.N.
Ship Recycling Scarl	Genova	EUR	10.000	Saipem SpA Soci terzi	51,00 49,00	51,00	W.I.

Estero

02 Pearl Snc	Montigny le Bretonneux (Francia)	EUR	1.000	Saipem SA Soci terzi	50,00 50,00	50,00	P.N.
CCS LNG Mozambique Lda (***)	Maputo (Mozambico)	MZN	150.000	Saipem International BV Soci terzi	33,33 66,67	33,33	P.N.
CCS Netherlands BV (***)	Amsterdam (Paesi Bassi)	EUR	300.000	Saipem International BV Soci terzi	33,33 66,67	33,33	P.N.
CFSW LNG Constructors GP Inc (***)	Vancouver (Canada)	CAD	100	Saipem International BV Soci terzi	44,00 56,00	44,00	P.N.
Charville - Consultores e Serviços Lda	Funchal (Portogallo)	EUR	5.000	Saipem International BV Soci terzi	50,00 50,00	50,00	P.N.
CMS&A WII	Doha (Qatar)	QAR	500.000	Snamprogetti Netherlands BV Soci terzi	20,00 80,00	50,00	P.N.
CSC Japan Godo Kaisha (***)	Yokohama (Giappone)	JPY	3.000.000	CCS Netherlands BV	100,00	33,33	P.N.
CSFLNG Netherlands BV	Amsterdam (Paesi Bassi)	EUR	600.000	Saipem SA Soci terzi	50,00 50,00	50,00	P.N.
FPSO Mystras - Produção de Petróleo Lda	Funchal (Portogallo)	EUR	50.000	Saipem International BV Soci terzi	50,00 50,00	50,00	P.N.
Hazira Cryogenic Engineering & Construction Management Private Ltd	Mumbai (India)	INR	500.000	Saipem SA Soci terzi	55,00 45,00	55,00	P.N.
KWANDA Suporte Logístico Lda	Luanda (Angola)	AOA	25.510.204	Saipem SA Soci terzi	40,00 60,00	40,00	P.N.
LNG - Serviços e Gestao de Projectos Lda	Funchal (Portogallo)	EUR	5.000	Snamprogetti Netherlands BV Soci terzi	25,00 75,00	25,00	P.N.
Mangrove Gas Netherlands BV	Amsterdam (Paesi Bassi)	EUR	2.000.000	Saipem International BV Soci terzi	50,00 50,00	50,00	P.N.
Petromar Lda	Luanda (Angola)	USD	357.143	Saipem SA Soci terzi	70,00 30,00	70,00	P.N.
Sabella SAS	Quimper (Francia)	EUR	5.263.495	Sofresid Engineering SA Soci terzi	22,04 77,96	22,04	P.N.

(*) C.I. = consolidamento integrale, W.I. = working interest, P.N. = valutazione al patrimonio netto, Co. = valutazione al costo

(**) Società in liquidazione.

(***) Società non operativa nell'esercizio.

Regione sociale	Sede legale	Valuta	Capitale sociale	Soci	% Possesso	% Consolidata di pertinenza Saipem	Metodo di consolidamento di valutazione ^(*)
Saidel Ltd	Victoria Island - Lagos (Nigeria)	NGN	236.650.000	Saipem International BV Soci terzi	49,00 51,00	49,00	P.N.
Saipar Drilling Co BV	Amsterdam (Paesi Bassi)	EUR	20.000	Saipem International BV Soci terzi	50,00 50,00	50,00	P.N.
Saipem Dangote E&C Ltd ^(****)	Victoria Island - Lagos (Nigeria)	NGN	100.000.000	Saipem International BV Soci terzi	49,00 51,00	49,00	P.N.
Saipem Taqa Al Rushaid Fabricators Co Ltd	Dammam (Arabia Saudita)	SAR	40.000.000	Saipem International BV Soci terzi	40,00 60,00	40,00	P.N.
Saipon Snc	Montigny le Bretonneux (Francia)	EUR	20.000	Saipem SA Soci terzi	60,00 40,00	60,00	W.I.
Sairus Llc	Krasnodar (Federazione Russa)	RUB	83.603.800	Saipem International BV Soci terzi	50,00 50,00	50,00	P.N.
Société pour la Réalisation du Port de Tanger Méditerranée	Anjra (Marocco)	EUR	33.000	Saipem SA Soci terzi	33,33 66,67	33,33	P.N.
Southern Gas Constructors Ltd	Lagos (Nigeria)	NGN	10.000.000	Saipem International BV Soci terzi	50,00 50,00	50,00	P.N.
SPF - TKP Omifpro Snc	Parigi (Francia)	EUR	50.000	Saipem SA Soci terzi	50,00 50,00	50,00	P.N.
Sud-Soyo Urban Development Lda ^(****)	Soyo (Angola)	AOA	20.000.000	Saipem SA Soci terzi	49,00 51,00	49,00	P.N.
Tchad Cameroon Maintenance BV ^(****)	Rotterdam (Paesi Bassi)	EUR	18.000	Saipem SA Soci terzi	40,00 60,00	40,00	P.N.
Tecnoprojecto Internacional Projectos e Realizações Industriais SA	Porto Salvo - Concelho de Oeiras (Portogallo)	EUR	700.000	Saipem SA Soci terzi	42,50 57,50	42,50	P.N.
T.C.P.I. Angola Tecnoprojecto Internacional SA	Luanda (Angola)	AOA	9.000.000	Petromar Lda Soci terzi	35,00 65,00	24,50	P.N.
TMBYS SAS	Guyancourt (Francia)	EUR	30.000	Saipem SA Soci terzi	33,33 66,67	33,33	P.N.
TSGI Mühendislik İnşaat Ltd Şirketi	Istanbul (Turchia)	TRY	600.000	Saipem Ingenieria Y Construcciones SLU Soci terzi	30,00 70,00	33,33	P.N.
TSKJ II - Construções Internacionais, Sociedade Unipessoal, Lda	Funchal (Portogallo)	EUR	5.000	TSKJ - Serviços de Engenharia Lda	100,00	25,00	P.N.
TSKJ - Nigeria Ltd	Lagos (Nigeria)	NGN	50.000.000	TSKJ II - Construções Internacionais, Sociedade Unipessoal, Lda	100,00	25,00	P.N.
TSKJ - Serviços de Engenharia Lda	Funchal (Portogallo)	EUR	5.000	Snamprogetti Netherlands BV Soci terzi	25,00 75,00	25,00	P.N.
Xodus Subsea Ltd	Londra (Regno Unito)	GBP	1.000.000	Saipem International BV Soci terzi	50,00 50,00	50,00	P.N.

Le società partecipate sono 109 di cui: 61 consolidate con il metodo integrale, 2 consolidate con il metodo del working interest, 43 valutate con il metodo del patrimonio netto e 3 valutate al costo.

Al 30 giugno 2016 le imprese di Saipem SpA sono così ripartite:

	Controllate			Collegate e controllate congiunte		
	Italia	Estero	Totale	Italia	Estero	Totale
Imprese controllate/Joint operation e loro partecipazioni	5	56	61	1	1	2
Consolidate con il metodo integrale	5	56	61	-	-	-
Consolidate con il metodo del working interest	-	-	-	1	1	2
Partecipazioni di imprese consolidate ⁽¹⁾	-	4	4	9	33	42
Valutate con il criterio del patrimonio netto	-	3	3	7	33	40
Valutate con il criterio del costo	-	1	1	2	-	2
Totale imprese	5	60	65	10	34	44

(1) Le partecipazioni di imprese controllate/joint operation valutate con il metodo del patrimonio netto o con il metodo del costo riguardano le imprese non significative e le imprese in cui il consolidamento non produce effetti significativi.

(*) C.I. = consolidamento integrale, W.I. = working interest, P.N. = valutazione al patrimonio netto, Co. = valutazione al costo

(****) Società non operativa nell'esercizio.

Variazioni dell'area di consolidamento

Nel corso dei primi sei mesi del 2016 non sono intervenute variazioni significative nell'area di consolidamento del Gruppo rispetto alla relazione finanziaria annuale al 31 dicembre 2015. Le variazioni intervenute sono esposte nel seguito in ordine di accadimento.

Costituzioni, dismissioni, liquidazioni, fusioni, cambiamenti nel criterio di consolidamento:

- la società **Saipem Ukraine Llc**, consolidata con il metodo integrale, è stata posta in liquidazione;
- la società **Snamprogetti Ltd**, precedentemente consolidata con il metodo integrale e dal 1° gennaio 2016 valutata con il criterio del costo per irrilevanza, è stata cancellata dal Registro delle Imprese;
- la società **Baltica Scarl**, valutata con il metodo del patrimonio netto, è stata posta in liquidazione;
- è stata costituita la società **INFRA SpA** con sede in Italia, consolidata con il metodo integrale;

- la società **Tchad Cameroon Maintenance BV**, valutata con il metodo del patrimonio netto, è stata posta in liquidazione;
- la società **S.B.K. Baltica Società Consortile a Responsabilità Limitata Spółka Komandytowa**, valutata con il criterio del costo, è stata posta in liquidazione e successivamente cancellata dal Registro delle Imprese;
- è stata costituita la società **CFSW LNG Constructors GP Inc**, con sede in Canada, valutata con il metodo del patrimonio netto.

Cambiamenti di ragione sociale o spostamenti da partecipata senza effetti sul consolidato:

- la società **Consorzio FSB**, valutata con il criterio del costo, ha ridefinito le quote dei consorziati come segue: 29,1% Saipem SpA e 70,9% soci terzi;
- la società **Saipem SpA** ha acquistato da Saipem International BV il 25% delle azioni della Saipem Finance International BV;
- la società **Saipem SA** ha acquistato da Saipem International BV l'intera partecipazione nella società Saipem Drilling Co Private Ltd;
- la società **Saipem SA** ha ceduto a terzi il 31% delle azioni della Saiwest Ltd.

ATTIVITÀ CORRENTI

1 Disponibilità liquide ed equivalenti

Le disponibilità liquide ed equivalenti di 1.656 milioni di euro aumentano di 590 milioni di euro rispetto al 31 dicembre 2015 (1.066 milioni di euro).

Le disponibilità liquide di fine periodo, denominate in euro per il 37%, in dollari USA per il 38% e in altre valute per il 25%, hanno trovato remunerazione a un tasso medio dello 0,28% e sono riferibili per 171 milioni di euro (177 milioni di euro al 31 dicembre 2015) a depositi presso una società finanziaria del Gruppo Eni. La voce include denaro e valori in cassa per 3 milioni di euro (1 milione di euro al 31 dicembre 2015).

Le disponibilità presso due conti correnti della controllata Saipem Contracting Algérie SpA (per un totale di 78 milioni di euro equivalenti al 30 giugno 2016) sono oggetto, dal febbraio 2010, di un blocco dei movimenti bancari a seguito di un'investigazione su terzi. Rispetto alla situazione al 31 dicembre 2015 (82 milioni di euro equivalenti), la variazione in diminuzione di 4 milioni di euro nell'importo bloccato è dovuta a differenze cambio (per ulteriori dettagli si rimanda alla sezione "Contenziosi - Algeria - Il procedimento in Algeria"). Inoltre sono in essere blocchi temporanei su un conto di una filiale estera di Saipem SpA e su diversi conti di una società controllata estera, nonché depositi vincolati su due società controllate estere, a fronte di dispute con alcuni fornitori, per complessivi 6 milioni di euro equivalenti.

Le disponibilità esistenti al 30 giugno 2016 sono riconducibili alla Capogruppo e ad altre società del Gruppo con la seguente ripartizione per area geografica (con riferimento al Paese in cui è domiciliato il rapporto finanziario):

(milioni di euro)	31.12.2015	30.06.2016
Italia	63	861
Resto d'Europa	418	319
CSI	191	61
Medio Oriente	123	180
Estremo Oriente	30	37
Africa Settentrionale	87	82
Africa Occidentale e Resto Africa	134	63
Americhe	20	53
Totale	1.066	1.656

Per il dettaglio degli importi relativi ai progetti in esecuzione in Algeria si faccia riferimento alla nota 47 "Altre informazioni: Algeria" a pagina 125.

2 Altre attività finanziarie negoziabili o disponibili per la vendita

Le altre attività negoziabili o disponibili per la vendita, pari a 26 milioni di euro (26 milioni di euro al 31 dicembre 2015), si analizzano come segue:

(milioni di euro)	31.12.2015	30.06.2016
Titoli non strumentali all'attività operativa		
Titoli quotati emessi da Stati sovrani	23	23
Titoli quotati emessi da istituti finanziari	3	3
Totale	26	26

I titoli quotati emessi da Stati sovrani al 30 giugno 2016 di 23 milioni di euro si analizzano come segue:

(milioni di euro)	Valore nominale	Fair value	Tasso di rendimento nominale (%)	Anno di scadenza	Classe di rating Moody's
Tasso fisso					
Francia	3	3	2,50	2020	AA
Irlanda	4	5	5,00	2020	A+
Spagna	2	2	3,75	2018	BBB+
Polonia	7	8	3,75	2023	BBB+
Altri	4	5	2,50	2020	BBB+
Totale	20	23			

Titoli per 3 milioni di euro sono emessi da istituti finanziari con classe di rating Aaa (Moody's).

3 Crediti commerciali e altri crediti

I crediti commerciali e altri crediti di 2.816 milioni di euro (3.348 milioni di euro al 31 dicembre 2015) si analizzano come segue:

(milioni di euro)	31.12.2015	30.06.2016
Crediti commerciali	2.807	2.388
Crediti finanziari strumentali all'attività operativa	4	4
Crediti finanziari non strumentali all'attività operativa	30	3
Acconti per servizi	281	239
Altri crediti	226	182
Totale	3.348	2.816

I crediti sono esposti al netto del fondo svalutazione di 520 milioni di euro.

(milioni di euro)	31.12.2015	Accantonamenti	Utilizzi	Differenze di cambio da conversione	Altre variazioni	30.06.2016
Crediti commerciali	441	98	(16)	(7)	-	516
Altri crediti	5	-	(1)	-	-	4
Totale	446	98	(17)	(7)	-	520

I crediti commerciali di 2.388 milioni di euro diminuiscono di 419 milioni di euro a seguito dell'incasso di crediti relativi a progetti in Medio Oriente e Messico e dell'incremento del fondo svalutazione, principalmente riconducibile alla svalutazione di crediti scaduti nella Business Unit Drilling Onshore e sui progetti con tempistiche di incasso più incerte.

Al 30 giugno 2016 sono state poste in essere operazioni di cessione pro-soluto senza notifica di crediti commerciali, anche non scaduti, per un importo di 392 milioni di euro (280 milioni di euro al 31 dicembre 2015). Saipem SpA provvede alla gestione degli incassi dei crediti ceduti e al trasferimento delle somme ricevute alle società di factoring.

I crediti commerciali comprendono ritenute in garanzia per lavori in corso su ordinazione per 236 milioni di euro (223 milioni di euro al 31 dicembre 2015), di cui 92 milioni di euro scadenti entro l'esercizio e 144 milioni di euro scadenti oltre l'esercizio.

I crediti finanziari strumentali all'attività operativa di 4 milioni di euro (4 milioni di euro al 31 dicembre 2015) si riferiscono principalmente al credito vantato da Saipem SpA verso Serfactoring SpA.

I crediti finanziari non strumentali all'attività operativa di 3 milioni di euro (30 milioni di euro al 31 dicembre 2015) diminuiscono sensibilmente a seguito della definizione della vicenda TSKJ (per una trattazione completa si rimanda alla sezione "Contenziosi").

Gli altri crediti di 182 milioni di euro si analizzano come segue:

(milioni di euro)	31.12.2015	30.06.2016
Crediti verso:		
- compagnie di assicurazione	18	20
- personale	36	19
Depositi cauzionali	13	12
Altri crediti	159	131
Totale	226	182

I crediti commerciali e gli altri crediti verso parti correlate sono dettagliati alla nota 43 "Rapporti con parti correlate".

La valutazione al fair value dei crediti commerciali e altri crediti non produce effetti significativi considerato il breve periodo di tempo intercorrente tra il sorgere del credito e la sua scadenza.

Per il dettaglio degli importi relativi ai progetti in esecuzione in Algeria si faccia riferimento alla nota 47 "Altre informazioni: Algeria" a pagina 125.

4 Rimanenze

Le rimanenze di 2.557 milioni di euro (2.286 milioni di euro al 31 dicembre 2015) si analizzano come segue:

(milioni di euro)	31.12.2015	30.06.2016
Materie prime, sussidiarie e di consumo	497	462
Lavori in corso su ordinazione	1.789	2.095
Totale	2.286	2.557

La voce "Materie prime, sussidiarie e di consumo" comprende parti di ricambio per l'attività di perforazione e di costruzione, nonché materiale di consumo destinato a uso interno e non alla vendita, ed è esposta al netto del fondo svalutazione di 83 milioni di euro.

(milioni di euro)	31.12.2015	Accantonamenti	Utilizzi	Altre variazioni	30.06.2016
Fondo svalutazioni rimanenze materie prime, sussidiarie e di consumo	61	26	(4)	-	83
Totale	61	26	(4)	-	83

La voce "Lavori in corso su ordinazione" è determinata dalla differenza temporale tra stati d'avanzamento operativi dei progetti e il raggiungimento di stati d'avanzamento contrattuali che consentono la fatturazione, nonché dal riconoscimento di corrispettivi aggiuntivi ritenuti probabili e prudenzialmente misurati.

L'ammontare dei lavori in corso su ordinazione è aumentato rispetto all'esercizio 2015 per l'effetto dell'avanzamento dei progetti nell'esercizio, in attesa del riconoscimento delle milestone da parte dei committenti.

Le informazioni sui contratti di costruzione, contabilizzati in accordo allo IAS 11, sono riportate alla nota 42 "Informazioni per settore di attività, per area geografica e contratti di costruzione".

Per il dettaglio degli importi relativi ai progetti in esecuzione in Algeria si faccia riferimento alla nota 47 "Altre informazioni: Algeria" a pagina 125.

5 Attività per imposte sul reddito correnti

Le attività per imposte sul reddito correnti di 218 milioni di euro (253 milioni di euro al 31 dicembre 2015) si analizzano come segue:

(milioni di euro)	31.12.2015	30.06.2016
Amministrazione finanziaria italiana	53	53
Amministrazioni finanziarie estere	200	165
Totale	253	218

6 Attività per altre imposte correnti

Le attività per altre imposte correnti di 421 milioni di euro (376 milioni di euro al 31 dicembre 2015) si analizzano come segue:

(milioni di euro)	31.12.2015	30.06.2016
Amministrazione finanziaria italiana	67	81
Amministrazioni finanziarie estere	309	340
Totale	376	421

7 Altre attività correnti

Le altre attività correnti di 167 milioni di euro (209 milioni di euro al 31 dicembre 2015) si analizzano come segue:

(milioni di euro)	31.12.2015	30.06.2016
Fair value su contratti derivati qualificati di copertura	42	36
Fair value su contratti derivati non qualificati di copertura	26	7
Altre attività	141	124
Totale	209	167

Al 30 giugno 2016 la valutazione del fair value su contratti derivati ha evidenziato un plusvalore pari a 43 milioni di euro (68 milioni di euro al 31 dicembre 2015).

Il fair value degli strumenti finanziari derivati è stato determinato considerando modelli di valutazione diffusi in ambito finanziario e i parametri di mercato (tassi di cambio e tassi di interesse) alla data di chiusura del periodo.

Il fair value delle operazioni a termine (outright, forward e currency swap) è stato determinato confrontando il valore attuale netto alle condizioni negoziali delle operazioni in essere al 30 giugno 2016 con il valore attuale ricalcolato alle condizioni quotate dal mercato alla data di chiusura del periodo. Il modello utilizzato è quello del Valore Attuale Netto (VAN); i parametri sono il tasso di cambio spot negoziale e quello alla chiusura del periodo con le relative curve dei tassi di interesse a termine sulle valute negoziate.

L'analisi complessiva delle attività relative al calcolo del fair value su contratti derivati, comprensivi della parte a lungo termine e suddivisi per tipologia, è la seguente:

(milioni di euro)	Attivo 31.12.2015			Attivo 30.06.2016		
	Fair value	Impegni di		Fair value	Impegni di	
		acquisto	vendita		acquisto	vendita
1) Contratti derivati qualificati di copertura:						
- contratti a termine su valute (componente Spot)						
. acquisti	20			16		
. vendite	34			35		
Totale	54			51		
- contratti a termine su valute (componente Forward)						
. acquisti	3			5		
. vendite	(5)			(20)		
Totale	(2)	1.154	1.703	(15)	557	1.967
- contratti a termine su merci (componente Forward)						
. acquisti	-			1		
Totale	-	-	-	1		
Totale contratti derivati qualificati di copertura	52	1.154	1.703	37	557	1.967
2) Contratti derivati non qualificati di copertura:						
- contratti a termine su valute (componente Spot)						
. acquisti	9			4		
. vendite	17			2		
Totale	26			6		
- contratti a termine su valute (componente Forward)						
. acquisti	1			1		
. vendite	(1)			-		
Totale	-	777	865	1	268	57
- contratti a termine su merci (componente Forward)						
. vendite						
Totale						
Totale contratti derivati qualificati non di copertura	26	777	865	7	268	57
Totale	78	1.931	2.568	44	825	2.024

Le operazioni di copertura cash flow hedge riguardano operazioni di acquisto o vendita a termine (outright, forward e currency swap).

La rilevazione degli effetti sul conto economico e il realizzo dei flussi economici delle transazioni future altamente probabili oggetto di copertura al 30 giugno 2016 sono previsti in un arco temporale fino al 2017.

Nel corso del primo semestre del 2016 non vi sono stati casi significativi in cui, a fronte di operazioni qualificate precedentemente come di copertura, la realizzazione dell'oggetto della copertura non sia stata più considerata altamente probabile.

Il fair value attivo su contratti derivati qualificati di copertura al 30 giugno 2016, comprensivo della parte a lungo termine illustrato alla nota 13 "Altre attività non correnti", ammonta a 37 milioni di euro (52 milioni di euro al 31 dicembre 2015). A fronte di tali derivati, la componente spot, pari a 51 milioni di euro (54 milioni di euro al 31 dicembre 2015), è stata sospesa nella riserva di hedging per un importo di 46 milioni di euro (50 milioni di euro al 31 dicembre 2015) e contabilizzata nei proventi e oneri finanziari per 5 milioni di euro (4 milioni di euro al 31 dicembre 2015), mentre la componente forward, non designata come strumento di copertura, è stata contabilizzata nei proventi e oneri finanziari per 14 milioni di euro (2 milioni di euro al 31 dicembre 2015).

Il fair value passivo su contratti derivati qualificati di copertura al 30 giugno 2016, indicato alla nota 18 "Altre passività correnti" e comprensivo della parte a lungo termine illustrato alla nota 23 "Altre passività non correnti", ammonta a 36 milioni di euro (120 milioni di euro al 31 dicembre 2015). A fronte di tali derivati, la componente spot, pari a 31 milioni di euro, è stata sospesa nella riserva di hedging per un importo di 26 milioni di euro (105 milioni di euro al 31 dicembre 2015) e contabilizzata nei proventi e oneri finanziari per 5 milioni di euro (6 milioni di euro al 31 dicembre 2015), mentre la componente forward è stata contabilizzata nei proventi e oneri finanziari per 5 milioni di euro (9 milioni di euro al 31 dicembre 2015).

Nel corso del primo semestre del 2016 i costi e i ricavi della gestione caratteristica sono stati rettificati per un importo netto negativo di 65 milioni di euro a fronte delle coperture effettuate.

Le altre attività al 30 giugno 2016 ammontano a 124 milioni di euro, con un decremento di 17 milioni di euro rispetto al 31 dicembre 2015, e sono costituite principalmente da costi non di competenza del periodo.

Le altre attività verso parti correlate sono dettagliate alla nota 43 "Rapporti con parti correlate".

ATTIVITÀ NON CORRENTI

8 Immobili, impianti e macchinari

Gli immobili, impianti e macchinari di 7.016 milioni di euro (7.287 milioni di euro al 31 dicembre 2015) si analizzano come segue:

(milioni di euro)	Valore lordo al 31.12.2015	Fondo ammortamento e svalutazione al 31.12.2015	Valore netto al 31.12.2015	Investimenti	Ammortamenti e svalutazioni	Dismissioni	Differenze cambio	Altre variazioni	Saldo finale netto al 30.06.2016	Saldo finale lordo al 30.06.2016	Fondo ammortamento e svalutazione al 30.06.2016
Immobili, impianti e macchinari	13.979	6.692	7.287	92	(340)	(6)	(17)	-	7.016	13.952	6.936
Totale	13.979	6.692	7.287	92	(340)	(6)	(17)	-	7.016	13.952	6.936

Gli investimenti tecnici effettuati nel corso del primo semestre del 2016 ammontano a 92 milioni di euro (265 milioni di euro nel primo semestre 2015) e hanno principalmente riguardato:

- per l'Engineering & Construction Offshore 48 milioni di euro: interventi di mantenimento e upgrading di mezzi esistenti;
- per l'Engineering & Construction Onshore 2 milioni di euro: acquisto di attrezzature;
- per il Drilling Offshore 18 milioni di euro: lavori di classe della piattaforma semisommersibile Scarabeo 6 e del mezzo di perforazione autosollevante Perro Negro 5, oltre a interventi di manutenzione e upgrading sugli altri mezzi;
- per il Drilling Onshore 24 milioni di euro: upgrading dei due impianti destinati a operare in Kuwait, nell'ambito di due contratti già in portafoglio, nonché upgrading degli altri asset.

Nel corso del semestre non sono stati capitalizzati oneri finanziari.

Le differenze di cambio da conversione dei bilanci delle imprese operanti in aree diverse dall'euro sono negative per 17 milioni di euro.

Gli immobili, impianti e macchinari completamente ammortizzati ancora in uso riguardano principalmente attrezzature industriali acquistate per progetti specifici e interamente ammortizzate durante il periodo di esecuzione degli stessi.

Nel corso del semestre non sono stati portati a decremento degli immobili, impianti e macchinari, contributi pubblici.

Su immobili, impianti e macchinari non sono in essere al 30 giugno 2016 garanzie reali.

Il totale degli impegni su investimenti in corso di esecuzione alla data del 30 giugno 2016 ammonta a 84 milioni di euro (62 milioni di euro al 31 dicembre 2015), come indicato nel paragrafo "Gestione dei rischi d'impresa" della "Relazione intermedia sulla gestione".

Gli immobili, impianti e macchinari comprendono beni condotti in locazione finanziaria per 32 milioni di euro equivalenti, riferiti a contratti di locazione finanziaria per l'utilizzo di due impianti di perforazione terra in Arabia Saudita per la durata di 36 mesi.

Nel rivedere i propri indicatori di impairment, il Gruppo prende in considerazione, tra gli altri fattori, il rapporto tra la propria capitalizzazione di mercato e il proprio patrimonio netto contabile. Al 30 giugno 2016 la capitalizzazione di mercato del Gruppo era inferiore al valore contabile del patrimonio netto, situazione che indica una potenziale perdita di valore dell'avviamento e/o delle altre attività. Per tale ragione, nonostante la parziale ripresa dei prezzi del petrolio nel primo semestre dell'anno, tenendo conto del perdurare di un contesto di mercato caratterizzato da grande volatilità, è stato effettuato un test di impairment per singola cash generating unit. In particolare, le cash generating unit sono rappresentate da due unità di floating production (leased FPSO), dalle altre attività del settore E&C Offshore, dal settore E&C Onshore, dal settore Drilling Onshore e dai singoli mezzi navali di perforazione mare (14 distinti offshore rig).

Sulla base delle analisi effettuate il valore di iscrizione delle cash generating unit oggetto del test risulta recuperabile tramite l'uso e di conseguenza non si ravvisa la necessità di ridurre il valore di iscrizione.

La verifica della recuperabilità dei valori di iscrizione delle CGU è stata effettuata confrontando il rispettivo valore di libro con il relativo valore recuperabile, rappresentato dal maggiore tra il valore d'uso e il fair value, al netto degli oneri di dismissione. Considerata la natura delle attività Saipem, il calcolo del valore recuperabile delle cash generating unit è determinato sulla base del valore d'uso ottenendo attualizzando i flussi di cassa futuri generati da ciascuna delle cash generating unit.

I flussi di cassa prospettici sono determinati sulla base delle migliori informazioni disponibili al momento della stima considerando le attese future del management relative ai rispettivi mercati di riferimento. Le proiezioni del Piano Strategico 2016-2019 approvato dal Consiglio di Amministrazione nel mese di ottobre 2015 sono state utilizzate ai fini del test di impairment come base per la stima dei flussi di cassa per i primi quattro anni, tenendo conto dell'ultimo aggiornamento disponibile sui risultati attesi per il 2016 e dell'impatto di specifiche rinegoziazioni di alcuni contratti di perforazione mare nei successivi anni di piano. Per gli anni successivi al quarto i flussi di cassa sono calcolati sulla base di un Terminal Value, determinato: (a) per le cash generating unit E&C Onshore, Drilling Onshore e per le altre attività E&C Offshore sulla base del metodo della perpetuity applicando al flusso di cassa terminale "normalizzato" (per tenere conto ad esempio dell'entrata in produzione dei nuovi investimenti previsti a piano o della ciclicità del settore) un tasso di crescita nullo in termini reali; (b) per le cash generating unit Leased FPSO e per i rig di perforazione mare, sulla vita economico-tecnica residua dei singoli asset, in coerenza con il piano investimenti, considerando oltre l'orizzonte di piano: (i) le rate di noleggio per i singoli mezzi attese dal management, invariate rispetto a quelle utilizzate nel test per il bilancio 2015; (ii) i giorni di utilizzo "normalizzati" (per tener conto delle fermate degli impianti per manutenzione, etc.); (iii) i costi operativi sulla base dei valori dell'ultimo anno di piano inflazionati; (iv) gli investimenti per manutenzioni cicliche e sostituzioni normalizzati.

Il valore d'uso è determinato attualizzando i flussi di cassa al netto delle imposte con un tasso di sconto pari al 6,2% (in linea rispetto al tasso utilizzato per il bilancio consolidato 2015). Tale tasso di sconto (WACC) riflette l'apprezzamento del mercato del valore finanziario del tempo e dei rischi specifici dell'attività di Saipem non riflessi nelle stime dei flussi di cassa ed è stato sti-

mato tenendo conto: (i) di un costo del debito coerente con quello stimato nel quadriennio di piano; (ii) del leverage medio di Saipem lungo il periodo di Piano; (iii) del beta del titolo Saipem. Il riferimento a flussi di cassa e a tassi di sconto al netto delle imposte è adottato in quanto produce risultati equivalenti a quelli derivanti da una valutazione con flussi di cassa e tassi di sconto ante imposte.

Le assunzioni più rilevanti ai fini della stima del valore recuperabile delle 16 cash generating unit riferite ai mezzi navali riguardano principalmente il risultato operativo delle cash generating unit (dipendente dalla combinazione di diversi fattori tra cui le rate di noleggio delle navi) e il tasso di attualizzazione dei flussi di cassa. Vengono di seguito analizzati gli effetti che la variazione nei parametri utilizzati per la stima produrrebbe sul valore recuperabile di tali cash generating unit:

- incrementi del tasso di attualizzazione dell'1% determinerebbero una riduzione del capitale investito netto di 8 milioni di euro;
- decrementi delle rate giornaliere di lungo termine del 10% rispetto alle rate ipotizzate nei piani determinerebbero una riduzione del capitale investito netto di 72 milioni di euro.

Con riferimento alla cash generating unit Drilling Onshore, l'eccedenza del valore recuperabile rispetto al corrispondente valore del capitale investito netto a essa riferito si azzerava al verificarsi di variazioni nelle assunzioni di base pari, alternativamente, a:

- una riduzione del 13% del risultato operativo lungo tutto il periodo di piano e nella perpetuity;
- l'utilizzo di un tasso di attualizzazione del 6,8%;
- l'utilizzo di un tasso di crescita terminale dei flussi di cassa dell'1,4%.

Inoltre, l'eccedenza del valore recuperabile rispetto al valore del capitale investito netto riferito alla CGU Drilling Onshore resta positiva anche azzerando i flussi da capitale circolante.

9 Attività immateriali

Le attività immateriali di 759 milioni di euro (758 milioni di euro al 31 dicembre 2015) si analizzano come segue:

(milioni di euro)	Valore lordo al 31.12.2015	Fondo ammortamento e svalutazione al 31.12.2015	Valore netto al 31.12.2015	Investimenti	Ammortamenti e svalutazioni	Dismissioni	Differenze cambio	Altre variazioni	Saldo finale netto al 30.06.2016	Saldo finale lordo al 30.06.2016	Fondo ammortamento e svalutazione al 30.06.2016
Attività immateriali a vita utile definita	201	170	31	5	(5)	-	-	-	31	206	175
Altre attività immateriali a vita utile indefinita	727	-	727	-	-	-	1	-	728	728	-
Totale	928	170	758	5	(5)	-	1	-	759	934	175

Il goodwill di 728 milioni di euro si riferisce principalmente alla differenza fra il prezzo di acquisto, comprensivo degli oneri accessori, e il patrimonio netto di Saipem SA (689 milioni di euro), di Sofresid SA (21 milioni di euro) e del Gruppo Moss Maritime (13 milioni di euro), alle rispettive date di acquisizione del controllo.

Ai fini della determinazione del valore recuperabile, il goodwill è stato allocato nelle seguenti cash generating unit:

(milioni di euro)	30.06.2016
E&C Offshore	415
E&C Onshore	313
Totale	728

La variazione del goodwill allocato alla cash generating unit E&C Onshore è relativa al goodwill del Gruppo Moss Maritime per effetto della variazione del tasso di cambio.

Il valore recuperabile delle due cash generating unit in oggetto, a cui è stato allocato il goodwill, è determinato sulla base del valore d'uso ottenuto attualizzando i flussi di cassa futuri generati da ciascuna delle cash generating unit in esame.

La base di previsione dei flussi di cassa nel periodo esplicito (quattro anni) delle CGU a cui è allocato il goodwill è il Piano Strategico 2016-2019 approvato dal Consiglio di Amministrazione nel mese di ottobre 2015, tenendo conto dell'ultimo aggiornamento disponibile sui risultati attesi per il 2016.

Il valore d'uso è determinato attualizzando i flussi di cassa futuri al netto delle imposte con un tasso di sconto pari al 6,2%. Per la determinazione del valore terminale (oltre l'orizzonte di previsione esplicita dei flussi) è stato utilizzato un tasso di crescita perpetua pari al 2% applicato al flusso terminale normalizzato per tenere conto della ciclicità del business. Le assunzioni adottate sono basate sull'esperienza passata e tengono conto degli attuali livelli dei tassi di interesse, dei rischi dell'attività, nonché delle aspettative di crescita a lungo termine nei business.

Il riferimento a flussi di cassa e a tassi di sconto al netto delle imposte è adottato in quanto produce risultati equivalenti a quelli derivati da una valutazione con flussi di cassa e tassi di sconto ante imposte.

La tabella seguente riporta le eccedenze del valore recuperabile delle cash generating unit E&C Offshore ed E&C Onshore rispetto ai corrispondenti valori di libro comprensivi del goodwill a esse riferito.

(milioni di euro)	Offshore	Onshore	Totale
Goodwill	415	313	728
Eccedenza del valore recuperabile sul valore di libro	3.689	1.180	4.869

Le assunzioni più rilevanti ai fini della stima del valore recuperabile riguardano principalmente il risultato operativo della cash generating unit (dipendente dalla combinazione di diversi fattori quali, ad esempio, i volumi di attività, i prezzi di vendita dei servizi, la marginalità realizzata sui progetti, la struttura dei costi), il tasso di attualizzazione dei flussi di cassa, il tasso di crescita terminale degli stessi e l'evoluzione del capitale circolante. Vengono di seguito analizzati gli effetti delle variazioni di tali parametri sull'eccedenza del valore recuperabile rispetto ai valori di iscrizione (incluso il goodwill).

L'eccedenza del valore recuperabile della cash generating unit Offshore rispetto al corrispondente valore di libro comprensivo del goodwill a essa riferito si azzerava al verificarsi di variazioni nelle assunzioni di base pari, alternativamente, a:

- una riduzione del 65% del risultato operativo;
- l'utilizzo di un tasso di attualizzazione del 13,1%;
- l'utilizzo di un tasso di crescita terminale dei flussi di cassa negativo.

Inoltre, l'eccedenza del valore recuperabile rispetto al valore del capitale investito netto riferito alla CGU Offshore resta positiva anche azzerando i flussi da capitale circolante.

L'eccedenza del valore recuperabile rispetto al valore di libro della cash generating unit Onshore compreso il goodwill allocato si azzerava al verificarsi di variazioni nelle assunzioni di base pari, alternativamente, a:

- una riduzione del 72% del risultato operativo;
- l'utilizzo di un tasso di attualizzazione del 15,4%;
- l'utilizzo di un tasso di crescita terminale dei flussi di cassa negativo.

Inoltre, l'eccedenza del valore recuperabile rispetto al valore del capitale investito netto riferito alla CGU Onshore resta positiva anche azzerando i flussi da capitale circolante.

10 Partecipazioni valutate con il metodo del patrimonio netto

Le partecipazioni valutate con il metodo del patrimonio netto di 143 milioni di euro (135 milioni di euro al 31 dicembre 2015) si analizzano come segue:

(milioni di euro)	Valore iniziale netto	Acquisizioni e sottoscrizioni	Cessioni e rimborsi	Quota di utili da valutazione al patrimonio netto	Quota di perdite da valutazione al patrimonio netto	Decremento per dividendi	Variazione area di consolidamento	Differenze cambio da conversione	Variazione con effetto a riserva	Altre variazioni	Valore finale netto	Fondo svalutazione
31.12.2015												
Partecipazioni in imprese joint venture e collegate	120	1	-	18	(9)	(3)	-	7	-	1	135	-
Totale	120	1	-	18	(9)	(3)	-	7	-	1	135	-
30.06.2016												
Partecipazioni in imprese joint venture e collegate	135	-	-	13	(2)	-	-	(3)	-	-	143	-
Totale	135	-	-	13	(2)	-	-	(3)	-	-	143	-

Le partecipazioni in imprese controllate, a controllo congiunto e collegate sono dettagliate nel paragrafo "Area di consolidamento al 30 giugno 2016".

I proventi da valutazione con il metodo del patrimonio netto, pari a 13 milioni di euro, riguardano per 6 milioni di euro il risultato di periodo di società a controllo congiunto e per 7 milioni di euro il risultato di periodo di società collegate.

Gli oneri da valutazione con il metodo del patrimonio netto ammontano a 2 milioni di euro.

Il valore netto di iscrizione delle partecipazioni valutate con il metodo del patrimonio netto si riferisce alle seguenti imprese:

(milioni di euro)	Partecipazione del Gruppo (%)	Valore netto al 31.12.2015	Valore netto al 30.06.2016
Rosetti Marino SpA	20,00	31	31
Petromar Lda	70,00	45	46
Altre		59	66
Totale partecipazioni in imprese joint venture e collegate		135	143

Il totale delle partecipazioni valutate con il metodo del patrimonio netto non include lo stanziamento del fondo copertura perdite, compreso nei fondi per rischi e oneri, di 2 milioni di euro (1 milione di euro al 31 dicembre 2015).

11 Altre attività finanziarie

Al 30 giugno 2016 le altre attività finanziarie a lungo termine ammontano a 1 milione di euro (1 milione di euro al 31 dicembre 2015) e si riferiscono a crediti finanziari non strumentali all'attività operativa vantati dalla società Sofresid SA.

12 Attività per imposte anticipate

Le attività per imposte anticipate di 470 milioni di euro (460 milioni di euro al 31 dicembre 2015) sono indicate al netto delle passività per imposte differite compensabili.

(milioni di euro)	31.12.2015	Accantonamenti (Utilizzi)	Differenze di cambio da conversione	Altre variazioni	30.06.2016
Attività per imposte anticipate	460	60	(21)	(29)	470
Totale	460	60	(21)	(29)	470

La voce "Altre variazioni", negativa per 29 milioni di euro, comprende: (i) la compensazione a livello di singola impresa delle imposte anticipate con le passività per imposte differite (positiva per 2 milioni di euro); (ii) la rilevazione (negativa per 15 milioni di euro) in contropartita alle riserve di patrimonio netto dell'effetto d'imposta correlato alla valutazione al fair value dei contratti derivati di copertura (cash flow hedge); (iii) altre variazioni (negative per 16 milioni di euro).

Le attività nette per imposte anticipate si analizzano come segue:

(milioni di euro)	31.12.2015	30.06.2016
Imposte sul reddito differite	(291)	(345)
Imposte sul reddito anticipate compensabili	281	279
Passività per imposte differite	(10)	(66)
Attività per imposte anticipate	460	470
Attività (passività) nette per imposte anticipate	450	404

Perdite fiscali

Le perdite fiscali ammontano a 2.991 milioni di euro (2.733 milioni di euro al 31 dicembre 2015) con una parte rilevante riportabile a nuovo illimitatamente. Il recupero fiscale corrisponde all'aliquota del 24% per le società italiane e a un'aliquota media del 27,6% per le società estere.

Le perdite fiscali sono riferibili principalmente alle società estere e sono utilizzabili entro i seguenti esercizi:

(milioni di euro)	Italia	Estero
2016	-	17
2017	-	94
2018	-	36
2019	-	46
2020	-	26
Oltre 2020	-	888
Illimitatamente	274	1.610
Totale	274	2.717

Le imposte sono indicate alla nota 39 "Imposte sul reddito".

13 Altre attività non correnti

Le altre attività non correnti di 96 milioni di euro (114 milioni di euro al 31 dicembre 2015) si analizzano come segue:

(milioni di euro)	31.12.2015	30.06.2016
Fair value su contratti derivati qualificati di copertura	10	1
Altri crediti	18	17
Altre attività non correnti	86	78
Totale	114	96

L'ammontare del fair value dei derivati qualificati come di copertura si riferisce ai contratti su rischio tasso di cambio con scadenze 2017.

Le altre attività non correnti includono prevalentemente costi di competenza di periodi futuri.

Le altre attività non correnti verso parti correlate sono dettagliate alla nota 43 "Rapporti con parti correlate".

PASSIVITÀ CORRENTI

14 Passività finanziarie a breve termine

Le passività finanziarie a breve termine di 164 milioni di euro (3.016 milioni di euro al 31 dicembre 2015) si analizzano come segue:

(milioni di euro)	31.12.2015	30.06.2016
Banche	176	99
Altri finanziatori	2.840	65
Totale	3.016	164

Le passività finanziarie a breve termine diminuiscono di 2.852 milioni di euro per effetto del rifinanziamento del debito residuo, a seguito dell'aumento di capitale, mediante finanziamenti bancari a medio-lungo termine in sostituzione dei finanziamenti Eni. Le quote a breve di passività finanziarie a lungo termine di 23 milioni di euro (656 milioni di euro al 31 dicembre 2015) sono commentate alla nota 19 "Passività finanziarie a lungo termine e quote a breve di passività a lungo termine".

L'analisi dei debiti finanziari per società erogante, per valuta e tasso di interesse medio, è la seguente:

(milioni di euro)		31.12.2015			30.06.2016		
Società erogante	Valuta	Importo	Tasso %		Importo	Tasso %	
			da	a		da	a
Eni SpA	Euro	478	2,250	2,250	-	-	-
Serfactoring SpA	Euro	-	-	-	-	-	-
Serfactoring SpA	Dollaro USA	6	-	-	-	-	-
Serfactoring SpA	Altre	-	-	-	-	-	-
Eni Finance International SA	Euro	622	1,160	2,510	-	-	-
Eni Finance International SA	Dollaro USA	933	1,930	2,680	-	-	-
Eni Finance International SA	Dollaro australiano	247	3,650	3,650	-	-	-
Eni Finance International SA	Dollaro canadese	470	2,380	2,380	-	-	-
Eni Finance International SA	Altre	-	-	-	-	-	-
Eni Finance USA	Dollaro USA	25	2,680	2,680	-	-	-
Terzi	Euro	1	-	-	36	-	-
Terzi	Dollaro USA	1	2,350	2,350	19	-	-
Terzi	Altre	233	variabile		109	variabile	
Totale		3.016			164		

Al 30 giugno 2016 Saipem dispone di linee di credito non utilizzate per 1.553 milioni di euro (1.739 milioni di euro al 31 dicembre 2015). Le commissioni di mancato utilizzo non sono significative.

Le passività finanziarie a breve termine verso parti correlate sono dettagliate alla nota 43 "Rapporti con parti correlate".

15 Debiti commerciali e altri debiti

I debiti commerciali e altri debiti di 4.588 milioni di euro (5.186 milioni di euro al 31 dicembre 2015) si analizzano come segue:

(milioni di euro)	31.12.2015	30.06.2016
Debiti commerciali	2.638	2.744
Acconti e anticipi	2.177	1.401
Altri debiti	371	443
Totale	5.186	4.588

I debiti commerciali di 2.744 milioni di euro aumentano di 106 milioni di euro rispetto al 31 dicembre 2015.

Gli acconti e anticipi di 1.401 milioni di euro (2.177 milioni di euro al 31 dicembre 2015) riguardano principalmente rettifiche di ricavi fatturati su commesse pluriennali al fine di rispettare il principio della competenza economica e temporale, in applicazione del criterio di valutazione in base ai corrispettivi contrattuali maturati per 842 milioni di euro (1.515 milioni di euro al 31 dicembre 2015) e altri anticipi ricevuti dalla Capogruppo e da alcune controllate estere a fronte di contratti in corso di esecuzione per 559 milioni di euro (662 milioni di euro al 31 dicembre 2015).

I debiti commerciali e gli altri debiti verso parti correlate sono dettagliati alla nota 43 "Rapporti con parti correlate".

Gli altri debiti di 443 milioni di euro si analizzano come segue:

(milioni di euro)	31.12.2015	30.06.2016
Debiti verso:		
- personale	157	184
- istituti di previdenza e di sicurezza sociale	69	49
- compagnie di assicurazione	3	4
- consulenti e professionisti	4	2
- amministratori e sindaci	1	-
Altri debiti	137	204
Totale	371	443

La valutazione al fair value dei debiti commerciali e altri debiti non produce effetti significativi considerato il breve periodo di tempo intercorrente tra il sorgere del debito e la sua scadenza.

Per il dettaglio degli importi relativi ai progetti in esecuzione in Algeria si faccia riferimento alla nota 47 "Altre informazioni: Algeria" a pagina 125.

16 Passività per imposte sul reddito correnti

Le passività per imposte sul reddito correnti di 137 milioni di euro (130 milioni di euro al 31 dicembre 2015) si analizzano come segue:

(milioni di euro)	31.12.2015	30.06.2016
Amministrazione finanziaria italiana	12	2
Amministrazioni finanziarie estere	118	135
Totale	130	137

17 Passività per altre imposte correnti

Le passività per altre imposte correnti di 222 milioni di euro (268 milioni di euro al 31 dicembre 2015) si analizzano come segue:

(milioni di euro)	31.12.2015	30.06.2016
Amministrazione finanziaria italiana	14	-
Amministrazioni finanziarie estere	254	222
Totale	268	222

18 Altre passività correnti

Le altre passività correnti di 186 milioni di euro (202 milioni di euro al 31 dicembre 2015) si analizzano come segue:

(milioni di euro)	31.12.2015	30.06.2016
Fair value su contratti derivati qualificati di copertura	113	30
Fair value su contratti derivati non qualificati di copertura	45	39
Altre passività	44	117
Totale	202	186

Al 30 giugno 2016 la valutazione del fair value su contratti derivati ha evidenziato una passività pari a 69 milioni di euro (158 milioni di euro al 31 dicembre 2015).

Di seguito si riepilogano i saldi relativi al fair value attivo e passivo dei contratti derivati in essere alla data di chiusura del periodo.

(milioni di euro)	31.12.2015	30.06.2016
Iscrizione fair value attivo su contratti derivati	78	44
Iscrizione fair value passivo su contratti derivati	(165)	(75)
Totale	(87)	(31)

Il fair value degli strumenti finanziari derivati è stato determinato considerando modelli di valutazione diffusi in ambito finanziario e utilizzando i parametri di mercato (tassi di cambio e tassi di interesse) alla data di chiusura del periodo.

Il fair value delle operazioni a termine (outright, forward e currency swap) è stato determinato confrontando il valore attuale netto alle condizioni negoziali delle operazioni in essere al 30 giugno 2016 con il valore attuale ricalcolato alle condizioni quotate dal mercato alla data di chiusura del periodo. Il modello utilizzato è quello del Valore Attuale Netto (VAN); i parametri sono il tasso di cambio spot negoziale e quello alla chiusura del periodo con le relative curve dei tassi di interesse a termine sulle valute negoziate.

Il fair value relativo all'IRS, pari a una passività di 4 milioni di euro (2 milioni di euro al 31 dicembre 2015), è classificato nella nota 19 "Passività finanziarie a lungo termine". Il fair value degli interest rate swap è stato calcolato confrontando il valore attuale netto alle condizioni negoziali delle operazioni in essere al 30 giugno 2016 con il valore attuale ricalcolato alle condizioni quotate dal mercato alla data di chiusura dell'esercizio. Il modello utilizzato è il Valore Attuale Netto (VAN), con parametri i tassi di interesse EUR a termine.

L'analisi complessiva delle passività relative al calcolo del fair value su contratti derivati, comprensivi della parte a lungo termine e suddivisi per tipologia, è la seguente:

(milioni di euro)	Passivo 31.12.2015			Passivo 30.06.2016		
	Fair value	Impegni di		Fair value	Impegni di	
		acquisto	vendita		acquisto	vendita
1) Contratti derivati qualificati di copertura:						
- contratti su tassi di interesse (componente Spot)						
. acquisti	2			4		
Totale	2	250		4	1.450	
- contratti a termine su valute (componente Spot)						
. acquisti	34			13		
. vendite	75			14		
Totale	109			27		
- contratti a termine su valute (componente Forward)						
. acquisti	(5)			(1)		
. vendite	14			6		
Totale	9	1.235	3.452	5	249	1.354
- contratti a termine su merci (componente Forward)						
. acquisti	-			-		
Totale	-	-	-	-	-	-
Totale contratti derivati qualificati di copertura	120	1.485	3.452	36	1.699	1.354
2) Contratti derivati non qualificati di copertura:						
- contratti a termine su valute (componente Spot)						
. acquisti	17			2		
. vendite	26			34		
Totale	43			36		
- contratti a termine su valute (componente Forward)						
. acquisti	(1)			-		
. vendite	3			3		
Totale	2	1.300	1.211	3	76	1.679
- contratti a termine su merci (componente Forward)						
. acquisti	-			-		
. vendite	-			-		
Totale	-	-	-	-	-	-
Totale contratti derivati qualificati non di copertura	45	1.300	1.211	39	76	1.679
Totale	165	2.785	4.663	75	1.775	3.033

Per l'analisi complessiva del fair value sui derivati di copertura si rimanda alla nota 7 "Altre attività correnti", alla nota 13 "Altre attività non correnti" e alla nota 23 "Altre passività non correnti".

Le altre passività ammontano a 117 milioni di euro (44 milioni di euro al 31 dicembre 2015).

Le altre passività verso parti correlate sono dettagliate alla nota 43 "Rapporti con parti correlate".

PASSIVITÀ NON CORRENTI

19 Passività finanziarie a lungo termine e quote a breve di passività a lungo termine

Le passività finanziarie a lungo termine, comprensive delle quote a breve di passività a lungo termine, di 3.462 milioni di euro (3.497 milioni di euro al 31 dicembre 2015), si analizzano come segue:

(milioni di euro)	31.12.2015			30.06.2016		
	Quote a breve termine	Quote a lungo termine	Totale	Quote a breve termine	Quote a lungo termine	Totale
Banche	4	252	256	14	3.426	3.440
Altri finanziatori	652	2.589	3.241	9	13	22
Totale	656	2.841	3.497	23	3.439	3.462

Le passività finanziarie non correnti sono di seguito evidenziate con le relative scadenze:

(milioni di euro)							
Tipo	Scadenza	2017	2018	2019	2020	Oltre	Totale
Banche	2017-2020	1.825	533	533	535	-	3.426
Altri finanziatori	2017-2018	5	8	-	-	-	13
Totale		1.830	541	533	535	-	3.439

Le passività finanziarie a lungo termine di 3.439 milioni di euro aumentano di 598 milioni di euro rispetto al valore al 31 dicembre 2015 (2.841 milioni di euro).

L'analisi delle passività finanziarie a lungo termine, comprese le quote a breve termine, per erogante e per valuta con l'indicazione della scadenza e del tasso di interesse medio, è la seguente:

(milioni di euro)								
Società erogante	Valuta	Scadenze	31.12.2015			30.06.2016		
			Importo	Tasso %		Importo	Tasso %	
				da	a			da
Eni SpA	Euro	2016-2017	2.013	2,500	4,950	-	-	-
Eni Finance International SA	Euro	2016-2020	859	1,160	2,510	-	-	-
Eni Finance International SA	Dollaro USA	2016	342	1,330	2,930	-	-	-
Terzi	Euro	2016-2020	278	2,085	2,085	3.458	1,100	2,085
Terzi	Real brasiliano	2016-2017	5	12,500	12,500	4	13,500	13,500
Totale			3.497			3.462		

Non ci sono passività finanziarie garantite da ipoteche e privilegi sui beni immobili di imprese consolidate e da pegni su titoli.

Il valore di mercato delle passività finanziarie a lungo termine, comprensive della quota a breve termine, ammonta a 3.400 milioni di euro (3.539 milioni di euro al 31 dicembre 2015) ed è stato determinato sulla base del valore attuale dei flussi di cassa futuri adottando tassi di attualizzazione per le principali valute di finanziamento compresi tra i seguenti intervalli:

(%)	2015	2016
Euro	0,77-2,86	0,00-4,27
Dollaro USA	1,42-1,42	-

La differenza del valore di mercato delle passività finanziarie a lungo termine rispetto al valore nominale risulta principalmente correlata a un debito in essere di 1.600 milioni di euro con scadenza nel 2020.

Le passività finanziarie a lungo termine verso parti correlate sono dettagliate alla nota 43 "Rapporti con parti correlate".

L'analisi dell'indebitamento finanziario netto indicato nel "Commento ai risultati economico-finanziari" nella "Relazione intermedia sulla gestione" è la seguente:

(milioni di euro)	31.12.2015			30.06.2016		
	Correnti	Non correnti	Totale	Correnti	Non correnti	Totale
A. Disponibilità liquide ed equivalenti	1.066	-	1.066	1.656	-	1.656
B. Titoli disponibili per la vendita	26	-	26	26	-	26
C. Liquidità (A+B)	1.092	-	1.092	1.682	-	1.682
D. Crediti finanziari	30	-	30	3	-	3
E. Passività finanziarie a breve termine verso banche	176	-	176	99	-	99
F. Passività finanziarie a lungo termine verso banche	4	252	256	14	3.426	3.440
G. Passività finanziarie a breve termine verso entità correlate	2.781	-	2.781	-	-	-
H. Passività finanziarie a lungo termine verso entità correlate	643	2.571	3.214	-	-	-
I. Altre passività finanziarie a breve termine	59	-	59	65	-	65
L. Altre passività finanziarie a lungo termine	9	18	27	9	13	22
M. Indebitamento finanziario lordo (E+F+G+H+I+L)	3.672	2.841	6.513	187	3.439	3.626
N. Posizione finanziaria netta come da comunicazione Consob n. DEM/6064293/2006 (M-C-D)	2.550	2.841	5.391	(1.498)	3.439	1.941
O. Crediti finanziari non correnti	-	1	1	-	1	1
P. Indebitamento finanziario netto (N-O)	2.550	2.840	5.390	(1.498)	3.438	1.940

L'indebitamento finanziario netto include la passività finanziaria relativa al contratto di IRS, mentre non include il fair value su contratti derivati indicato nelle note 7 "Altre attività correnti", 13 "Altre attività non correnti", 18 "Altre passività correnti" e 23 "Altre passività non correnti".

Le disponibilità liquide includono 84 milioni di euro equivalenti depositati su conti correnti bloccati o depositi vincolati come indicato alla nota 1 "Disponibilità liquide ed equivalenti".

La variazione rispetto al saldo al 31 dicembre 2015, pari a 3.450 milioni di euro, è dovuta sostanzialmente al perfezionamento dell'operazione di aumento di capitale.

20 Fondi per rischi e oneri

I fondi per rischi e oneri di 195 milioni di euro (238 milioni di euro al 31 dicembre 2015) si analizzano come segue:

(milioni di euro)	Saldo iniziale	Accantonamenti	Utilizzi	Altre variazioni	Saldo finale
31.12.2015					
Fondo per imposte	48	17	(9)	-	56
Fondo rischi per contenziosi	28	12	(23)	(1)	16
Fondo copertura perdite di imprese partecipate	8	-	(7)	-	1
Fondo spese contrattuali e perdite su commesse pluriennali	102	74	(53)	3	126
Altri fondi	32	20	(11)	(2)	39
Totale	218	123	(103)	-	238
30.06.2016					
Fondo per imposte	56	4	(21)	(2)	37
Fondo rischi per contenziosi	16	14	(4)	-	26
Fondo copertura perdite di imprese partecipate	1	2	-	(1)	2
Fondo spese contrattuali e perdite su commesse pluriennali	126	20	(38)	(17)	91
Altri fondi	39	11	(14)	3	39
Totale	238	51	(77)	(17)	195

Il **fondo per imposte** di 37 milioni di euro si riferisce principalmente a situazioni di contenzioso con le autorità fiscali di Paesi esteri in corso, ovvero potenziali, anche in considerazione dei risultati di recenti accertamenti.

Il **fondo rischi per contenziosi** ammonta a 26 milioni di euro e si riferisce agli accantonamenti effettuati dalla Capogruppo e da alcune controllate estere a fronte di oneri derivanti da contenziosi in via di definizione.

Il **fondo copertura perdite di imprese partecipate** di 2 milioni di euro accoglie la perdite delle imprese partecipate che eccedono il valore di carico della partecipazione.

Il **fondo spese contrattuali e perdite su commesse pluriennali** ammonta a 91 milioni di euro e si riferisce alla stima di perdite previste su commesse pluriennali del segmento Engineering & Construction Offshore e Onshore.

Gli **altri fondi** per rischi e oneri ammontano a 39 milioni di euro.

Le altre variazioni si riferiscono per 17 milioni di euro a differenze passive di cambio.

Per il dettaglio degli importi relativi ai progetti in esecuzione in Algeria si faccia riferimento alla nota 47 "Altre informazioni: Algeria" a pagina 125.

21 Fondi per benefici ai dipendenti

I fondi per benefici ai dipendenti ammontano alla data del 30 giugno 2016 a 208 milioni di euro (211 milioni di euro al 31 dicembre 2015).

22 Passività per imposte differite

Le passività per imposte differite di 66 milioni di euro (10 milioni di euro al 31 dicembre 2015) sono indicate al netto delle attività per imposte anticipate compensabili che ammontano a 279 milioni di euro.

(milioni di euro)	31.12.2015	Accantonamenti (Utilizzi)	Differenze di cambio da conversione	Altre variazioni	30.06.2016
Passività per imposte differite	10	48	(14)	22	66
Totale	10	48	(14)	22	66

La voce "Altre variazioni", positiva per 22 milioni di euro, comprende: (i) la compensazione a livello di singola impresa delle imposte anticipate con le passività per imposte differite (positiva per 2 milioni di euro); (ii) la rilevazione (positiva per 23 milioni di euro) in contropartita alle riserve di patrimonio netto dell'effetto d'imposta correlato alla valutazione al fair value dei contratti derivati di copertura (cash flow hedge); (iii) altre variazioni (negative per 3 milioni di euro).

L'analisi delle attività per imposte anticipate è indicata alla nota 12 "Attività per imposte anticipate".

23 Altre passività non correnti

Le altre passività non correnti di 18 milioni di euro (42 milioni di euro al 31 dicembre 2015) si analizzano come segue:

(milioni di euro)	31.12.2015	30.06.2016
Fair value su contratti derivati qualificati di copertura	5	2
Debiti commerciali e altri debiti	37	16
Totale	42	18

L'ammontare del fair value dei derivati qualificati come di copertura si riferisce ai contratti su rischio tasso di cambio stipulati dalla Capogruppo e dalla società Saipem SA.

PATRIMONIO NETTO

24 Capitale e riserve di terzi azionisti

Il capitale e riserve di terzi azionisti ammonta al 30 giugno 2016 a 48 milioni di euro (45 milioni di euro al 31 dicembre 2015).

25 Patrimonio netto di Saipem

Il patrimonio netto di Saipem ammonta al 30 giugno 2016 a 7.052 milioni di euro e si analizza come segue:

(milioni di euro)	31.12.2015	30.06.2016
Capitale sociale	441	2.191
Riserva sopraprezzo delle azioni	55	1.750
Riserva legale	88	88
Riserva per cash flow hedge	(267)	(159)
Riserva per differenze di cambio	76	54
Riserva benefici definiti per dipendenti	(18)	(19)
Altre	6	2
Utili relativi a esercizi precedenti	3.942	3.135
Utile (perdita) dell'esercizio	(806)	53
Azioni proprie	(43)	(43)
Totale	3.474	7.052

Il patrimonio netto di Saipem al 30 giugno 2016 comprende riserve distribuibili per 2.171 milioni di euro (1.951 milioni di euro al 31 dicembre 2015).

Alcune di queste riserve sono soggette a tassazione in caso di distribuzione; il relativo onere d'imposta è stanziato limitatamente alle riserve potenzialmente distribuibili per 61 milioni di euro.

26 Capitale sociale

Al 30 giugno 2016 il capitale sociale di Saipem SpA, interamente versato, ammonta a 2.191 milioni di euro, corrispondente a 10.109.774.396 azioni tutte prive dell'indicazione del valore nominale, di cui 10.109.668.270 azioni ordinarie e 106.126 azioni di risparmio. La variazione rispetto al 31 dicembre 2015, pari a 1.750 milioni di euro, è dovuta all'operazione di aumento di capitale completata nel mese di febbraio 2016.

L'Assemblea Ordinaria degli Azionisti di Saipem SpA ha deliberato in data 29 aprile 2016 di non distribuire dividendi alle azioni ordinarie e alle azioni di risparmio.

27 Riserva sopraprezzo delle azioni

Ammonta al 30 giugno 2016 a 1.750 milioni di euro, e si incrementa rispetto al 31 dicembre 2015 di 1.695 milioni di euro a seguito dell'aumento di capitale.

28 Altre riserve

Le altre riserve al 30 giugno 2016 sono negative per 34 milioni di euro (115 milioni di euro al 31 dicembre 2015) e si compongono come segue:

(milioni di euro)	31.12.2015	30.06.2016
Riserva legale	88	88
Riserva per cash flow hedge	(267)	(159)
Riserva per differenze di cambio	76	54
Riserva benefici definiti per dipendenti	(18)	(19)
Altre	6	2
Totale	(115)	(34)

Riserva legale

Ammonta al 30 giugno 2016 a 88 milioni di euro e rappresenta la parte di utili della Capogruppo Saipem SpA che, secondo quanto disposto dall'art. 2430 del codice civile, non può essere distribuita a titolo di dividendo.

Riserva per cash flow hedge

La riserva è negativa per 159 milioni di euro (negativa per 267 milioni di euro al 31 dicembre 2015) e riguarda la valutazione al fair value dei contratti di copertura dei tassi di interesse, dei contratti di copertura del rischio commodity e della componente "spot" dei contratti di copertura del rischio di cambio e in essere al 30 giugno 2016.

La riserva per cash flow hedge è esposta al netto dell'effetto fiscale di 62 milioni di euro (100 milioni di euro al 31 dicembre 2015).

Riserva per differenze di cambio

La riserva è positiva per 54 milioni di euro (positiva per 76 milioni di euro al 31 dicembre 2015) e riguarda le differenze cambio da conversione in euro dei bilanci espressi in moneta diversa dall'euro (principalmente il dollaro USA).

Riserva benefici definiti per dipendenti

La riserva è negativa per 19 milioni di euro (negativa per 18 milioni di euro al 31 dicembre 2015) e accoglie le rivalutazioni di piani a benefici definiti per i dipendenti.

La riserva è esposta al netto dell'effetto fiscale di 5 milioni di euro (5 milioni di euro al 31 dicembre 2015) e si riferisce per un importo positivo di 1 milione di euro a partecipazioni valutate con il metodo del patrimonio netto.

Altre

La voce ammonta a 2 milioni di euro (6 milioni di euro al 31 dicembre 2015). Al 30 giugno rimane in essere solo la riserva di rivalutazione costituita dal saldo attivo di rivalutazione conseguente l'applicazione della legge n. 413 del 30 dicembre 1991, art. 26. In caso di distribuzione, il 5% della riserva concorre a formare il reddito imponibile della Società ed è soggetto all'aliquota del 27,5% per l'esercizio 2016 e all'aliquota del 24% a partire dall'esercizio 2017.

29 Azioni proprie

Le azioni proprie in portafoglio, pari a 43 milioni di euro, non presentano variazioni rispetto al 30 giugno 2015 e sono rappresentate da 1.939.832 azioni ordinarie di Saipem detenute dalla stessa Saipem SpA.

Le azioni proprie in portafoglio, acquistate per l'attuazione dei piani di stock grant e di stock option a beneficio dei dirigenti del Gruppo, sono analizzate nella tabella seguente:

	Numero azioni	Costo medio (euro)	Costo complessivo (milioni di euro)	Capitale sociale in essere nell'esercizio di riferimento (%)
Acquisti				
Anno 2003 (dal 2 maggio)	2.125.000	6,058	13	0,48
Anno 2004	1.395.000	7,044	10	0,32
Anno 2005	3.284.589	10,700	35	0,74
Anno 2006	1.919.355	18,950	36	0,43
Anno 2007	848.700	25,950	22	0,19
Anno 2008	2.245.300	25,836	58	0,51
Totale	11.817.944	14,745	174	2,67
A dedurre azioni proprie assegnate:				
- a titolo gratuito in applicazione piani di stock grant	1.616.400			
- per sottoscrizione in applicazione piani di stock option	8.261.712			
Azioni proprie in portafoglio al 30 giugno 2016	1.939.832	22,099	43	0,019

Al 30 giugno 2016 non vi sono impegni in essere a fronte dei suddetti piani.

30 Garanzie, impegni e rischi

Garanzie

Le garanzie ammontano a 7.120 milioni di euro (7.038 milioni di euro al 31 dicembre 2015), così suddivise:

(milioni di euro)	31.12.2015			30.06.2016		
	Fidejussioni	Altre garanzie personali	Totale	Fidejussioni	Altre garanzie personali	Totale
Imprese joint venture e collegate	221	136	357	202	124	326
Imprese consolidate	75	1.947	2.022	180	1.576	1.756
Proprie	22	4.637	4.659	16	5.022	5.038
Totale	318	6.720	7.038	398	6.722	7.120

Le altre garanzie personali prestate nell'interesse di imprese consolidate ammontano a 1.576 milioni di euro (1.947 milioni di euro al 31 dicembre 2015) e riguardano contratti autonomi rilasciati a terzi principalmente a fronte di partecipazioni a gare d'appalto e rispetto degli accordi contrattuali.

Le garanzie verso e/o tramite parti correlate sono dettagliate alla nota 43 "Rapporti con parti correlate".

Per il dettaglio degli importi relativi ai progetti in esecuzione in Algeria si faccia riferimento alla nota 47 "Altre informazioni: Algeria" a pagina 125.

Impegni

Sono stati assunti dalla Capogruppo impegni verso i committenti e/o altri beneficiari (istituzioni finanziarie e assicurative, agenzie di esportazione ECA) ad adempiere le obbligazioni, assunte contrattualmente dalla stessa e/o da imprese controllate e collegate aggiudicatrici di appalti, in caso di inadempimento di quest'ultime, nonché a rifondere eventuali danni derivanti da tali inadempimenti.

Tali impegni, che comportano l'assunzione di un obbligo di fare, garantiscono contratti il cui valore globale ammonta a 45.042 milioni di euro (44.187 milioni di euro al 31 dicembre 2015), comprensivo sia della parte di lavori già eseguiti sia della quota parte del portafoglio ordini residuo al 30 giugno 2016.

Gestione dei rischi

Le politiche di gestione e monitoraggio dei principali fattori dei rischi di impresa sono indicati nel paragrafo "Gestione dei rischi d'impresa" della "Relazione intermedia sulla gestione".

Valore di mercato degli strumenti finanziari

Di seguito è indicata la classificazione delle attività e passività finanziarie, valutati al fair value nello schema di stato patrimoniale secondo la gerarchia del fair value, definita in funzione della significatività degli input utilizzati nel processo di valutazione. In particolare, a seconda delle caratteristiche degli input utilizzati per la valutazione, la gerarchia del fair value prevede i seguenti livelli:

- livello 1: prezzi quotati (e non oggetto di modifica) su mercati attivi per le stesse attività o passività finanziarie;
- livello 2: valutazioni effettuate sulla base di input, differenti dai prezzi quotati di cui al punto precedente, che, per le attività/passività oggetto di valutazione, sono osservabili direttamente (prezzi) o indirettamente (in quanto derivati dai prezzi);
- livello 3: input non basati su dati di mercato osservabili.

In relazione a quanto sopra gli strumenti finanziari valutati al fair value al 30 giugno 2016 si analizzano come di seguito indicato:

(milioni di euro)	30.06.2016			
	Livello 1	Livello 2	Livello 3	Totale
Attività (passività) finanziarie detenute per la negoziazione:				
- strumenti derivati non di copertura		(32)		(32)
Attività finanziarie disponibili per la vendita:				
- altre attività disponibili per la vendita	26			26
Attività (passività) nette per contratti derivati di copertura		1		1
Totale	26	(31)		(5)

Nel semestre chiuso al 30 giugno 2016 non vi sono stati trasferimenti tra il livello 1 e il livello 2 di valutazione al fair value.

CONTENZIOSI

Il Gruppo è parte in procedimenti giudiziari. La valutazione dei fondi rischi appostati è effettuata sulla base delle informazioni disponibili alla data, tenuto conto degli elementi di valutazione acquisiti da parte dei consulenti esterni che assistono la Società. In relazione ai procedimenti penali le informazioni disponibili per la valutazione della Società non possono, per loro natura, essere complete, stante il segreto istruttorio che caratterizza i procedimenti in questione. Di seguito è indicata una sintesi dei procedimenti giudiziari più significativi.

Consorzio TSKJ - Indagini delle Autorità Statunitensi, Italiane e di altri Paesi

Snamprogetti Netherlands BV detiene una partecipazione del 25% nelle società che costituiscono il Consorzio TSKJ. I rimanenti azionisti, con quote paritetiche del 25%, sono KBR, Technip e JGC. Il Consorzio TSKJ, a partire dal 1994, ha realizzato impianti di liquefazione di gas naturale a Bonny Island in Nigeria. Snamprogetti SpA, società controllante Snamprogetti Netherlands BV, è stata una diretta controllata di Eni SpA sino al febbraio 2006, quando è stato concluso un accordo per la cessione di Snamprogetti SpA a Saipem SpA; Snamprogetti SpA è stata incorporata in Saipem SpA dal 1° ottobre 2008.

Diverse autorità giudiziarie, tra cui la Procura della Repubblica di Milano, hanno svolto indagini su presunti pagamenti illeciti da parte del Consorzio TSKJ a favore di pubblici ufficiali nigeriani. I procedimenti instaurati si sono conclusi con transazioni negli Stati Uniti e in Nigeria.

Il procedimento in Italia: i fatti oggetto di indagine si estendono sin dal 1994 e concernono anche il periodo successivo all'introduzione del decreto legislativo 8 giugno 2001, n. 231, sulla responsabilità amministrativa delle società. Il procedimento instaurato dalla Procura della Repubblica di Milano nei confronti di Eni SpA e Saipem SpA ha riguardato l'applicazione del D.Lgs. n. 231/2001 per responsabilità amministrativa in relazione a presunti reati di corruzione internazionale aggravata ascritti a ex dirigenti di Snamprogetti. La Procura della Repubblica di Milano aveva avanzato richiesta di misura cautelare ex D.Lgs. n. 231/2001 consistente nell'interdizione per Eni e Saipem dall'esercizio di attività comportanti rapporti contrattuali diretti o indiretti con la società Nigerian National Petroleum Corp o sue controllate, contestando in particolare l'inefficacia e l'inosservanza del modello di organizzazione, gestione e controllo predisposto al fine di prevenire la commissione dei reati ascritti da parte di soggetti sottoposti a direzione e vigilanza. Con decisione del 17 novembre 2009 il Giudice per le Indagini Preliminari aveva respinto la richiesta di misura cautelare interdittiva presentata dalla Procura della Repubblica di Milano, che successivamente aveva presentato ricorso in appello avverso tale ordinanza. In data 9 febbraio 2010 la Corte d'Appello, in funzione di giudice del riesame, ritenendo infondato nel merito l'appello della Procura, aveva confermato l'impugnata ordinanza del GIP. Contro tale provvedimento la Procura aveva presentato ricorso che, il 30 settembre 2010, era stato accolto dalla Corte di Cassazione. La Suprema Corte aveva infatti deciso che la richiesta di misura cautelare è (in diritto) ammissibile, ai sensi del D.Lgs. n. 231/2001, anche nelle asserite ipotesi di reato di corruzione internazionale. La Procura della Repubblica di Milano aveva poi rinunciato alla richiesta di misura cautelare interdittiva nei confronti di Eni e Saipem a fronte del deposito da parte di Snamprogetti Netherlands BV di una cauzione pari a 24.530.580 euro, anche nell'interesse di Saipem SpA. Nell'ambito del procedimento penale sono stati contestati presunti eventi corruttivi in Nigeria, asseritamente commessi sino a epoca successiva al 31 luglio 2004. Viene contestata anche l'aggravante del conseguimento di un profitto di rilevante entità (indicato come non inferiore a 65 milioni di dollari), asseritamente conseguito da Snamprogetti SpA. In data 26 gennaio 2011 il Giudice dell'Udienza Preliminare ha disposto il rinvio a giudizio per Saipem SpA (come persona giuridica, in quanto incorporante Snamprogetti SpA) e per cinque ex dipendenti di Snamprogetti SpA. Nel mese di febbraio 2012, a seguito della richiesta delle difese, il Tribunale ha pronunciato sentenza di "non doversi procedere" nei confronti degli imputati persone fisiche "perché il reato agli stessi ascritto è estinto per intervenuta prescrizione", disponendo inoltre lo stralcio del procedimento in relazione alla persona giuridica Saipem, in merito alla quale il processo è proseguito.

Il Tribunale di Milano l'11 luglio 2013 ha dichiarato Saipem SpA responsabile dell'illecito amministrativo ascritto e, concessa l'attenuante di cui all'art. 12, n. 2, lett. a) del D.Lgs. n. 231/2001, ha condannato Saipem SpA alla sanzione pecuniaria complessiva di

600.000 euro e al pagamento delle spese processuali, disponendo altresì la confisca della somma pari a 24.530.580 euro, già messa a disposizione della Procura di Milano da Snamprogetti Netherlands BV. Il 19 febbraio 2015 la Corte d'Appello di Milano ha confermato tale sentenza.

Il 3 luglio 2015 Saipem ha presentato ricorso in Cassazione avverso la decisione della Corte d'Appello. All'udienza per la discussione del ricorso del 12 febbraio 2016 la Corte di Cassazione ha rigettato il ricorso di Saipem SpA.

Saipem è stata coinvolta nel procedimento relativo alle attività del Consorzio TSKJ in Nigeria nel periodo 1994-2004, solo perché nel 2006 Saipem SpA ha acquistato Snamprogetti SpA, società controllante Snamprogetti Netherlands BV, che detiene una partecipazione del 25% nel Consorzio TSKJ.

Le decisioni del Tribunale di Milano, della Corte d'Appello di Milano e della Corte di Cassazione non hanno avuto, in ogni caso, alcun impatto economico-finanziario su Saipem, poiché Eni SpA, in occasione della cessione di Snamprogetti SpA, si era impegnata a indennizzare Saipem per le perdite a danno di quest'ultima con riferimento alla vicenda TSKJ.

Algeria

Le indagini in Italia: il 4 febbraio 2011 era pervenuta dalla Procura della Repubblica di Milano, tramite Eni, una "Richiesta di consegna" ai sensi dell'art. 248 del codice di procedura penale. Nel provvedimento veniva richiesta la trasmissione, con riferimento ad asserite ipotesi di reato di corruzione internazionale, di documentazione relativa ad attività di società del Gruppo Saipem in Algeria. Il reato di "corruzione internazionale" menzionato nella "Richiesta di consegna" è una delle fattispecie previste nel campo di applicazione del decreto legislativo 8 giugno 2001, n. 231, in merito alla responsabilità diretta degli enti collettivi per determinati reati compiuti da propri dipendenti.

Al fine di adempiere, tempestivamente, alla richiesta della Procura, è stata avviata la raccolta della documentazione e, in data 16 febbraio 2011, Saipem ha proceduto al deposito di quanto richiesto.

Il 22 novembre 2012 la Procura della Repubblica presso il Tribunale di Milano ha notificato a Saipem un'informativa di garanzia per asserito illecito amministrativo relativo al reato di corruzione internazionale ex art. 25, comma 2 e 3, D.Lgs. n. 231/2001, unitamente a una richiesta di consegna di documentazione in merito ad alcuni contratti relativi ad attività in Algeria. A tale richiesta sono seguite le notifiche a Saipem di un "Decreto di sequestro" il 30 novembre 2012, due ulteriori "Richieste di consegna" il 18 dicembre 2012 e 25 febbraio 2013, e un decreto di perquisizione il 16 gennaio 2013.

Il 7 febbraio 2013 è stata effettuata una perquisizione, anche presso gli uffici di Eni SpA, al fine di acquisire ulteriore documentazione in relazione a contratti di intermediazione e ad alcuni subcontratti stipulati da Saipem in connessione con i progetti algerini. L'indagine verte su presunte ipotesi corruttive che, secondo la Procura della Repubblica di Milano, si sarebbero verificate fino a epoca successiva al marzo 2010, relativamente ad alcuni contratti che la Società ha acquisito in Algeria.

Nell'ambito di tale procedimento risultano coinvolti, tra gli altri, alcuni ex dipendenti della Società (tra i quali in particolare l'ex Vice Presidente e Amministratore Delegato-CEO, l'ex Chief Operating Officer della Business Unit Engineering & Construction e l'ex Chief Financial Officer). La Società ha fornito in ogni occasione piena collaborazione all'ufficio della Procura. Saipem ha tempestivamente posto in essere interventi di forte discontinuità gestionale e amministrativa, indipendentemente dagli eventuali profili di responsabilità che potrebbero evidenziarsi nel corso del procedimento. Saipem ha provveduto, d'accordo con gli Organi di Controllo interni e l'Organismo di Vigilanza della Società e previa informativa alla Procura, ad avviare una verifica sui contratti oggetto dell'indagine, incaricando a tal fine uno studio legale esterno. Il Consiglio di Amministrazione il 17 luglio 2013 ha esaminato le conclusioni raggiunte dai consulenti esterni all'esito di un'attività d'indagine interna svolta in relazione ad alcuni contratti di intermediazione e subappalto relativi a progetti algerini. L'indagine interna si è basata sull'esame di documenti e su interviste di personale della Società e di altre società del Gruppo, a esclusione dei soggetti che, per quanto a conoscenza della Società, sarebbero direttamente coinvolti nell'indagine penale, per non interferire nelle attività investigative della Procura. Il Consiglio, confermando la massima collaborazione con gli organi inquirenti, ha deliberato di trasmettere l'esito dell'attività dei consulenti esterni alla Procura della Repubblica di Milano, per ogni opportuna valutazione e iniziativa di competenza nel più ampio contesto dell'indagine in corso. I consulenti hanno riferito al Consiglio: (i) di non aver rinvenuto evidenza di pagamenti a pubblici ufficiali algerini per il tramite dei contratti di intermediazione o di subappalto esaminati; (ii) di aver rilevato violazioni, lesive degli interessi della Società, di regole interne e procedure – all'epoca in vigore – relative all'approvazione e alla gestione dei contratti di intermediazione e di subappalto esaminati e ad altre attività svolte in Algeria.

Il Consiglio ha deliberato di avviare azioni giudiziarie a tutela degli interessi della Società nei confronti di alcuni ex dipendenti e fornitori, riservandosi ogni ulteriore azione ove emergessero nuovi elementi.

Il 14 giugno 2013, 8 gennaio e 23 luglio 2014 la Procura della Repubblica di Milano ha notificato le "Richieste di proroga" delle indagini preliminari. Il 24 ottobre 2014 è stata notificata una richiesta di incidente probatorio, avanzata dalla Procura della Repubblica di Milano, avente a oggetto l'interrogatorio dell'ex Chief Operating Officer della Business Unit Engineering & Construction di Saipem e di un ulteriore ex dirigente di Saipem, entrambi indagati nel procedimento penale. A seguito dell'accoglimento della richiesta, il Giudice per le Indagini Preliminari di Milano ha fissato le udienze dell'1 e 2 dicembre 2014. Il 15 gennaio 2015 la Procura della Repubblica di Milano ha notificato presso lo studio del difensore di Saipem SpA l'avviso di conclusione delle indagini preliminari ex art. 415-bis del codice di procedura penale. Lo stesso provvedimento è stato notificato, oltre che a Saipem SpA, a 8 persone fisiche e alla persona giuridica Eni SpA. L'avviso, oltre alla fattispecie di reato già ipotizzata dalla Procura (corruzione internazionale), menziona come fattispecie delittuosa ipotizzata a carico di 7 persone fisiche, anche la violazione dell'art. 3 del decreto legislativo 10 marzo 2000, n. 74 ("dichiarazione fraudolenta"), in relazione alla registrazione nella contabilità Saipem SpA di "costi di intermediazione derivanti dal contratto agency agreement con Pearl Partners sottoscritto in data 17 ottobre 2007, nonché dall'Addendum n. 1 to the agency agreement sottoscritto in data 12 agosto 2009" con asserita conseguente indicazione "nelle dichiarazioni consolidate nazionali di Saipem SpA [di] elementi attivi per un ammontare inferiore a quello effettivo, come segue: anno 2008: -85.935.000 euro; anno 2009: -54.385.926 euro".

Contenzioso fiscale: il 5 febbraio 2015 il Nucleo di Polizia Tributaria di Milano ha avviato una verifica fiscale nei confronti di Saipem SpA che, per quanto riportato nel processo verbale di verifica del 6 febbraio 2015, è svolta: "a) a fini Ires e Irap, per i periodi di imposta dal 1° gennaio 2008 al 31 dicembre 2010, tra l'altro riscontrando gli aspetti fiscalmente rilevanti scaturenti dalle veri-

fiche confluite nel procedimento penale n. 58461/14 - mod. 21, radicato presso la Procura della Repubblica del Tribunale Ordinario di Milano (Sostituti Procuratori Fabio De Pasquale, Giordano Baggio e Isidoro Palma) [n.d.r. cd. vicenda Algeria]; (omissis) b) finalizzata, per il solo periodo di imposta 2010, a rilevare i rapporti economici intrattenuti con le imprese residenti o localizzate in Stati o territori non appartenenti all'Unione Europea, aventi regimi fiscali privilegiati (art. 110, comma 10 e ss. del TUIR); - ai fini del controllo delle norme circa la regolare posizione del personale dipendente e dei collaboratori, per l'annualità 2015 (fino al giorno dell'accesso)". In relazione al punto a) di tale verifica fiscale, sopra riportato, il 14 aprile 2015 la Guardia di Finanza ha notificato a Saipem SpA un processo verbale di constatazione ("PVC"), nel quale sono ritenuti non deducibili come asseriti "costi da reato" (art. 14, comma 4-bis, L. n. 437/1993):

- gli importi corrisposti negli anni 2008 e 2009 da Snamprogetti SpA e Saipem SpA a Pearl Partners per circa 140 milioni di euro;
- i costi asseritamente sovrappagati a Saipem da un subappaltatore negli anni 2009 e 2010 per circa 41,5 milioni di euro.

Saipem SpA non ha condiviso i rilievi contenuti nel PVC e in data 12 giugno 2015 ha presentato le proprie osservazioni difensive (ai sensi dell'art. 12, comma 5 della L. n. 212/2000, Statuto del Contribuente) con richiesta di archiviazione all'Agenzia delle Entrate, Direzione Regionale della Lombardia, Ufficio Grandi Contribuenti, alla quale il PVC era stato trasmesso dalla Guardia di Finanza. Il 9 luglio 2015 l'Agenzia delle Entrate, Direzione Regionale della Lombardia, Ufficio Grandi Contribuenti, ha notificato a Saipem 4 avvisi di accertamento relativamente a Ires e Irap per gli anni 2008 e 2009. Gli importi complessivamente richiesti nei 4 accertamenti per imposte, interessi e sanzioni ammontano a circa 155 milioni di euro (tali avvisi si riferiscono solo a una parte dei costi per i quali è stata contestata dalla Guardia di Finanza l'ineducibilità, nello specifico i soli costi connessi alle annualità 2008 e 2009). Saipem ha presentato 4 ricorsi, sostanzialmente identici, alla Commissione Tributaria Provinciale di Milano in data 8 ottobre 2015, nei termini di legge, chiedendo nel merito l'annullamento degli accertamenti.

Gli avvisi di accertamento notificati a Saipem SpA hanno valenza di atti immediatamente esecutivi (art. 29, D.L. n. 78/2010); avendo deciso di non presentare istanza di sospensione dell'esecuzione degli accertamenti, la Società, in pendenza della decisione dei giudizi instaurati presso la Commissione Tributaria Provinciale di Milano, in data 15 gennaio 2016 ha versato, a titolo di riscossione provvisoria, una somma pari a un terzo delle imposte accertate e relativi interessi, maggiorata dell'aggio e degli interessi di mora a decorrere dal giorno successivo a quello di notifica degli avvisi di accertamento e fino alla data di pagamento, per un ammontare complessivo di circa 22 milioni di euro. Allo stato, l'Agenzia delle Entrate non ha ancora notificato alcun avviso di accertamento relativamente all'annualità 2010, in relazione alla quale nel PVC redatto nell'aprile 2015 la Guardia di Finanza ha contestato a Saipem circa 28 milioni di euro quali costi non deducibili ai fini Ires e Irap, perché asseritamente connessi a fattispecie di reato.

Il processo penale in Italia: il 26 febbraio 2015 il Giudice dell'Udienza Preliminare di Milano ha notificato presso lo studio del difensore di Saipem SpA l'avviso di fissazione dell'udienza preliminare unitamente alla richiesta di rinvio a giudizio formulata dalla Procura di Milano l'11 febbraio 2015. Lo stesso provvedimento è stato notificato, oltre che a Saipem SpA, a 8 persone fisiche e alla persona giuridica Eni SpA. Il Giudice dell'Udienza Preliminare ha fissato l'udienza per il giorno 13 maggio 2015. Nel corso di tale udienza l'Agenzia delle Entrate si è costituita parte civile nel procedimento, mentre altre richieste di costituzione di parte civile sono state respinte.

Il Giudice dell'Udienza Preliminare ha accolto l'istanza di rinvio, formulata dalle difese al fine di poter esaminare l'ampia documentazione depositata dalla Procura nell'imminenza dell'udienza, fissando per la continuazione del procedimento l'udienza del 12 giugno, nel corso della quale è iniziata la discussione del Pubblico Ministero.

Il 2 ottobre 2015 il Giudice dell'Udienza Preliminare ha rigettato le questioni di incostituzionalità e relative alla prescrizione presentate dalle difese e ha pronunciato i seguenti provvedimenti:

- (i) sentenza di non doversi procedere per difetto di giurisdizione nei confronti di un imputato;
- (ii) sentenza di non luogo a procedere nei confronti di tutti gli imputati relativamente all'ipotesi che il pagamento delle commissioni per il progetto MLE da parte di Saipem (circa 41 milioni di euro) possa essere servito per consentire a Eni di acquisire i consensi ministeriali algerini per l'acquisizione di First Calgary e per l'estensione di un giacimento in Algeria (CAFC). Tale provvedimento contiene anche la decisione di proscioglimento di Eni, dell'ex Amministratore Delegato-CEO di Eni e di un dirigente Eni relativamente a ogni altra ipotesi di reato;
- (iii) decreto che dispone il giudizio, tra gli altri, per Saipem e per 3 ex dipendenti di Saipem (l'ex Vice Presidente e Amministratore Delegato-CEO, l'ex Chief Operating Officer della Business Unit Engineering & Construction e l'ex Chief Financial Officer) con riferimento all'accusa di corruzione internazionale formulata dalla Procura secondo la quale gli stessi imputati avrebbero concorso a consentire, sulla base di criteri di mero favoritismo, l'aggiudicazione a Saipem di 7 contratti in Algeria. Per le sole persone fisiche (non per Saipem) il rinvio a giudizio è stato pronunciato anche con riferimento all'ipotesi di dichiarazione fraudolenta (reato fiscale) promossa dalla Procura.

Nella medesima data, all'esito dell'udienza relativa a uno stralcio del procedimento principale, il Giudice dell'Udienza Preliminare di Milano ha pronunciato sentenza di patteggiamento ex art. 444 c.p.p. per un ex dirigente di Saipem SpA.

La Procura della Repubblica di Milano e la Procura Generale presso la Corte d'Appello di Milano hanno proposto, in data 17 novembre 2015, ricorso in Cassazione contro: (i) la sentenza di non luogo a procedere pronunciata nei confronti di tutti gli imputati relativamente all'ipotesi che il pagamento delle commissioni per il progetto algerino "Menzel Ledjmet Est" da parte di Saipem (circa 41 milioni di euro) possa essere servito per consentire a Eni di acquisire i consensi ministeriali algerini per l'acquisizione di "First Calgary" e per l'estensione di un giacimento in Algeria (CAFC); (ii) la sentenza di proscioglimento di Eni, dell'ex Amministratore Delegato-CEO di Eni e di un dirigente Eni relativamente all'asserito reato di corruzione in relazione ai contratti di appalto assegnati da Sonatrach al Gruppo Saipem; e contro (iii) la sentenza di proscioglimento dell'ex Amministratore Delegato-CEO di Eni e di un dirigente Eni relativamente all'asserito reato di dichiarazione fraudolenta in relazione ai contratti di appalto assegnati da Sonatrach al Gruppo Saipem.

Il 24 febbraio 2016 la Corte di Cassazione, accogliendo il ricorso presentato dalla Procura di Milano, ha disposto la trasmissione degli atti a un nuovo Giudice per l'Udienza Preliminare presso il Tribunale di Milano, per la celebrazione di una nuova Udienza Preliminare.

Con riferimento a tale filone del procedimento, in data 27 luglio 2016 il nuovo Giudice per l'Udienza Preliminare ha disposto il rinvio a giudizio di tutti gli imputati. Con riferimento a questo filone, quindi, la prima udienza avanti il Tribunale di Milano è stata fissata per il 5 dicembre 2016.

L'11 novembre 2015, in occasione della pubblicazione del report di responsabilità sociale 2015 della Procura di Milano, è stato reso noto che: *"recentemente è stato posto in esecuzione un provvedimento di sequestro preventivo del GIP di Milano fino all'ammontare di 250 milioni di euro su beni degli imputati. Il provvedimento conferma il blocco già disposto da autorità estere di somme liquide su conti bancari di Singapore, Hong Kong, Svizzera e Lussemburgo per un importo totale superiore a 100 milioni di euro"*. Saipem non risulta destinataria di alcuna di tali misure; si è appreso, comunque, che i sequestri hanno colpito beni personali dell'ex Chief Operating Officer della Società e di altri due imputati.

All'esito della prima udienza avanti il Tribunale di Milano del 2 dicembre 2015, il processo è stato rinviato al 25 gennaio 2016 in ragione dello sciopero indetto dagli avvocati penalisti. Nel corso dell'udienza del 2 dicembre 2015 Sonatrach ha chiesto di costituirsi parte civile nei confronti delle sole persone fisiche imputate. Anche il Movimento cittadini algerini d'Italia e d'Europa ha presentato richiesta di costituzione di parte civile. L'Agenzia delle Entrate ha confermato la richiesta di parte civile nei confronti delle sole persone fisiche imputate di dichiarazione fraudolenta. All'udienza del 25 gennaio 2016 il Tribunale di Milano ha rigettato la richiesta di costituzione di parte civile di Sonatrach e la richiesta di costituzione di parte civile del Movimento cittadini algerini d'Italia e d'Europa. Il Tribunale ha rinviato all'udienza del 29 febbraio 2016 riservandosi di pronunciare sulle eccezioni di nullità relative al decreto di rinvio a giudizio fatte valere dagli imputati.

All'udienza del 29 febbraio 2016 il Tribunale ha riunito il procedimento con altro pendente nei confronti di un unico imputato, ha rigettato le eccezioni di nullità del decreto di rinvio a giudizio, invitando la Procura a riformulare il capo d'imputazione relativamente a un imputato e ha rinviato la causa all'udienza del 21 marzo 2016. Il procedimento prosegue avanti il Tribunale di Milano; la prossima udienza si terrà il 12 settembre 2016.

Richiesta di documenti da parte del Department of Justice statunitense: su richiesta del Department of Justice statunitense ("DoJ"), Saipem SpA ha stipulato un cosiddetto "tolling agreement" che estende di 6 mesi il termine di prescrizione applicabile a eventuali violazioni di leggi federali degli Stati Uniti in relazione ad attività pregresse di Saipem e relative subsidiary. Il "tolling agreement", rinnovato fino al 29 novembre 2015, non costituisce un'ammissione da parte di Saipem SpA di aver compiuto alcun illecito, né di essere soggetta alla giurisdizione degli Stati Uniti ai fini di qualsivoglia indagine o procedimento. Saipem ha inteso quindi offrire collaborazione anche nel contesto degli accertamenti da parte del Department of Justice che il 10 aprile 2014 ha formulato una richiesta di documenti relativi alle attività pregresse del Gruppo Saipem in Algeria, richiesta alla quale Saipem ha fornito riscontro. Il 29 novembre 2015 il "tolling agreement" è scaduto e, allo stato, non è pervenuta da parte del Department of Justice alcuna richiesta di proroga.

Il procedimento in Algeria: in Algeria nel 2010 è stato avviato un procedimento che ha ad oggetto diverse fattispecie e coinvolge a diverso titolo 19 indagati (cd. "inchiesta Sonatrach 1"). Société nationale pour la recherche, la production, le transport, la transformation et la commercialisation des hydrocarbures SpA ("Sonatrach") si è costituita parte civile in tale procedimento e anche il Trésor Public algerino ha formulato analoga richiesta.

Anche la società algerina Saipem Contracting Algérie SpA ("Saipem Contracting Algérie") è parte in tale procedimento in relazione alle modalità di assegnazione del contratto GK3 da parte di Sonatrach. In relazione a tale procedimento alcuni conti correnti in valuta locale di Saipem Contracting Algérie sono stati bloccati.

In particolare nel 2012, in occasione di rinvio alla "Chambre d'accusation" presso la Corte di Algeri, Saipem Contracting Algérie ha ricevuto una comunicazione che formalizzava l'esistenza di un'indagine nei suoi confronti, relativa a un'asserita maggiorazione dei prezzi in occasione dell'aggiudicazione di contratti conclusi con una società pubblica a carattere industriale e commerciale beneficiando dell'autorità o influenza di rappresentanti di tale organismo. Il contratto GK3 era stato assegnato nel giugno 2009 per un importo equivalente (al cambio in essere al momento dell'assegnazione del contratto) a circa 433,5 milioni di euro.

All'inizio del 2013 la "Chambre d'accusation" ha pronunciato il rinvio a giudizio di Saipem Contracting Algérie e confermato il predetto blocco dei conti correnti. Secondo la tesi accusatoria il prezzo offerto sarebbe stato superiore per una percentuale fino al 60% al prezzo di mercato; secondo la tesi accusatoria tale asserita maggiorazione rispetto al prezzo di mercato si sarebbe ridotta a una percentuale fino al 45% del prezzo contrattuale di assegnazione, a seguito dello sconto negoziato tra le parti successivamente all'offerta. Nel mese di aprile 2013 e nel mese di ottobre 2014 la Corte Suprema algerina ha rigettato la richiesta di sblocco dei conti correnti che Saipem Contracting Algérie aveva presentato sin dal 2010. Gli atti sono stati quindi trasmessi al Tribunale di Algeri che, all'udienza del 15 marzo 2015, ha rinviato il procedimento all'udienza del 7 giugno 2015, nel corso della quale, stante l'assenza di alcuni testimoni, il Tribunale ha rinviato d'ufficio il processo a una sessione penale. All'udienza fissata per il 27 dicembre 2015 il processo ha avuto inizio. All'udienza del 20 gennaio 2016 la Procura della Repubblica di Algeri ha chiesto la condanna di tutti i 19 soggetti incolpati nei cui confronti è in corso il processo "Sonatrach 1".

Quanto a Saipem Contracting Algérie, la Procura della Repubblica di Algeri ha chiesto la condanna della stessa società all'ammenda di 5 milioni di dinari algerini (pari al cambio attuale a circa 43.000 euro).

La Procura della Repubblica di Algeri ha chiesto, inoltre, la condanna alla confisca del profitto asseritamente conseguito, nella misura che sarà eventualmente accertata dal Tribunale, tutti i 19 soggetti incolpati di cui è stata chiesta la condanna (tra i quali Saipem Contracting Algérie).

Per la fattispecie contestata a Saipem Contracting Algérie, la normativa locale prevede una pena principale di natura pecuniaria (pari a un massimo di circa 50.000 euro) e contempla la possibilità che, in relazione all'ipotesi di reato contestata, possano essere comminate pene accessorie come la confisca del profitto conseguito in seguito all'asserito reato (che sarebbe pari all'asserita maggiorazione rispetto al prezzo di mercato del contratto GK3 nella misura eventualmente accertata dall'autorità giudiziaria) e/o sanzioni di natura interdittiva.

Lo scorso 2 febbraio 2016 è stata pronunciata dal Tribunale di Algeri la sentenza di primo grado. Tale sentenza ha, tra l'altro, condannato Saipem Contracting Algérie al pagamento di un'ammenda d'importo pari a circa 4 milioni di dinari algerini (corrispondenti a circa 34.000 euro). In particolare, Saipem Contracting Algérie è stata ritenuta responsabile della maggiorazione dei prezzi in occasione dell'aggiudicazione dell'appalto per la realizzazione del gasdotto GK3, avendo asseritamente beneficiato dell'autorità o influenza di suoi rappresentanti.

La sentenza ha, inoltre, disposto di rimettere nella disponibilità di Saipem Contracting Algérie due conti correnti in valuta locale, il cui saldo totale ammonta a circa 78 milioni di euro (importo calcolato al cambio del 30 giugno 2016), che sono stati bloccati nel 2010.

L'ente committente Sonatrach, che si era costituita parte civile nel procedimento, si è riservata di far valere in sede civile le proprie pretese. La richiesta di costituzione di parte civile del Trésor Civil algerino è invece stata rigettata.

La decisione del 2 febbraio 2016 del Tribunale di Algeri, in attesa del deposito delle relative motivazioni, è stata impugnata: da Saipem Contracting Algérie (che aveva chiesto l'assoluzione e aveva preannunciato che avrebbe impugnato la decisione); dal Procuratore Generale (che aveva chiesto la condanna a 5 milioni di dinari algerini e la confisca, richieste respinte dal Tribunale, che – come detto – ha invece condannato Saipem Contracting Algérie al minore importo di circa 4 milioni di dinari algerini); dal Trésor Civil (la cui richiesta di costituirsi parte civile contro Saipem Contracting Algérie è stata – come detto – respinta dal Tribunale); da tutti gli altri condannati, relativamente alle statuizioni che li riguardano.

Per effetto delle citate impugnazioni, la decisione del Tribunale di Algeri è sospesa di pieno diritto e, quindi, rimangono sospesi, in pendenza del giudizio di Cassazione, l'esecuzione:

- dell'irrogazione dell'ammenda di circa 34.000 euro; e
- dello sblocco dei due conti correnti il cui saldo totale ammonta a circa 78 milioni di euro (importo calcolato al cambio del 30 giugno 2016). Sonatrach non ha impugnato la decisione del Tribunale, coerentemente con la sua richiesta, accolta dal medesimo Tribunale, di riservarsi di svolgere un'eventuale successiva azione di risarcimento danni in un procedimento civile. Tale azione civile, allo stato, non è stata avviata da Sonatrach, né è stato dalla medesima precisato l'ammontare dell'asserito danno.

Nel mese di marzo 2013 è stato convocato presso il Tribunale di Algeri l'allora legale rappresentante di Saipem Contracting Algérie al quale il giudice istruttore locale ha comunicato verbalmente l'avvio di un'indagine (cd. inchiesta "Sonatrach 2") "a carico di Saipem per i seguenti capi di imputazione: artt. 25a, 32 e 53 della L. n. 01/2006 della lotta contro la corruzione", e ha richiesto la consegna di alcuni documenti (statuti societari) e altre informazioni relativi alle società Saipem Contracting Algérie, Saipem SpA e Saipem SA.

Indagini in corso - Procura della Repubblica di Milano - Brasile

In data 12 agosto 2015 Saipem SpA ha ricevuto dalla Procura della Repubblica di Milano la notifica di un'informazione di garanzia e di una richiesta di documentazione nell'ambito di un nuovo procedimento penale, per il presunto reato di corruzione internazionale, aperto dagli uffici giudiziari milanesi in relazione a un contratto assegnato nel 2011 dalla società brasiliana Petrobras a Saipem SA (Francia) e Saipem do Brasil (Brasile). Le indagini risultano ancora in corso.

Per quanto appreso solo a mezzo stampa, tale contratto è oggetto di indagini nei confronti di alcuni cittadini brasiliani tra i quali anche un ex collaboratore di Saipem do Brasil, da parte delle autorità giudiziarie del Brasile.

In particolare, il 19 giugno 2015 Saipem do Brasil aveva appreso dai media dell'arresto (in merito a ipotesi di riciclaggio, corruzione e truffa) di un suo ex collaboratore, a seguito di un provvedimento emesso dalla Procura brasiliana di Curitiba, nell'ambito di un'inchiesta giudiziaria in corso in Brasile dal marzo 2014 (cd. inchiesta "Lava Jato"). In data 29 luglio 2015 Saipem do Brasil ha poi appreso dagli organi di stampa che, nell'ambito delle condotte addebitate all'ex collaboratore di Saipem do Brasil, la Procura brasiliana avrebbe ipotizzato altresì il fatto di avere influenzato indebitamente Petrobras nel 2011 per l'assegnazione a Saipem do Brasil di un contratto denominato "Cernambi" (del valore di circa 115 milioni di euro). Ciò sarebbe asseritamente desunto dalla circostanza che nel 2011 nei pressi della sede di Petrobras, tale ex collaboratore di Saipem do Brasil avrebbe subito una rapina nel corso della quale sarebbe stato derubato di circa 100.000 reais brasiliani (pari a circa 26.000 euro) appena prelevati da un istituto di credito. Secondo la Procura brasiliana la rapina sarebbe avvenuta in un periodo temporale precedente l'assegnazione del citato contratto "Cernambi".

Saipem SpA sta prestando la massima collaborazione alle indagini e ha avviato lo svolgimento di un intervento di audit anche con l'ausilio di un consulente esterno. L'attività di audit ha preso in esame i nominativi delle numerose società e persone che i media hanno riferito essere oggetto di indagini da parte dell'autorità giudiziaria brasiliana. Il Report di audit, emesso il 14 luglio 2016, ha dato atto dell'assenza di comunicazioni o documenti relativi a transazioni e/o movimentazioni finanziarie tra società del Gruppo Saipem e il personale di Petrobras oggetto di indagini. Il Report di audit è stato trasmesso da Saipem SpA alla Procura della Repubblica di Milano e a Consob in segno di trasparenza.

I testimoni ascoltati sino ad ora nel procedimento penale in corso in Brasile contro tale ex collaboratore, nonché nell'ambito dei lavori della Commissione parlamentare di inchiesta istituita in Brasile sul caso "Lava Jato", hanno riferito di non essere a conoscenza di irregolarità relativamente alle attività di Saipem. Anche l'ex collaboratore di Saipem do Brasil – che nel corso del 2015 ha accettato di cooperare con le autorità giudiziarie – per quanto noto a oggi, non ha riferito di episodi illeciti riferibili a società del Gruppo Saipem e, quanto all'episodio della rapina per 100.000 reais brasiliani (pari a circa 26.000 euro) da lui subito nell'ottobre del 2011, ha dichiarato che si trattava di denaro necessario per corrispondere le spese relative agli immobili di una società da lui gestita per conto di un soggetto terzo rispetto a Saipem. L'udienza prevista per l'11 novembre 2015, in cui era previsto l'interrogatorio dell'ex collaboratore di Saipem do Brasil e di altri due imputati, è stata rinviata a data da fissarsi. Petrobras si è costituita parte civile ("Assistente do Ministerio Publico") nel medesimo procedimento contro gli stessi imputati. Il procedimento e le relative indagini in Brasile risultano in corso.

Il Gruppo Saipem non ha ricevuto alcuna notifica al riguardo da parte delle autorità giudiziarie brasiliane.

Kuwait

Il 21 giugno 2011 è stato notificato a Saipem SpA, su richiesta della Procura della Repubblica presso il Tribunale di Milano, un decreto di perquisizione dell'ufficio personale di un ex dipendente della stessa Società, in relazione a ipotesi di reati che sarebbero stati messi in atto dall'ex dipendente con soggetti terzi; tali reati sarebbero collegati all'aggiudicazione di gare, da parte di Saipem SpA, a società terze per un progetto in Kuwait. Con riferimento alla medesima vicenda, la Procura ha altresì notificato a Saipem SpA una "informazione di garanzia" ai sensi del D.Lgs. n. 231/2001; la Società ritiene che la propria posizione processuale sarà chiarita positivamente; ciò in quanto, alla luce delle contestazioni descritte negli atti, Saipem SpA appare parte lesa in relazione alle presunte condotte illecite oggetto dell'indagine.

Saipem SpA ha tempestivamente provveduto, sentito anche il parere del proprio legale, d'accordo con l'Organismo di Vigilanza della Società e gli Organi di Controllo interni, ad avviare, tramite la funzione Internal Audit, una verifica interna sul progetto oggetto dell'indagine, anche incaricando una società di consulenza esterna. Il 2 marzo 2012 è stata notificata a Saipem SpA la "Richiesta di proroga del termine di durata delle indagini preliminari" presentata dal Pubblico Ministero. Da tale data non sono stati notificati ulteriori atti alla Società né vi è notizia/evidenza di ulteriori sviluppi nelle indagini.

EniPower

Nell'ambito delle indagini avviate dalla magistratura milanese (procedimento penale 2460/2003 R.G.N.R. pendente presso la Procura della Repubblica di Milano) su appalti e forniture commissionati da EniPower a diverse società, era stata notificata a Snamprogetti SpA (oggi Saipem SpA), quale appaltatore di servizi di ingegneria e approvvigionamento oltre che ad altri soggetti, informazione di garanzia ai sensi della disciplina della responsabilità amministrativa delle persone giuridiche (ex art. 25, D.Lgs. n. 231/2001). Nell'agosto del 2007 si sono concluse le indagini preliminari con esito positivo per Snamprogetti: la società non è stata, infatti, inserita tra i soggetti indagati per i quali è stato chiesto il rinvio a giudizio. Snamprogetti si è quindi costituita parte civile nei confronti delle persone fisiche e giuridiche in qualche modo riconducibili a operazioni che abbiano riguardato la società e, con alcuni soggetti che hanno chiesto di essere ammessi al patteggiamento, sono stati raggiunti accordi transattivi per il risarcimento del danno. Il procedimento, dopo la conclusione dell'udienza preliminare, prosegue a carico di ex dipendenti delle predette società, nonché nei confronti di dipendenti e dirigenti di alcune società fornitrici e delle stesse ai sensi del D.Lgs. n. 231/2001. Eni SpA, EniPower SpA e Snamprogetti SpA si sono costituite parti civili nell'udienza preliminare. L'udienza preliminare relativa al procedimento principale avanti il Giudice dell'Udienza Preliminare si è conclusa il 27 aprile 2009. Il giudice ha disposto il decreto di rinvio a giudizio di tutte le parti che non hanno fatto richiesta di patteggiamento, a esclusione di alcuni soggetti nei cui confronti è intervenuta la prescrizione. Nel corso dell'udienza del 2 marzo 2010 è stata confermata la costituzione di parte civile di Eni SpA, EniPower SpA e Saipem SpA nei confronti degli enti imputati ex D.Lgs. n. 231/2001. Sono stati altresì citati i responsabili civili delle ulteriori società coinvolte. All'udienza del 20 settembre 2011 è stato depositato il dispositivo della sentenza che ha previsto alcune condanne e diverse assoluzioni nei confronti dei numerosi imputati sia persone fisiche che giuridiche, queste ultime ritenute responsabili degli illeciti amministrativi, applicando quindi sanzioni pecuniarie e ordinando altresì la confisca per equivalente di ingenti somme. Il Tribunale ha altresì escluso la costituzione di parte civile nei confronti degli enti imputati in relazione agli illeciti amministrativi di cui al D.Lgs. n. 231/2001. Il 19 dicembre 2011 è stata depositata in cancelleria la motivazione della sentenza. Le parti condannate hanno provveduto a impugnare tempestivamente il suddetto provvedimento. Il 24 ottobre 2013 la Corte d'Appello di Milano ha pronunciato sentenza, sostanzialmente confermando la decisione di primo grado, riformandola parzialmente solo con riferimento ad alcune persone fisiche per le quali è stato dichiarato di non doversi procedere per intervenuta prescrizione. Gli imputati hanno proposto ricorso in Cassazione. L'udienza avanti la Corte di Cassazione del 30 settembre 2015 è stata rinviata per la decisione al 10 novembre 2015 in ragione della complessità delle questioni sottoposte alla Corte. La sezione VI penale della Suprema Corte, in data 10 novembre 2015, decidendo sui ricorsi presentati dalle parti avverso la sentenza della Corte d'Appello di Milano, ha annullato il provvedimento impugnato nei confronti delle persone giuridiche e, limitatamente alle statuizioni civili, nei confronti delle persone fisiche, e ha rinviato per un nuovo giudizio ad altra sezione della Corte d'Appello di Milano.

Fos Cavaou

Con riferimento al progetto di realizzazione del terminale di rigassificazione di Fos Cavaou ("FOS"), il cliente Société du Terminal Méthanier de Fos Cavaou ("STMFC", oggi Fosmax LNG) nel gennaio 2012 ha avviato un procedimento arbitrale presso la Camera di Commercio Internazionale di Parigi nei confronti del contrattista STS ["société en participation" di diritto francese composta da Saipem SA (50%), Tecnimont SpA (49%), Sofregaz SA (1%)]. L'11 luglio 2011 le parti avevano sottoscritto un protocollo di mediazione ai sensi del Regolamento di Conciliazione e Arbitrato della CCI di Parigi; la procedura di mediazione si è conclusa senza successo il 31 dicembre 2011 in quanto Fosmax LNG ha rifiutato di prorogarne la scadenza.

Con memoria presentata a sostegno della propria richiesta, Fosmax LNG ha richiesto la condanna al pagamento di circa 264 milioni di euro per il risarcimento del danno asseritamente subito, penalità di ritardo e costi sostenuti per il completamento dei lavori (cd. "mise en régie"). Della somma totale richiesta, circa 142 milioni di euro erano ascrivibili a perdita di profitto, voce contrattualmente esclusa dai danni risarcibili salvo il caso di dolo o colpa grave. STS ha depositato la propria memoria difensiva, comprensiva di domanda riconvenzionale, a titolo di risarcimento del danno dovuto all'eccessiva ingerenza di Fosmax LNG nell'esecuzione dei lavori e per il pagamento di extra works non riconosciuti dal cliente (con riserva di quantificarne l'ammontare nel prosieguo dell'arbitrato). Il 19 ottobre 2012 Fosmax LNG ha depositato la Mémoire en demande. Di contro STS ha depositato la propria Mémoire en défense il 28 gennaio 2013, precisando in 338 milioni di euro il valore della propria domanda riconvenzionale. Il 1° aprile 2014 si è tenuta la discussione finale. Sulla base del lodo depositato dal Collegio Arbitrale il 13 febbraio 2015, Fosmax LNG, in data 30 aprile 2015, ha corrisposto a STS la somma, comprensiva di interessi, di 84.349.554,92 euro. La quota di tale somma di spettanza di Saipem SA è pari al 50%. Il 26 giugno 2015 Fosmax LNG ha impugnato il lodo avanti il Consiglio di Stato francese, chiedendone l'annullamento sull'asserito presupposto che il Collegio Arbitrale avrebbe erroneamente applicato alla materia il diritto privato in luogo del diritto pubblico. Il 17 settembre 2015 STS ha depositato la propria memoria difensiva avanti il Consiglio di Stato.

In data 18 novembre 2015, dopo lo scambio delle rispettive memorie tra le parti, si è tenuta l'udienza dinanzi al Consiglio di Stato. Successivamente all'audizione del Rapporteur Public, i giudici hanno chiuso la fase del dibattimento. Il Rapporteur si è pronunciato per un rinvio al Tribunal des Conflits, che dovrà rendere la propria decisione entro tre mesi dal giorno in cui è stato adito. L'udienza avanti il Tribunal des Conflits si è tenuta il 14 marzo 2016. Con decisione resa l'11 aprile 2016 il Tribunal des Conflits ha deciso per la competenza del Consiglio di Stato a decidere il merito della controversia, relativa al ricorso per annullamento della sentenza arbitrale del 13 febbraio 2015. In data 27 giugno 2016 STS ha depositato una memoria difensiva avanti il Consiglio di Stato. L'udienza di discussione non è ancora stata fissata. In parallelo alla citata impugnazione avanti il Consiglio di Stato, Fosmax LNG, in data 18 agosto 2015, aveva altresì depositato tre ricorsi avanti la Corte d'Appello di Parigi per ottenere l'annullamento del

lodo di cui, in data 7 aprile 2015, era stata riconosciuta l'esecutorietà e che era stato notificato a Fosmax LNG in data 24 luglio 2015. Le tre procedure innanzi alla Corte d'Appello, dopo la loro sospensione in attesa della decisione del Tribunal des Conflits, sono tuttora pendenti. La chiusura dell'istruttoria è prevista per il 22 dicembre 2016 e un'udienza di discussione è stata fissata al 17 gennaio 2017.

Arbitrato per progetto Menzel Ledjmet Est ("MLE"), Algeria

Con riferimento al contratto sottoscritto il 22 marzo 2009 da Saipem SpA e Saipem Contracting Algérie SpA (insieme "Saipem") da una parte, Société nationale pour la recherche, la production, le transport, la transformation et la commercialisation des hydrocarbures SpA ("Sonatrach") e First Calgary Petroleum LP (insieme la "Cliente") dall'altra, avente a oggetto l'ingegneria, approvvigionamento e costruzione di un'unità di trattamento del gas e delle annesse opere nel campo MLE (Algeria), in data 23 dicembre 2013 è stata depositata da Saipem domanda di arbitrato presso la Chambre de Commerce Internationale di Parigi ("ICC"). La domanda è stata quindi notificata alla Cliente in data 8 gennaio 2014. Nella propria domanda di arbitrato, come successivamente modificata con lo Statement of Claim in data 17 dicembre 2014 e successiva memoria in data 15 gennaio 2016, Saipem ha richiesto che il Tribunale Arbitrale riconosca: (i) un'estensione dei termini contrattuali di circa 30,5 mesi; (ii) il diritto di Saipem a ottenere il pagamento dell'importo di circa 895 milioni di euro equivalenti (al lordo della somma di 246 milioni di euro, già corrisposta da First Calgary Petroleum LP on a without prejudice basis a titolo di anticipazione sui VOR), a titolo di aumento del prezzo contrattuale per estensione dei termini, variation orders, mancato pagamento di fatture arretrate e pezzi di ricambio e bonus di accelerazione. Sonatrach e First Calgary Petroleum LP (società che dal 2008 è controllata al 100% dal Gruppo Eni) hanno nominato congiuntamente il loro arbitro e in data 28 marzo 2014 hanno depositato le rispettive Réponses à la requête. Il 26 maggio 2014 è stato nominato il Presidente del Collegio Arbitrale.

Sonatrach e First Calgary Petroleum LP hanno depositato le proprie Mémoires en défense il 14 agosto 2015, introducendo anche una nuova domanda riconvenzionale e precisando il valore della propria richiesta in 256 milioni di euro equivalenti. Una parte della nuova domanda riconvenzionale proposta solo da Sonatrach attiene alla richiesta di pagamento a Sonatrach del 25% delle commissioni corrisposte da Saipem a Pearl Partners relativamente al progetto MLE (25% di circa 41 milioni di euro) oltre ai danni morali, stimati in non meno di 20 milioni di euro. Il Collegio Arbitrale ha ammesso la nuova domanda di Sonatrach sulla quale il Collegio dovrà, quindi, pronunciarsi (così come su tutte le altre domande proposte in arbitrato) all'esito dell'istruttoria in corso. Saipem ha depositato la propria memoria di replica il 15 gennaio 2016.

Sonatrach e FCP hanno depositato le proprie memorie di replica il 15 maggio 2016 e il 30 giugno 2016; Saipem ha depositato la propria memoria sulle riconvenzionali avversarie. Nel mese di luglio 2016 si terranno le udienze.

Arbitrato per progetto LPG, Algeria

Con riferimento al contratto per la costruzione di un impianto di Extraction des liquides des gaz associés Hassi Messaoud et séparation d'huile LDHP ZCINA (progetto LPG), concluso il 12 novembre 2008 tra Sonatrach da una parte e Saipem SA e Saipem Contracting Algérie SpA dall'altra (insieme "Saipem"), in data 14 marzo 2014 Saipem ha depositato una domanda di arbitrato presso la Chambre de Commerce Internationale (ICC) di Parigi. Nella propria domanda Saipem ha richiesto che il Tribunale Arbitrale condanni Sonatrach a pagare circa 172 milioni di euro equivalenti a titolo di maggiori costi sostenuti dal contractor nel corso dell'esecuzione del progetto per variation orders, extension of time, force majeure, mancato o ritardato pagamento di fatture e relativi interessi. Sonatrach ha depositato la propria Réponse in data 10 giugno 2014, respingendo ogni addebito e chiedendo, in via riconvenzionale, che Saipem sia condannata al pagamento delle penalità di ritardo, quantificate in 70,8 milioni di dollari USA. Il Tribunale Arbitrale si è costituito formalmente il 16 settembre 2014 con l'accettazione della nomina da parte del Presidente. Il 13 novembre 2014 le parti hanno trovato un accordo sul calendario della procedura in base al quale Saipem ha depositato la propria Mémoire en demande il 13 marzo 2015 e la Mémoire en Réplique et en Réponse à la Demande Reconventionnelle il 14 gennaio 2016, nella quale ha precisato le proprie richieste in 104.297.332 euro, 16.563.514 USD e 6.179.945.829 DZD (pari a 172,17 milioni di euro equivalenti). Sonatrach ha depositato la propria Mémoire en défense il 14 settembre 2015, introducendo una nuova domanda riconvenzionale e precisando il valore del proprio contro reclamo in 256 milioni di euro equivalenti. La nuova domanda riconvenzionale attiene alla richiesta di pagamento a Sonatrach delle commissioni corrisposte da Saipem a Pearl Partners relativamente al progetto LPG (circa 34,5 milioni di euro), oltre ai danni morali. Il Collegio Arbitrale ha deciso di non ammettere detta nuova domanda riconvenzionale di Sonatrach in quanto tardiva.

Sonatrach ha depositato la propria Mémoire en duplique et réplique à la demande reconventionnelle il 14 maggio 2016 nella quale ha reiterato le proprie richieste e insistito per l'accoglimento delle seguenti domande di condanna: 35.175.998 euro, 9.114.335 USD e 1.197.009.692 DZD a titolo di penalità di ritardo; 213.343.187 USD per mancata produzione dell'impianto (quest'ultima asseritamente causata da Saipem per il ritardo nella gestione di alcune chiamate in garanzia); 361.029 euro e 38.557.206 DZD per spese sostenute dalla Sonatrach per la gestione delle chiamate in garanzia che sarebbero state di competenza di Saipem. Saipem potrà depositare un'ulteriore memoria di replica sulla riconvenzionale di Sonatrach entro il 6 settembre 2016.

Le udienze si terranno nel mese di ottobre 2016.

Arbitrato per progetto LZ2, Algeria

Il 12 maggio 2015 Saipem SpA e Saipem Contracting Algérie SpA (insieme "Saipem") hanno depositato domanda di arbitrato avanti la Chambre de Commerce Internationale di Parigi (ICC) nei confronti di Sonatrach per il pagamento di 7.339.038 euro e 605.447.169 DZD oltre interessi, a titolo di restituzione di penalità di ritardo illegittimamente applicate, extra works e oneri per il prolungamento del progetto. La domanda è relativa al contratto per la costruzione di un gasdotto tra Hassi R'Mel e Arzew in Algeria, concluso tra Saipem e Sonatrach il 5 novembre 2007 (progetto "LZ2"). Saipem e Sonatrach hanno nominato i propri arbitri e la convenuta ha depositato la propria replica il 7 settembre 2015, introducendo una domanda riconvenzionale di ammontare pari a 8.559.000 euro oltre interessi e danno morale, da quantificarsi durante la procedura. La domanda riconvenzionale attiene alla richiesta di pagamento a Sonatrach delle commissioni corrisposte a Pearl Partners relativamente al progetto LZ2 (circa 8,5 milioni di euro).

Le parti non sono riuscite a trovare un accordo sul nominativo del Presidente del Collegio Arbitrale che è stato pertanto nominato direttamente dall'ICC il 24 febbraio 2016. In base al calendario arbitrale concordato tra le parti nel mese di maggio, Saipem depositerà la propria *Mémoire en demande* il 29 luglio 2016 e Sonatrach la *Mémoire en reponse* il 23 dicembre 2016. È previsto che le udienze si tengano dall'11 al 15 dicembre 2017.

Arbitrato per progetto Arzew, Algeria

Con riferimento al contratto per la costruzione di un impianto di liquefazione di gas naturale ad Arzew (Algeria) (progetto GNL3Z ARZEW), concluso il 26 luglio 2008 tra Sonatrach da una parte e Saipem SpA, Saipem Contracting Algérie SpA (insieme "Saipem") e Chiyoda dall'altra, in data 31 luglio 2015 Saipem ha depositato una domanda di arbitrato presso la *Chambre de Commerce Internationale* di Parigi (ICC). Nella propria domanda Saipem ha richiesto che il Tribunale Arbitrale condanni Sonatrach a pagare circa 550 milioni di euro a titolo di maggiori costi sostenuti dal contractor nel corso dell'esecuzione del progetto per *variation orders*, *extension of time*, mancato o ritardato pagamento di fatture e relativi interessi. Saipem ha nominato il proprio arbitro. Sonatrach ha tempestivamente depositato la propria replica il 28 ottobre 2015 chiedendo che Saipem sia condannata a pagare in via riconvenzionale i danni subiti a causa di asseriti inadempimenti di Saipem, quantificando i relativi importi in circa 1,6 miliardi di dollari statunitensi, 54 miliardi di dinari algerini, nonché 77,37 milioni di euro in relazione alle commissioni corrisposte da Saipem a Pearl Partners per il progetto Arzew.

In data 30 novembre 2015 Saipem ha depositato una breve memoria di replica alle domande riconvenzionali di Sonatrach.

Le parti si sono accordate sulla nomina del Presidente del Tribunale Arbitrale. In base al calendario arbitrale e alle regole di procedura concordati tra le parti il 30 marzo 2016, Saipem depositerà la propria *Mémoire en demande* il 25 novembre 2016 e Sonatrach la *Mémoire en reponse* il 30 giugno 2017. È previsto che le udienze si tengano alla fine del 2018.

Corte di Cassazione - Delibera Consob n. 18949 del 18 giugno 2014 - Azioni risarcitorie

Con provvedimento adottato con delibera n. 18949 del 18 giugno 2014, Consob ha deliberato di applicare a Saipem la sanzione amministrativa pecuniaria di 80.000 euro in relazione a un asserito ritardo nell'emissione del *profit warning* emesso dalla Società il 29 gennaio 2013. Saipem SpA il 28 luglio 2014 ha presentato ricorso alla Corte d'Appello di Milano per opporsi avverso la citata delibera. Con decreto depositato l'11 dicembre 2014 la Corte d'Appello di Milano ha rigettato l'opposizione proposta da Saipem SpA che ha, quindi, presentato ricorso in Cassazione avverso il decreto della Corte d'Appello di Milano.

Il 28 aprile 2015 alcuni investitori istituzionali di nazionalità estera hanno convenuto Saipem SpA dinanzi al Tribunale di Milano, chiedendo la condanna della Società al risarcimento di asseriti danni (quantificati in circa 174 milioni di euro), con riguardo a investimenti in azioni Saipem che gli attori dichiarano di aver effettuato sul mercato secondario. In particolare gli attori hanno chiesto la condanna di Saipem al risarcimento di asseriti danni, che deriverebbero: (i) in via principale, dalla comunicazione al mercato di informazioni asseritamente "inesatte", nel periodo compreso tra il 13 febbraio 2012 e il 14 giugno 2013; o (ii) in via subordinata, dalla comunicazione asseritamente "ritardat[a]", intervenuta soltanto in data 29 gennaio 2013, con il primo "*profit warning*" (cd. "primo comunicato") di informazioni privilegiate che sarebbero state nella disponibilità della Società sin dal 31 luglio 2012 (o da una diversa data da accertarsi in corso di causa, individuata dagli attori, in via ulteriormente subordinata, nel 24 ottobre 2012, nel 5 dicembre 2012, nel 19 dicembre 2012 o nel 14 gennaio 2013), nonché di informazioni asseritamente "incomplete e inesatte", che sarebbero state diffuse nel periodo compreso tra il 30 gennaio 2013 e il 14 giugno 2013, data del secondo "*profit warning*" (cd. "secondo comunicato"). Saipem SpA si è costituita in giudizio contestando integralmente le richieste avversarie, eccependone l'inammissibilità e, comunque, l'infondatezza nel merito. Il giudizio si trova ancora in una fase iniziale, essendosi celebrata nel novembre 2015 l'udienza per la prima comparizione delle parti.

Richieste risarcitorie stragiudiziali e in sede di mediazione: in relazione ad asseriti ritardi nell'informativa al mercato, Saipem SpA ha ricevuto nel corso del 2015 e nei primi mesi del 2016 alcune richieste stragiudiziali, nonché richieste di mediazione.

Quanto alle richieste stragiudiziali, sono state avanzate: (i) nell'aprile 2015 da parte di 48 investitori istituzionali in proprio e/o per conto dei fondi rispettivamente gestiti per complessivi 291,9 milioni di euro circa, senza specificare il valore delle richieste di risarcimento di ciascun investitore/fondo (successivamente, 21 di questi investitori istituzionali insieme ad altri 8 hanno proposto richiesta di mediazione, per un ammontare complessivo pari a circa 159 milioni di euro; 5 di questi investitori istituzionali insieme ad altri 5 hanno proposto richiesta di mediazione, per un ammontare complessivo pari a circa 21,9 milioni di euro); (ii) nel settembre 2015 da parte di 9 investitori istituzionali in proprio e/o per conto dei fondi rispettivamente gestiti, per un ammontare complessivo pari a circa 21,5 milioni di euro, senza specificare il valore delle richieste di risarcimento di ciascun investitore/fondo (successivamente 5 di questi investitori istituzionali insieme ad altri 5 hanno proposto richiesta di mediazione, per un ammontare complessivo pari a circa 21,9 milioni di euro); (iii) nel corso del 2015 da due investitori privati rispettivamente per circa 37.000 euro e per circa 87.500 euro.

Le richieste per le quali è stato esperito senza esito il tentativo di mediazione sono state proposte in 4 occasioni: (a) nell'aprile 2015 da 7 investitori istituzionali in proprio e/o per conto dei fondi rispettivamente gestiti, per un ammontare complessivo pari a circa 34 milioni di euro; (b) nel settembre 2015 da 29 investitori istituzionali in proprio e/o per conto dei fondi rispettivamente gestiti, per un ammontare complessivo pari a circa 159 milioni di euro (21 di questi investitori insieme ad altri 27 avevano nell'aprile 2015 proposto domanda stragiudiziale lamentando di avere subito danni per un importo complessivo pari a circa 291 milioni di euro senza specificare il valore delle richieste di risarcimento di ciascun investitore/fondo); (c) nel dicembre 2015 da un privato investitore per circa 200.000 euro; (d) nel marzo 2016 da 10 investitori istituzionali in proprio e/o per conto dei fondi rispettivamente gestiti, per un ammontare complessivo pari a circa 21,9 milioni di euro (5 di questi investitori insieme ad altri 4 avevano nel mese di settembre 2015 proposto domanda stragiudiziale, lamentando di avere subito danni per un importo complessivo pari a circa 21,5 milioni di euro senza specificare il valore delle richieste di risarcimento di ciascun investitore/fondo; altri 5 di questi investitori insieme ad altri 43 avevano nell'aprile 2015 proposto domanda stragiudiziale, lamentando di avere subito danni per un importo complessivo pari a circa 159 milioni di euro senza specificare il valore delle richieste di risarcimento di ciascun investitore/fondo).

Saipem SpA ha risposto alle citate richieste stragiudiziali e di mediazione rigettando ogni responsabilità. Alla data di approvazione della presente Relazione Finanziaria Semestrale Consolidata 2016 da parte del Consiglio di Amministrazione le predette richieste svolte in sede stragiudiziale e/o di mediazione non sono state oggetto di azione giudiziaria.

Controversia con Husky - Progetto Sunrise Energy in Canada

Il 15 novembre 2010 Saipem Canada Inc ("Saipem") e Husky Oil Operations Ltd ("Husky") (quest'ultima per conto della Sunrise Oil Sands Partnership formata da BP Canada Energy Group ULC e dalla Husky Oil Sands Partnership, a sua volta formata da Husky Oil Operations Ltd e HOI Resources Ltd) hanno stipulato il contratto di Engineering, Procurement and Construction No. SR-071 (il "Contratto"), prevalentemente su base rimborsabile, relativo al progetto denominato Sunrise Energy (il "Progetto").

Durante l'esecuzione dei lavori le parti hanno concordato di modificare più volte la formula contrattuale di pagamento. In particolare: (i) nell'ottobre del 2012 le parti hanno stabilito che i lavori fossero da retribuirsi su base lump-sum, concordando l'ammontare di 1.300.000.000 dollari canadesi; (ii) all'inizio del 2013 è stato poi concordato un sistema di incentivazione che ha previsto il diritto di Saipem di ricevere pagamenti ulteriori al raggiungimento di determinati obiettivi; (iii) dall'aprile del 2014 le parti hanno stipulato numerosi accordi scritti mediante i quali Husky ha accettato di rimborsare a Saipem i propri costi in eccesso all'ammontare lump sum precedentemente concordato, determinando, di fatto, una modifica del contratto da lump sum a rimborsabile. Tuttavia, avvicinandosi la fine dei lavori, Husky ha smesso di corrispondere quanto dovuto a titolo di rimborso e, nel marzo 2015, ha, infine, risolto il contratto con Saipem, adducendo che quest'ultima non avesse rispettato il termine contrattuale per la conclusione dei lavori.

Alla luce di quanto sopra, Saipem Canada Inc ha agito in giudizio citando Husky, le suddette partnership e i relativi membri dinanzi alla Court of Queen's Bench of Alberta, chiedendone, tra l'altro, la condanna al pagamento di: (i) 800.000.000 dollari canadesi a titolo di risarcimento danni che includono i pagamenti non effettuati su base rimborsabile, i danni conseguenti alla risoluzione contrattuale, il mancato profitto e l'ingiustificato arricchimento di Husky ai danni di Saipem Canada Inc; ovvero, in alternativa; (ii) il valore di mercato dei servizi, materiali e finanziamenti resi. Tale importo di 800.000.000 dollari canadesi è stato indicato in via preliminare e, quindi, suscettibile di ulteriori integrazioni.

Nel mese di settembre 2015 Husky ha notificato a Saipem Canada Inc una Request for Arbitration (Alberta Arbitration Act), affermando che, in seguito alla riduzione dello scope of work richiesta da Husky, il prezzo contrattuale lump sum concordato con Saipem Canada Inc si sarebbe dovuto ridurre proporzionalmente in base a una specifica previsione contrattuale in tal senso. In base a ciò, Husky ha chiesto la condanna di Saipem a pagare il relativo valore, quantificando tale pretesa in 45.684.000 dollari canadesi.

Il 6 ottobre 2015 Husky ha citato in giudizio Saipem Canada Inc dinanzi la Court of Queen's Bench of Alberta sostenendo che i pagamenti dalla stessa effettuati in favore di Saipem, in eccesso rispetto all'ammontare lump sum concordato tra le parti, trovasse la loro giustificazione nelle presunte minacce di Saipem di abbandonare i lavori se tali ulteriori pagamenti non fossero stati eseguiti (economic duress). Inoltre, anche dopo l'esecuzione di tali pagamenti, le performance di Saipem Canada Inc non sarebbero migliorate, costringendo Husky a risolvere il contratto e completare i lavori con mezzi propri.

In conseguenza di ciò, la stessa Husky ha chiesto alla corte canadese di condannare Saipem Canada Inc al pagamento di 1.325.000.000 dollari canadesi a titolo di risarcimento di asseriti danni, ammontare che include, tra l'altro: (i) i pagamenti in eccesso rispetto al prezzo lump sum concordato; (ii) i costi per completare i lavori dopo la risoluzione contrattuale; (iii) il danno da lucro cessante e le penalità di ritardo per l'asserito ritardato completamento del progetto Sunrise Energy.

All'udienza del 14 gennaio 2016 Saipem Canada Inc ha richiesto la riunificazione dei procedimenti pendenti innanzi alla Queen's Bench Court of Alberta e la sospensione dell'arbitrato al fine di includere i relativi claims nel procedimento da riunificarsi. Il 27 maggio 2016 Saipem Canada Inc ha depositato una breve memoria con la quale ha richiesto che la Corte dichiari invalida la procedura arbitrale avviata da Husky. All'udienza per la discussione di questa istanza, tenutasi il 4 luglio 2016, il Giudice si è riservato di decidere.

Controversia con GLNG - Progetto Gladstone (Australia)

Saipem Australia Pty Ltd ("Saipem") ha stipulato il 4 gennaio 2011 con GLNG Operations Pty Ltd ("GLNG"), in qualità di agente di Santos GLNG Pty Ltd, PAPL (Downstream) Pty Ltd e Total E&P Australia (congiuntamente, "Joint Venturers"), l'EPC Contract (il "Contratto") relativo al progetto Gladstone LNG (il "Progetto").

Nel corso del Progetto Saipem ha maturato e presentato a GLNG claims contrattuali per circa AU\$ 570.668.821 basati, tra l'altro, su extensions of time, rimborso di costi legati a ritardi non addebitabili a Saipem, variation orders e pagamento di bonus contrattualmente previsti e non corrisposti da GLNG (il "Claim contrattuale"). Tuttavia, tale claim è stato interamente rigettato da GLNG, la quale, a supporto del proprio diniego, adduceva, tra l'altro, che, all'epoca della stipula del Contratto, Saipem non fosse in possesso di una licenza prevista come necessaria dalla normativa di settore australiana (ossia il Queensland Building and Construction Commission Act 1991) per l'esecuzione di parte dei lavori (ossia i building works) di cui al Contratto.

In conseguenza di ciò, Saipem ha sostenuto che, il fatto che il Contratto fosse stato stipulato in violazione di tale normativa ne avesse determinato l'illegalità, generandone, così, la relativa nullità e inefficacia (unenforceability).

In base a tale posizione Saipem ha, pertanto, richiesto il pagamento di quanto dovutole su base cd. quantum meruit ("Claim Quantum Meruit"), quantificando cioè il beneficio economico del cliente (al netto di quanto già corrisposto dal cliente) in AU\$ 770.899.601. Tuttavia, anche tale pretesa è stata rigettata da GLNG.

Si è aperta, quindi, una fase di negoziazioni tra le parti basata sulla relativa procedura contrattualmente prevista, la quale, però, non è andata a buon fine. In data 9 ottobre 2015 Saipem ha notificato una domanda di arbitrato contro GLNG e i Joint Venturers chiedendone la condanna al pagamento: (i) del Claim Quantum Meruit; ovvero, in alternativa (ii) di una congrua cifra per il Claim contrattuale; (iii) oltre a interessi e costi di arbitrato.

In data 6 novembre 2015 la convenuta GLNG si è costituita nel procedimento arbitrale contestando le domande di Saipem e chiedendo in via riconvenzionale: (a) il risarcimento del danno per presunti defective works con particolare riferimento al coating di

tutta la linea. Tale riconvenzionale non è stata precisamente quantificata da GLNG che, tuttavia, ha sostenuto che i difetti riscontrati potranno essere corretti solo sostenendo una spesa che potrebbe superare il prezzo contrattuale; (b) ove il claim su base quantum meruit fosse ritenuto valido, la restituzione di quella parte di prezzo contrattuale di cui Saipem non riesca a dimostrare la debenza su base quantum meruit; (c) il risarcimento del danno (non ancora quantificato) derivante da breach of general warranties; (d) l'applicazione dei liquidated damages quantificati in 18 milioni di dollari australiani; (e) il risarcimento del danno per presunti inadempimenti contrattuali di Saipem quantificato in circa 23 milioni di dollari australiani. In data 6 maggio 2016 Saipem ha notificato a GLNG il proprio Statement of Claim con il quale sono stati ridotti gli importi del Claim Quantum Meruit e di quello alternativo su base contrattuale. Le parti hanno inoltre concordato la timeline dell'arbitrato che prevede, tra l'altro, il deposito dello Statement of Defence and Counterclaim di GLNG, nel quale sarà con ogni probabilità quantificata la relativa riconvenzionale per il mese di ottobre 2016.

In data 13 luglio 2016 GLNG ha notificato una nuova domanda di arbitrato a Saipem SpA, in relazione alla validità della Parent Company Guarantee rilasciata da quest'ultima a GLNG in sede di aggiudicazione del Contratto. Saipem asserisce infatti che, essendo il Contratto illegal and unenforceable, anche la garanzia ad esso afferente diverrebbe tale; GLNG ha contestato detto assunto e ha rimesso la questione in arbitrato.

Controversia con South Stream Transport BV - Progetto South Stream

Il 10 novembre 2015 Saipem SpA ha depositato domanda di arbitrato nei confronti di South Stream Transport BV presso l'ICC di Parigi. La domanda di Saipem è pari a circa 759,9 milioni di euro richiesti a titolo di corrispettivo dovuto per effetto sia della sospensione dei lavori (richiesta dal cliente nel periodo dicembre 2014-maggio 2015) sia della successiva termination for convenience del contratto notificata in data 8 luglio 2015 da parte della committente. La domanda può essere integrata da parte di Saipem a fronte di costi direttamente derivanti dalla termination for convenience e relativi ad attività ancora in corso, ovvero non ancora compiutamente calcolati. La notifica da parte dell'ICC della request for arbitration di Saipem a South Stream Transport BV è avvenuta il 15 dicembre 2015.

South Stream ha depositato la propria replica il 16 febbraio 2016, essendole stata accordata la richiesta di estensione di 30 giorni per rispondere. Nella propria risposta South Stream BV ha contestato tutte le richieste di Saipem riservandosi di proporre e quantificare un'eventuale domanda riconvenzionale a una fase successiva dell'arbitrato.

In data 30 settembre 2016 Saipem depositerà il proprio Statement of Claim.

Contenziosi fiscali significativi

Saipem SpA

Il 5 febbraio 2015 il Nucleo di Polizia Tributaria di Milano ha avviato una verifica fiscale nei confronti di Saipem che ha portato la Guardia di Finanza a notificare a Saipem in data 14 aprile 2015 un processo verbale di constatazione, seguito da quattro avvisi di accertamento (Ires 2008, Ires 2009, Irap 2008 e Irap 2009) emessi dall'Agenzia delle Entrate il 9 luglio 2015, avverso ai quali Saipem ha presentato ricorso, come riportato al precedente paragrafo "Algeria".

Potenziali contenziosi fiscali significativi

Saipem SpA

Nell'ambito della verifica fiscale indicata al precedente paragrafo "Algeria", la Guardia di Finanza, in data 20 luglio 2015 – in relazione alle spese derivanti da operazioni intercorse nel corso del 2010 con imprese residenti o localizzate in Stati o territori con regime fiscale privilegiato, individuati dal D.M. 23 gennaio 2002 (cd. "costi black list") – ha notificato a Saipem un processo verbale di constatazione a conclusione dei controlli effettuati con il quale venivano segnalati all'Agenzia delle Entrate per l'avvio della relativa istruttoria, costi ritenuti asseritamente non deducibili per 235.502.590,30 euro, ai sensi dell'art. 110, comma 10 del TUIR. L'Agenzia delle Entrate in data 30 luglio 2015 ha notificato alla Società un questionario relativamente ai costi segnalati dal verbale della Guardia di Finanza, ai sensi dell'art. 110, comma 11 del TUIR. Nei 90 giorni successivi alla notifica Saipem ha presentato all'Agenzia delle Entrate la propria risposta al questionario corredata da ulteriore documentazione comprovante, in modo oggettivo secondo la Società, almeno una delle esimenti previste dalla citata disposizione. In data 22 dicembre 2015 la Direzione Regionale della Lombardia ha comunicato alla Società l'intenzione di posticipare al 2016 la notifica dell'avviso di accertamento relativo all'annualità 2010. L'accertamento in questione potrebbe quindi avere ad oggetto sia il rilievo relativo ai costi da reato (come descritto nel precedente paragrafo "Algeria") sia il rilievo relativo ai costi "black list". L'Ufficio ha infatti ritenuto operante, anche per tale ultimo rilievo, comunque insistente sulla medesima annualità 2010, il termine (doppio rispetto a quello ordinario di 4 anni) previsto dall'art. 43, comma 3, D.P.R. n. 600/1973, per le contestazioni fiscali per cui sussiste un obbligo di denuncia all'autorità giudiziaria penale.

In data 14 giugno 2016 la verifica fiscale è terminata con la sottoscrizione di un verbale conclusivo nel quale la Guardia di Finanza non ha rilevato ulteriori contestazioni.

Saipem Drilling Norway AS

A seguito di una verifica fiscale condotta dall'amministrazione norvegese nel periodo gennaio-maggio 2014 sugli esercizi 2012 e 2013, in data 18 dicembre 2014 è stato notificato alla società un verbale con le risultanze preliminari, che non rappresenta un accertamento e non determina nessuna pretesa nei confronti del contribuente. L'ufficio norvegese contestava il valore in base al quale, nel luglio del 2012, il rig "Scarabeo 8" era stato trasferito da Saipem (Portugal) Comércio Marítimo, Sociedade Unipessoal Lda a Saipem Drilling Norway AS, ritenendolo superiore al valore di mercato, e prospettava una ripresa a tassazione dei maggiori ammortamenti dedotti negli esercizi considerati per 630 milioni di corone norvegesi (circa 67 milioni di euro). Nello stesso verbale viene inoltre proposto un incremento discrezionale dell'imponibile per l'esercizio 2012 da parte dell'ufficio per 1,2 miliardi di corone norvegesi (circa 129 milioni di euro), corrispondente al presunto valore negativo del contratto di noleggio di "Scarabeo 8". In data 30 aprile 2015 Saipem Drilling Norway AS ha depositato le proprie controdeduzioni, contestando le conclusioni dell'am-

ministrato, e allegando anche un rapporto redatto da uno dei principali analisti del settore Oil & Gas norvegese, nel quale viene estensivamente descritta la situazione del mercato domestico per le attività di perforazione offshore e le sue prospettive al momento dell'acquisto del rig da parte di Saipem Drilling Norway AS. Il rapporto si concludeva con una stima del (allora) valore di mercato del mezzo, sostanzialmente allineata al prezzo a cui era stato effettivamente trasferito tra le società del Gruppo.

A seguito dell'emissione del verbale del 18 dicembre 2014, i termini ordinari di prescrizione degli anni sotto verifica sono stati sospesi. L'istruttoria di verifica si svolgerà pertanto senza termini definiti, con l'invito a Saipem Drilling Norway AS a un ulteriore contraddittorio, ovvero l'emissione dell'accertamento definitivo. Nel caso in cui quest'ultimo confermasse, in tutto o in parte, la pretesa notificata con il verbale, Saipem Drilling Norway AS presenterebbe ricorso innescando pertanto il contenzioso. La presentazione del ricorso, tuttavia, non sospenderà l'esecutività dell'accertamento, obbligando la società a versare la maggiore imposta constatata, maggiorata di interessi e potenziali sanzioni, da calcolarsi da un minimo del 30% a un massimo del 60% dell'imposta stessa.

RICAVI

Di seguito si analizzano le principali voci che compongono i ricavi. Le variazioni più significative sono dettagliate nel "Commento ai risultati economico-finanziari" nella "Relazione intermedia sulla gestione".

31 Ricavi della gestione caratteristica

I ricavi della gestione caratteristica si analizzano come segue:

(milioni di euro)	Primo semestre 2015	Primo semestre 2016
Ricavi delle vendite e delle prestazioni	5.365	4.926
Variazione dei lavori in corso su ordinazione	8	349
Totale	5.373	5.275

e hanno la seguente articolazione per area geografica:

(milioni di euro)	Primo semestre 2015	Primo semestre 2016
Italia	184	150
Resto Europa	627	341
CSI	855	1.678
Medio Oriente	1.103	1.065
Estremo Oriente	346	284
Africa Settentrionale	107	139
Africa Occidentale e Resto Africa	1.219	1.066
Americhe	932	552
Totale	5.373	5.275

L'informativa richiesta dallo IAS 11 viene riportata per settore di attività alla nota 42 "Informazioni per settore di attività, per area geografica e contratti di costruzione".

I ricavi di commessa comprendono: il valore iniziale dei ricavi concordati nel contratto, le varianti nel lavoro di commessa e le revisioni prezzi richieste.

Le varianti (change order) sono costituite da modifiche del lavoro originario previsto dal contratto chieste dal committente, le revisioni di prezzo (claim) sono costituite da richieste di rimborso per costi non compresi nel prezzo contrattuale. Change order e claim sono inclusi nell'ammontare dei ricavi quando: (a) le contrattazioni con il committente sono in una fase avanzata ed è probabile l'approvazione; (b) l'ammontare può essere attendibilmente stimato.

L'importo cumulato, cioè prodotto anche in esercizi precedenti, dei corrispettivi aggiuntivi (change order e claim) al 30 giugno 2016, in relazione allo stato di avanzamento dei progetti, è pari a 770 milioni di euro, di cui il 66% è relativo a contratti oggetto di contenzioso, in riduzione di 146 milioni di euro rispetto al 31 dicembre 2015. Le valutazioni dei progetti con posizioni di corrispettivi aggiuntivi superiori a 50 milioni di euro sono state supportate anche da pareri tecnico-legali di consulenti esterni. I ricavi verso parti correlate sono dettagliati alla nota 43 "Rapporti con parti correlate".

32 Altri ricavi e proventi

Gli altri ricavi e proventi si analizzano come segue:

(milioni di euro)	Primo semestre 2015	Primo semestre 2016
Indennizzi	-	9
Altri proventi	1	10
Totale	1	19

COSTI OPERATIVI

Di seguito si analizzano le principali voci che compongono i costi operativi. Le variazioni più significative sono commentate nel "Commento ai risultati economico-finanziari" nella "Relazione intermedia sulla gestione".

33 Acquisti, prestazioni di servizi e costi diversi

Gli acquisti, prestazioni di servizi e costi diversi si analizzano come segue:

(milioni di euro)	Primo semestre 2015	Primo semestre 2016
Costi per materie prime, sussidiarie, di consumo e merci	1.079	1.019
Costi per servizi	2.511	2.176
Costi per godimento di beni di terzi	622	434
Accantonamenti netti ai fondi per rischi e oneri	40	(11)
Altri oneri	95	119
a dedurre:		
- incrementi di attività materiali per lavori interni	(10)	(1)
- variazioni delle rimanenze di materie prime, sussidiarie, di consumo e merci	13	28
Totale	4.350	3.764

I costi per compensi d'intermediazione non raggiungono 1 milione di euro (1 milione di euro nel primo semestre 2015).

I fondi per rischi e oneri sono commentati alla nota 20 "Fondi per rischi e oneri".

Gli acquisti, prestazioni di servizi e costi diversi verso parti correlate sono dettagliati alla nota 43 "Rapporti con parti correlate".

34 Costo del lavoro

Il costo del lavoro si analizza come segue:

(milioni di euro)	Primo semestre 2015	Primo semestre 2016
Costo lavoro	1.226	950
a dedurre:		
- incrementi di immobilizzazioni per lavori interni	(5)	(1)
Totale	1.221	949

Piani di incentivazione dei dirigenti con azioni Saipem

Al 30 giugno 2016 non risulta più in essere alcun piano, in quanto il Piano di stock option 2008 approvato dall'Assemblea degli Azionisti di Saipem SpA in data 28 aprile 2008 si è chiuso nel mese di luglio 2015 essendo scaduto il termine per poter esercitare i diritti all'acquisto di azioni Saipem. I diritti ancora in essere al 30 giugno 2015 non sono stati esercitati e sono pertanto decaduti.

Numero medio dei dipendenti

Il numero medio dei dipendenti delle imprese incluse nell'area di consolidamento ripartito per categoria è il seguente:

(numero)	Primo semestre 2015	Primo semestre 2016
Dirigenti	409	400
Quadri	4.859	4.210
Impiegati	22.058	18.734
Operai	19.946	16.928
Marittimi	332	302
Totale	47.604	40.574

Il numero medio dei dipendenti è calcolato come semisomma dei dipendenti all'inizio e alla fine del periodo. Il numero medio dei dirigenti comprende i manager assunti e operanti all'estero la cui posizione organizzativa è assimilabile alla qualifica di dirigente.

35 Ammortamenti e svalutazioni

Gli ammortamenti e svalutazioni si analizzano come segue:

(milioni di euro)	Primo semestre 2015	Primo semestre 2016
Ammortamenti:		
- attività materiali	377	339
- attività immateriali	5	5
Totale ammortamenti	382	344
Svalutazioni:		
- attività materiali	211	1
- attività immateriali	-	-
Totale svalutazioni	211	1
Totale	593	345

36 Altri proventi (oneri) operativi

Negli "Altri proventi (oneri) operativi" sono rilevati gli effetti a conto economico delle valutazioni al fair value dei contratti derivati su commodity privi dei requisiti formali per essere considerati di copertura secondo gli IFRS. Al 30 giugno 2016 ammontano a 1 milione di euro di proventi.

37 Proventi (oneri) finanziari

I proventi (oneri) finanziari si analizzano come segue:

(milioni di euro)	Primo semestre 2015	Primo semestre 2016
Proventi (oneri) finanziari		
Proventi finanziari	516	636
Oneri finanziari	(607)	(676)
Totale	(91)	(40)
Strumenti derivati	(19)	(30)
Totale	(110)	(70)

Il valore netto dei proventi e oneri finanziari si analizza come segue:

(milioni di euro)	Primo semestre 2015	Primo semestre 2016
Differenze attive (passive) nette di cambio	7	11
Differenze attive di cambio	511	627
Differenze passive di cambio	(504)	(616)
Proventi (oneri) finanziari correlati all'indebitamento finanziario netto	(95)	(48)
Interessi attivi e altri proventi verso società finanziarie di Gruppo	-	-
Interessi attivi verso banche e altri finanziatori	5	7
Interessi passivi e altri oneri verso società finanziarie di Gruppo	(80)	-
Interessi passivi e altri oneri verso banche e altri finanziatori	(20)	(55)
Altri proventi (oneri) finanziari	(3)	(3)
Altri proventi finanziari verso terzi	-	2
Altri oneri finanziari verso terzi	-	(3)
Proventi (oneri) finanziari su piani a benefici definiti	(3)	(2)
Totale proventi (oneri) finanziari	(91)	(40)

I proventi (oneri) su contratti derivati si analizzano come segue:

(milioni di euro)	Primo semestre 2015	Primo semestre 2016
Contratti su valute	(18)	(29)
Contratti su tassi di interesse	(1)	(1)
Totale	(19)	(30)

Gli oneri su contratti derivati di 30 milioni di euro (19 milioni di euro di oneri nel primo semestre 2015) si determinano principalmente per la rilevazione a conto economico degli effetti relativi alla valutazione al fair value dei contratti derivati che non possono considerarsi di copertura secondo gli IFRS e alla valutazione della componente forward dei contratti derivati qualificati di copertura.

I proventi (oneri) finanziari verso parti correlate sono dettagliati alla nota 43 "Rapporti con parti correlate".

38 Proventi (oneri) su partecipazioni

Effetto valutazione con il metodo del patrimonio netto

L'effetto della valutazione con il metodo del patrimonio netto si analizza come segue:

(milioni di euro)	Primo semestre 2015	Primo semestre 2016
Quota di utile da valutazione con il metodo del patrimonio netto	8	13
Quota di perdite da valutazione con il metodo del patrimonio netto	(10)	(2)
Utilizzi (accantonamenti) netti del fondo copertura perdite per valutazione con il metodo del patrimonio netto	(9)	(2)
Totale	(11)	9

La quota di utile (perdita) da valutazione al patrimonio netto è commentata alla nota 10 "Partecipazioni valutate con il metodo del patrimonio netto".

Altri proventi (oneri) su partecipazioni

Nel corso del periodo non si sono registrati proventi (oneri) su partecipazioni.

39 Imposte sul reddito

Le imposte sul reddito si analizzano come segue:

(milioni di euro)	Primo semestre 2015	Primo semestre 2016
Imposte correnti:		
- imprese italiane	(4)	11
- imprese estere	151	121
Imposte differite e anticipate nette:		
- imprese italiane	(217)	(137)
- imprese estere	83	125
Totale	13	120

(milioni di euro)	Primo semestre 2015	Primo semestre 2016
Imposte sul reddito nel conto economico consolidato	13	120
Imposte sul reddito riconosciute nel prospetto del conto economico complessivo	(53)	38
Effetto fiscale sull'utile complessivo di periodo	(40)	158

40 Utile di terzi azionisti

L'utile di pertinenza di terzi azionisti ammonta a 3 milioni di euro (14 milioni di euro nel primo semestre 2015).

41 Utile (perdita) per azione

L'utile (perdita) per azione semplice è determinato dividendo l'utile (perdita) del periodo di competenza del Gruppo per il numero medio ponderato delle azioni di Saipem SpA in circolazione nel periodo, escluse le azioni proprie.

A seguito dell'operazione di aumento di capitale della Società nel corso del mese di febbraio 2016, deliberato dall'Assemblea Straordinaria degli Azionisti il 2 dicembre 2015, mediante l'emissione di 9.668.363.496 nuove azioni ordinarie al prezzo di 0,362

euro cadauna, il numero medio ponderato delle azioni in circolazione rettificato per il calcolo dell'utile semplice è di 7.072.533.556 e di 439.361.742, rispettivamente nell'esercizio 2016 e 2015.

L'utile (perdita) per azione diluito è determinato dividendo l'utile (perdita) del periodo di competenza di Saipem per il numero medio ponderato delle azioni di Saipem SpA in circolazione nel periodo, escluse le azioni proprie, incrementate del numero delle azioni che potenzialmente potrebbero essere emesse.

Il numero medio ponderato delle azioni in circolazione utilizzate ai fini del calcolo dell'utile (perdita) per azione diluito è di 7.072.639.682 e di 439.532.418, rispettivamente nell'esercizio 2016 e 2015.

La riconciliazione del numero medio ponderato delle azioni in circolazione, utilizzato per la determinazione dell'utile per azione semplice e quello utilizzato per la determinazione dell'utile per azione diluito, è di seguito indicata:

	30.06.2015	30.06.2016
Numero medio ponderato di azioni in circolazione per l'utile semplice	439.361.742	7.072.533.556
Numero di azioni potenziali a fronte dei piani di stock option	61.350	-
Numero di azioni di risparmio convertibili in azioni ordinarie	109.326	106.126
Numero medio ponderato di azioni in circolazione per l'utile diluito	439.532.418	7.072.639.682
Utile (perdita) di competenza Saipem	(920)	53
	(milioni di euro)	
Utile (perdita) per azione semplice	(2,094)	0,007
	(ammontari in euro per azione)	
Utile (perdita) per azione diluito	(2,093)	0,007
	(ammontari in euro per azione)	

42 Informazioni per settore di attività, per area geografica e contratti di costruzione

Informazioni per settore di attività

	E&C Offshore	E&C Onshore	Drilling Offshore	Drilling Onshore	Non allocato	Totale
Primo semestre 2015						
Ricavi della gestione caratteristica	4.476	1.321	744	493	-	7.034
a dedurre: ricavi infragruppo	1.088	273	206	94	-	1.661
Ricavi da terzi	3.388	1.048	538	399	-	5.373
Risultato operativo	(114)	(758)	140	(58)	-	(790)
Ammortamenti e svalutazioni	310	71	124	88	-	593
Proventi netti su partecipazioni	(5)	12	-	-	-	7
Investimenti in attività materiali e immateriali	82	17	107	62	-	268
Attività materiali e immateriali	3.462	544	3.031	1.104	-	8.141
Partecipazioni ⁽¹⁾	106	(4)	-	5	-	107
Attività correnti	3.008	2.223	556	533	2.183	8.503
Passività correnti	3.688	2.018	255	207	3.833	10.001
Fondi per rischi e oneri ⁽¹⁾	49	132	1	2	63	247
Primo semestre 2016						
Ricavi netti della gestione caratteristica	4.169	1.625	679	349	-	6.822
a dedurre: ricavi infragruppo	1.098	198	192	59	-	1.547
Ricavi da terzi	3.071	1.427	487	290	-	5.275
Risultato operativo	204	1	126	(94)	-	237
Ammortamenti e svalutazioni	125	19	111	90	-	345
Proventi netti su partecipazioni	7	2	-	-	-	9
Investimenti in attività materiali e immateriali	51	4	18	24	-	97
Attività materiali e immateriali	3.317	519	2.955	984	-	7.775
Partecipazioni ⁽¹⁾	118	17	-	6	-	141
Attività correnti	2.533	2.080	507	409	2.332	7.861
Passività correnti	2.520	1.785	193	164	658	5.320
Fondi per rischi e oneri ⁽¹⁾	49	98	1	3	42	193

(1) Si rimanda al paragrafo "Riconduzione degli schemi di bilancio riclassificati utilizzati nella relazione sulla gestione a quelli obbligatori" a pag. 70.

Informazioni per area geografica

In considerazione della peculiarità del business di Saipem caratterizzato dall'utilizzo di una flotta navale che, operando su più progetti nell'arco di un esercizio, non può essere attribuita in modo stabile a un'area geografica specifica, alcune attività vengono ritenute non direttamente allocabili.

Con riferimento alle attività materiali e immateriali e agli investimenti la componente non allocabile è riconducibile ai mezzi navali, all'attrezzatura collegata agli stessi e al goodwill.

Con riferimento alle attività correnti la componente non allocabile è riconducibile alle rimanenze, anch'esse collegate ai mezzi navali.

L'informativa relativa alla ripartizione dei ricavi per area geografica viene fornita nella nota 31 "Ricavi della gestione caratteristica".

(milioni di euro)	Italia	Resto Europa	CSI	Resto Asia	Africa Settentrionale	Africa Occidentale	Americhe	Non allocabili	Totale
Primo semestre 2015									
Investimenti in attività materiali e immateriali	7	3	15	58	-	2	26	157	268
Attività materiali e immateriali	108	31	303	949	2	155	805	5.788	8.141
Attività direttamente attribuibili (correnti)	403	1.419	811	1.667	356	956	1.819	1.072	8.503
Primo semestre 2016									
Investimenti in attività materiali e immateriali	5	1	2	22	-	-	4	63	97
Attività materiali e immateriali	90	25	239	947	-	113	704	5.657	7.775
Attività direttamente attribuibili (correnti)	1.043	851	1.005	1.680	281	849	1.216	936	7.861

Le attività correnti sono state allocate per area geografica sulla base dei seguenti criteri: (i) con riferimento alle disponibilità liquide ed equivalenti e ai crediti finanziari, l'allocazione è stata effettuata considerando il Paese in cui hanno sede i conti correnti intestati alle singole società; (ii) con riferimento alle rimanenze l'allocazione è stata effettuata considerando il Paese in cui sono dislocati i magazzini terra (a esclusione di quelli dislocati presso le navi); (iii) con riferimento ai crediti commerciali e alle altre attività è stata considerata l'area di appartenenza del progetto operativo.

Le attività non correnti sono state allocate per area geografica considerando il Paese in cui opera l'asset, a eccezione dei mezzi navali di perforazione mare e costruzione mare, il cui saldo è incluso nella voce "Non allocabili".

Contratti di costruzione

I contratti di costruzione sono contabilizzati in accordo con lo IAS 11.

(milioni di euro)	Primo semestre 2015	Primo semestre 2016
Contratti di costruzione - attività	2.001	2.095
Contratti di costruzione - passività	(1.545)	(933)
Contratti di costruzione - netto	456	1.162
Costi e margini (percentuale di completamento)	5.943	5.461
Fatturazione ad avanzamento lavori	(5.425)	(4.264)
Variazione fondo perdite future	(62)	(35)
Contratti di costruzione - netto	456	1.162

43 Rapporti con parti correlate

In data 22 gennaio 2016, a seguito dell'entrata in vigore dell'accordo di cessione del 12.5% del capitale sociale di Saipem SpA da parte di Eni a CDP Equity SpA (ex Fondo Strategico Italiano), è venuto meno il controllo solitario di Eni su Saipem SpA sostituito dal controllo congiunto esercitato da Eni e CDP Equity SpA, con conseguente variazione del perimetro dei soggetti che risultano parti correlate. Le operazioni compiute da Saipem SpA e dalle imprese incluse nel campo di consolidamento con le parti correlate riguardano essenzialmente la prestazione di servizi e lo scambio di beni con joint venture, imprese collegate e imprese controllate escluse dall'area di consolidamento di Saipem SpA, con imprese controllate, a controllo congiunto e collegate prevalentemente di Eni SpA, con alcune società a controllo congiunto e collegate di CDP Equity SpA, con società controllate dallo Stato italiano, in particolare società del Gruppo Snam; esse fanno parte dell'ordinaria gestione e sono regolate a condizioni di mercato, cioè alle condizioni che si sarebbero applicate fra due parti indipendenti. Tutte le operazioni poste in essere sono state compiute nell'interesse delle imprese di Saipem. Ai sensi degli obblighi informativi previsti dal Regolamento Consob n. 17221 del 12 marzo 2010, nel corso del primo semestre 2016 sono state effettuate le seguenti operazioni con parti correlate:

- in data 10 febbraio 2016 Saipem SpA ha sottoscritto con SACE Fct SpA due contratti di cessione pro-soluto relativi rispettivamente a due fatture emesse verso il cliente Pemex Transformación Industrial per un importo in aggregato pari a circa 237 milioni di dollari americani; in data 23 febbraio 2016 i contratti sono divenuti efficaci a fronte dell'autorizzazione formale del cliente a tale operazione. Da ciò ne è conseguito il pagamento del corrispettivo totale di cessione da parte di SACE Fct SpA in favore di Saipem SpA. I contratti di factoring sopraindicati sono stati conclusi al fine di supportare l'ordinaria attività finanziaria della società Saipem SpA e delle sue dirette controllate.

Sono di seguito evidenziati gli ammontari dei rapporti, di natura commerciale e diversa e di natura finanziaria, posti in essere con parti correlate. L'analisi per società è fatta sulla base del principio di rilevanza correlato all'entità complessiva dei singoli rapporti; i rapporti non evidenziati analiticamente, in quanto non rilevanti, sono indicati secondo la seguente aggregazione:

- imprese controllate escluse dall'area di consolidamento;
- imprese collegate e a controllo congiunto;
- imprese controllate di Eni e CDP Equity SpA;
- imprese collegate e a controllo congiunto di Eni e CDP Equity SpA;
- imprese controllate dallo Stato e altre parti correlate.

Rapporti commerciali e diversi

I rapporti commerciali e diversi sono di seguito analizzati:

(milioni di euro)

Denominazione	31.12.2015			Primo semestre 2015			
	Crediti commerciali e altri crediti	Debiti commerciali e altri debiti	Garanzie	Costi		Ricavi	
				Beni	Servizi ⁽¹⁾	Beni e servizi	Altri
Imprese controllate escluse dall'area di consolidamento							
SAGIO - Companhia Angolana de Gestão de Instalação Offshore Lda	-	1	-	-	-	-	-
Totale controllate escluse dall'area di consolidamento	-	1	-	-	-	-	-
Imprese collegate e a controllo congiunto							
ASG Scarl	-	9	-	-	-	-	-
CEPAV (Consorzio Eni per l'Alta velocità) Due	60	99	218	-	-	81	-
CEPAV (Consorzio Eni per l'Alta velocità) Uno	7	3	122	-	-	-	-
Charville - Consultores e Serviços, Lda	1	-	-	-	-	-	-
CSFLNG Netherlands BV	1	6	-	-	-	23	-
Gruppo Rosetti Marino SpA	-	4	-	-	2	-	-
KWANDA Suporte Logistico Lda	69	10	-	-	2	5	-
Petromar Lda	97	16	18	-	1	29	-
Saipar Drilling Co BV	-	-	-	-	-	1	-
Saipem Dangote E&C Ltd	-	1	-	-	-	-	-
Saipem Taqa Al Rushaid Fabricators Co Ltd	4	5	-	-	48	(1)	-
Société pour la Réalisation du Port de Tanger Méditerranée	1	-	-	-	-	-	-
Southern Gas Constructors Ltd	1	-	-	-	-	-	-
TSGI Mühendislik Insaat Ltd Sirketi	2	-	-	-	-	-	-
Xodus Subsea Ltd	2	1	-	-	-	-	-
Altre (per rapporti di importo unitario non superiore a 500 migliaia di euro)	1	1	-	-	1	-	-
Totale collegate e a controllo congiunto	246	155	358	2	52	138	-
Imprese controllate consolidate di Eni							
Eni SpA	7	12	3.071	-	9	-	-
Eni SpA Divisione Downstream Gas	-	-	-	-	1	-	-
Eni SpA Divisione Exploration & Production	65	3	-	-	-	52	-
Eni SpA Divisione Gas & Power	1	1	-	-	-	-	-
Eni SpA Divisione Refining & Marketing	22	2	-	2	-	8	-
Agip Karachaganak BV	-	-	-	-	-	-	-
Agip Oil Ecuador BV	-	1	-	-	-	2	-
Banque Eni SA	-	-	-	-	1	-	-
Eni Adfin SpA	-	-	-	-	2	-	-
Eni Angola SpA	53	-	-	-	-	124	-
Eni Congo SA	83	5	-	-	-	224	-
Eni Corporate University SpA	-	1	-	-	2	-	-
Eni Cyprus Ltd	23	-	-	-	-	42	-
Eni Insurance Ltd	-	6	-	-	3	-	-
Eni Lasmo PLC	26	-	-	-	-	7	-
Eni Muara Bakau BV	56	17	-	-	-	128	-
Eni Norge AS	50	-	-	-	-	78	-
Eni North Africa BV	1	-	-	-	-	-	-
EniServizi SpA	-	8	-	-	22	-	-
Eni Trading & Shipping SpA	-	-	-	-	5	-	-
Eni Turkmenistan Ltd	4	-	-	-	-	7	-
Hindustan Oil Exploration Co Ltd	1	-	-	-	-	-	-

Seguono i rapporti commerciali e diversi

(milioni di euro)

Denominazione	31.12.2015			Primo semestre 2015			
	Crediti commerciali e altri crediti	Debiti commerciali e altri debiti	Garanzie	Costi		Ricavi	
				Beni	Servizi ⁽¹⁾	Beni e servizi	Altri
Naoc - Nigerian Agip Oil Co Ltd	4	-	-	-	-	-	-
Raffineria di Gela SpA	1	-	-	-	-	1	-
Serfactoring SpA	4	17	-	-	1	-	-
Syndial SpA	1	1	-	-	-	3	-
Versalis SpA	30	-	-	-	-	9	-
Altre (per rapporti di importo unitario non superiore a 500 migliaia di euro)	1	-	-	-	-	3	-
Totale imprese controllate consolidate di Eni	433	74	3.071	2	46	688	-
Imprese collegate e a controllo congiunto di Eni							
Eni East Africa SpA	1	-	-	-	-	20	-
Greenstream BV	1	-	-	-	-	1	-
Mellitah Oil&Gas BV	9	-	-	-	-	-	-
Petrobel Belayim Petroleum Co	19	-	-	-	-	27	-
Raffineria di Milazzo	3	-	-	-	-	4	-
Altre (per rapporti di importo unitario non superiore a 500 migliaia di euro)	2	-	-	-	-	-	-
Totale imprese collegate e a controllo congiunto di Eni	35	-	-	-	-	52	-
Totale imprese di Eni	468	74	3.071	2	46	740	-
Imprese controllate o possedute dallo Stato	25	51	-	-	1	12	-
Fondi pensione: FOPDIRE	-	-	-	-	1	-	-
Totale rapporti con parti correlate	739	281	3.429	4	100	890	-
Totale generale	3.348	5.186	7.038	1.079	3.228	5.373	1
Incidenza (%)	22,22 ⁽²⁾	5,42	48,72	0,37	3,07 ⁽³⁾	16,56	0,00

(1) La voce "Servizi" comprende costi per servizi, costi per godimento di beni di terzi e altri oneri.

(2) L'incidenza include i crediti riportati nella successiva tabella "Rapporti finanziari".

(3) L'incidenza è calcolata al netto dei fondi pensione.

I rapporti commerciali e diversi al 30 giugno 2016 sono di seguito analizzati:

(milioni di euro)

Denominazione	30.06.2016			Primo semestre 2016			
	Crediti commerciali e altri crediti	Debiti commerciali e altri debiti	Garanzie	Costi		Ricavi	
				Beni	Servizi ⁽¹⁾	Beni e servizi	Altri
Imprese controllate escluse dall'area di consolidamento							
SAGIO - Companhia Angolana de Gestão de Instalação Offshore Lda	-	1	-	-	1	-	-
Totale controllate escluse dall'area di consolidamento	-	1	-	-	1	-	-
Imprese collegate e a controllo congiunto							
ASG Scarl	-	7	-	-	(1)	-	-
CEPAV (Consorzio Eni per l'Alta velocità) Due	42	41	199	-	35	86	-
CEPAV (Consorzio Eni per l'Alta velocità) Uno	7	5	121	-	1	-	-
Charville - Consultores e Serviços, Lda	1	-	-	-	-	1	-
CSFLNG Netherlands BV	-	-	-	-	-	6	-
Gruppo Rosetti Marino SpA	1	2	-	2	-	-	-
KWANDA Suporte Logístico Lda	70	10	-	-	1	2	-
Petromar Lda	100	16	6	-	1	12	-
Saipar Drilling Co BV	-	-	-	-	-	-	-

Seguono i rapporti commerciali e diversi

(milioni di euro)

Denominazione	30.06.2016			Primo semestre 2016			
	Crediti commerciali e altri crediti	Debiti commerciali e altri debiti	Garanzie	Costi		Ricavi	
				Beni	Servizi ⁽¹⁾	Beni e servizi	Altri
Saipem Dangote E&C Ltd	-	-	-	-	-	-	-
Saipem Taqa Al Rushaid Fabricators Co Ltd	6	29	-	-	30	1	-
Société pour la Réalisation du Port de Tanger Méditerranée	1	-	-	-	-	-	-
Southern Gas Constructors Ltd	1	-	-	-	-	-	-
TMBYS SAS	1	-	-	-	-	-	-
TSGI Mühendislik Insaat Ltd Sirketi	4	-	-	-	-	-	-
Xodus Subsea Ltd	2	2	-	-	2	-	-
Altre (per rapporti di importo unitario non superiore a 500 migliaia di euro)	1	1	-	-	-	2	-
Totale collegate e a controllo congiunto	237	113	326	2	69	110	-
Imprese controllate di Eni/CDP Equity SpA							
Eni SpA	7	1	2.506	-	1	9	-
Eni SpA Divisione Downstream Gas	-	-	-	-	1	-	-
Eni SpA Divisione Exploration & Production	51	3	2	-	-	32	-
Eni SpA Divisione Gas & Power	1	-	-	-	-	-	-
Eni SpA Divisione Refining & Marketing	1	-	10	1	-	2	-
Agip Karachaganak BV	-	-	-	-	-	-	-
Agip Oil Ecuador BV	1	1	-	-	-	1	-
Banque Eni SA	-	-	200	-	1	-	-
Eni Adfin SpA	-	2	-	-	2	-	-
Eni Angola SpA	74	-	43	-	-	121	-
Eni Congo SA	39	3	1	-	1	39	-
Eni Corporate University SpA	-	-	-	-	1	-	-
Eni Cyprus Ltd	-	-	-	-	-	-	-
Eni Insurance Ltd	-	9	-	-	5	-	-
Eni Lasmo PLC	3	-	-	-	-	(4)	-
Eni Muara Bakau BV	58	13	67	-	-	116	-
Eni Norge AS	37	-	-	-	-	86	-
Eni North Africa BV	1	-	-	-	-	-	-
EniServizi SpA	-	6	-	-	14	-	-
Eni Trading & Shipping SpA	-	-	-	-	-	-	-
Eni Turkmenistan Ltd	3	-	-	-	-	(1)	-
First Calgary Petroleum LP	-	-	100	-	-	-	-
Hindustan Oil Exploration Co Ltd	1	-	-	-	-	-	-
Ieoc Production BV	4	-	-	-	-	42	-
Naoc - Nigerian Agip Oil Co Ltd	3	-	-	-	-	-	-
Raffineria di Gela SpA	-	-	-	-	-	-	-
Serfactoring SpA	4	4	-	-	-	-	-
Syndial SpA	1	1	-	-	-	-	-
Tecnomare SpA	1	-	-	-	-	1	-
Versalis France SAS	-	-	-	-	-	1	-
Versalis SpA	-	-	43	-	-	11	-
Altre (per rapporti di importo unitario non superiore a 500 migliaia di euro)	2	2	-	-	-	1	-
Totale imprese controllate di Eni/CDP Equity SpA	292	45	2.972	1	26	457	-
Imprese collegate e a controllo congiunto di Eni/CDP Equity SpA							
Eni East Africa SpA	2	-	2	-	-	1	-
Eusebi Impianti Srl	-	-	-	-	5	-	-
Greenstream BV	-	-	-	-	-	-	-
Mellitah Oil&Gas BV	9	-	30	-	-	-	-
Petrobel Belayim Petroleum Co	56	-	-	-	-	55	-

Seguono i rapporti commerciali e diversi

(milioni di euro)

Denominazione	30.06.2016			Primo semestre 2016			
	Crediti commerciali e altri crediti	Debiti commerciali e altri debiti	Garanzie	Costi		Ricavi	
				Beni	Servizi ⁽¹⁾	Beni e servizi	Altri
PetroJunin SA	-	-	2	-	-	-	-
Pharaonic Petroleum Co	-	-	6	-	-	-	-
Raffineria di Milazzo	-	-	1	-	-	-	-
Valvitalia SpA	-	-	-	1	-	-	-
Altre (per rapporti di importo unitario non superiore a 500 migliaia di euro)	-	-	-	-	-	-	-
Totale imprese collegate e a controllo congiunto di Eni/CDP Equity SpA	67	-	41	1	5	56	-
Totale imprese di Eni/CDP Equity SpA	359	45	3.013	2	31	513	-
Imprese controllate o possedute dallo Stato	11	1	2	-	1	13	-
Fondi pensione: FOPDIRE	-	-	-	-	1	-	-
Totale rapporti con parti correlate	607	160	3.341	4	103	636	-
Totale generale	2.816	4.588	7.120	1.019	2.729	5.275	19
Incidenza (%)	21,63 ⁽²⁾	3,49	46,92	0,39	3,74 ⁽³⁾	12,06	-

(1) La voce "Servizi" comprende costi per servizi, costi per godimento di beni di terzi e altri oneri.

(2) L'incidenza include i crediti riportati nella successiva tabella "Rapporti finanziari".

(3) L'incidenza è calcolata al netto dei fondi pensione.

I valori riportati in tabella fanno riferimento alle note 3 "Crediti commerciali e altri crediti", 15 "Debiti commerciali e altri debiti", 30 "Garanzie, impegni e rischi", 31 "Ricavi della gestione caratteristica", 32 "Altri ricavi e proventi" e 33 "Acquisti, prestazioni di servizi e costi diversi".

Il Gruppo Saipem fornisce servizi alle imprese del Gruppo Eni in tutti i settori in cui opera sia in Italia che all'estero.

I rapporti verso le imprese controllate o possedute dallo Stato sono in essere principalmente nei confronti del Gruppo Snam.

Gli altri rapporti sono di seguito analizzati:

(milioni di euro)	31.12.2015		30.06.2016	
	Altre attività	Altre passività	Altre attività	Altre passività
Eni SpA	87	152	1	1
Agip Oil Ecuador BV	-	-	1	-
Banque Eni SA	1	3	-	-
CEPAV (Consorzio Eni per l'Alta Velocità) Uno	3	-	1	-
Eni Trading & Shipping SpA	-	-	-	-
Totale rapporti con parti correlate	91	155	3	1
Totale generale	323	244	263	204
Incidenza (%)	28,17	63,52	1,14	0,49

Rapporti finanziari

I rapporti finanziari sono di seguito analizzati:

(milioni di euro)

Denominazione	31.12.2015				Primo semestre 2015		
	Disponibilità liquide ed equivalenti	Crediti ⁽¹⁾	Debiti ⁽²⁾	Impegni	Oneri	Proventi	Derivati
Eni SpA	24	-	2.491	11.428	(40)	-	(24)
Banque Eni SA	27	-	-	183	-	-	6
Eni Finance International SA	126	-	3.473	-	(38)	-	-
Eni Finance Usa Inc	-	-	25	-	-	-	-
Eni Trading & Shipping SpA	-	-	-	-	-	-	-
Serfactoring SpA	-	-	6	-	(2)	-	-
TMBYS SAS	-	5	-	-	-	-	-
Totale rapporti con parti correlate	177	5	5.995	11.611	(80)	-	(18)

(1) Esposti nello stato patrimoniale per 5 milioni di euro alla voce "Crediti commerciali e altri crediti".

(2) Esposti nello stato patrimoniale per 2.781 milioni di euro alla voce "Passività finanziarie a breve termine"; per 2.571 milioni di euro alla voce "Passività finanziarie a lungo termine" e per 643 milioni di euro alla voce "Quota a breve di passività finanziarie a lungo termine".

I rapporti finanziari al 30 giugno 2016 sono di seguito analizzati:

(milioni di euro)

Denominazione	30.06.2016				Primo semestre 2016		
	Disponibilità liquide ed equivalenti	Crediti ⁽¹⁾	Debiti	Impegni	Oneri	Proventi	Derivati
Eni SpA	-	-	-	-	(11)	4	(343)
Banque Eni SA	171	-	-	-	-	-	(10)
Eni Finance International SA	-	-	-	-	(13)	-	-
Eni Finance USA Inc	-	-	-	-	-	-	-
Eni Trading & Shipping SpA	-	-	-	-	-	-	-
Serfactoring SpA	-	-	-	-	-	-	-
TMBYS SAS	-	2	-	-	-	-	-
Totale rapporti con parti correlate	171	2	-	-	(24)	4	(353)

(1) Esposti nello stato patrimoniale per 2 milioni di euro alla voce "Crediti commerciali e altri crediti".

L'incidenza delle operazioni o posizioni con parti correlate relative ai rapporti finanziari è la seguente:

(milioni di euro)	31.12.2015			30.06.2016		
	Totale	Entità correlate	Incidenza %	Totale	Entità correlate	Incidenza %
Passività finanziarie a breve termine	3.016	2.781	92,21	164	-	-
Passività finanziarie a lungo termine (comprehensive delle quote a breve termine)	3.497	3.214	91,91	3.462	-	-
Totale	6.513	5.995		3.626	-	-

(milioni di euro)	Primo semestre 2015			Primo semestre 2016		
	Totale	Entità correlate	Incidenza %	Totale	Entità correlate	Incidenza %
Proventi finanziari	516	-	-	636	4	0,63
Oneri finanziari	(607)	(80)	13,18	(676)	(24)	3,55
Strumenti derivati	(19)	(18)	94,74	(30)	(353)	1.176,67
Altri proventi (oneri) operativi	-	-	-	1	-	-
Totale	(110)	(98)		(69)	(373)	

I principali flussi finanziari con parti correlate sono indicati nella seguente tabella:

(milioni di euro)	30.06.2015	30.06.2016
Ricavi e proventi	890	636
Costi e oneri	(104)	(107)
Proventi (oneri) finanziari e strumenti derivati	(98)	(373)
Variazione crediti/debiti commerciali e altri	(46)	11
Flusso di cassa netto da attività operativa	642	167
Variazione crediti finanziari	14	3
Flusso di cassa netto da attività di investimento	14	3
Variazione debiti finanziari	963	(5.995)
Flusso di cassa netto da attività di finanziamento	963	(5.995)
Flusso di cassa totale verso entità correlate	1.619	(5.825)

L'incidenza dei flussi finanziari con parti correlate è indicata nella seguente tabella di sintesi:

(milioni di euro)	30.06.2015			30.06.2016		
	Totale	Entità correlate	Incidenza %	Totale	Entità correlate	Incidenza %
Flusso di cassa da attività di periodo	(852)	642	(75,35)	187	167	89,30
Flusso di cassa da attività di investimento	(144)	14	(9,72)	(66)	3	(4,55)
Flusso di cassa da attività di finanziamento (*)	817	963	117,87	(2.953)	(5.995)	203,01

(*) Nel flusso di cassa da attività di finanziamento non sono stati considerati i dividendi distribuiti, l'acquisto netto di azioni proprie e gli apporti netti di capitale proprio da terzi.

Informazioni relative alle imprese a controllo congiunto

I valori relativi alla situazione al 30 giugno 2016 delle imprese consolidate con il metodo del working interest, confrontati con lo stesso periodo dell'anno precedente, sono i seguenti:

(milioni di euro)	30.06.2015	30.06.2016
Capitale investito netto	(48)	(53)
Totale attività	88	67
Totale attività correnti	86	67
Totale attività non correnti	2	-
Totale passività	85	66
Totale passività correnti	84	66
Totale passività non correnti	1	-
Totale ricavi	9	7
Totale costi operativi	(12)	(7)
Utile operativo	(3)	-
Utile (perdita) di periodo	(1)	-

44 Eventi e operazioni significativi e non ricorrenti

Nel primo semestre 2015 e nel primo semestre 2016 non si segnalano eventi e/o operazioni significativi non ricorrenti.

45 Transazioni derivanti da operazioni atipiche e inusuali

Nel primo semestre 2015 e nel primo semestre 2016 non si segnalano operazioni atipiche e inusuali.

46 Fatti di rilievo avvenuti dopo la chiusura del periodo

I fatti di rilievo avvenuti dopo la chiusura del periodo sono indicati nel paragrafo "Fatti di rilievo avvenuti dopo la chiusura del semestre" della "Relazione intermedia sulla gestione".

47 Altre informazioni: Algeria

A completamento dell'informativa inclusa nella nota Algeria del paragrafo "Contenziosi" e al solo fine di fornire un quadro organico e completo, si specifica quanto segue con riferimento ai rapporti patrimoniali relativi ai progetti in esecuzione in Algeria al 30 giugno 2016:

- due conti correnti (rif. nota 1) sono bloccati per un totale di 78 milioni di euro equivalenti;
- i crediti commerciali (rif. nota 3) ammontano a 50 milioni di euro, tutti scaduti e non svalutati;
- i lavori in corso (rif. nota 4) relativi a progetti in esecuzione ammontano a 61 milioni di euro;
- gli acconti (rif. nota 15) ammontano a 43 milioni di euro;
- i fondi perdite future (rif. nota 20) per progetti in esecuzione ammontano a 2 milioni di euro;
- le garanzie (rif. nota 30) su progetti in corso di esecuzione ammontano a 627 milioni di euro.

ATTESTAZIONE DEL BILANCIO SEMESTRALE ABBREVIATO AI SENSI DELL'ART. 81-TER DEL REGOLAMENTO CONSOB N. 11971 DEL 14 MAGGIO 1999 E SUCCESSIVE MODIFICHE E INTEGRAZIONI

1. I sottoscritti Stefano Cao e Mariano Avanzi in qualità, rispettivamente, di Amministratore Delegato (CEO) e di Dirigente preposto alla redazione dei documenti contabili societari di Saipem SpA, attestano, tenuto anche conto di quanto previsto dall'art. 154-*bis*, commi 3 e 4, del decreto legislativo 24 febbraio 1998, n. 58:

- l'adeguatezza in relazione alle caratteristiche dell'impresa e
- l'effettiva applicazione

delle procedure amministrative e contabili per la formazione del bilancio semestrale abbreviato, nel corso del primo semestre 2016.

2. Le procedure amministrative e contabili per la formazione del bilancio semestrale abbreviato al 30 giugno 2016 sono state definite e la valutazione della loro adeguatezza è stata effettuata sulla base delle norme e metodologie definite da Saipem in coerenza con il modello Internal Control - Integrated Framework emesso dal Committee of Sponsoring Organizations of the Treadway Commission che rappresenta un framework di riferimento per il sistema di controllo interno generalmente accettato a livello internazionale.

3. Si attesta, inoltre che:

3.1 il bilancio semestrale abbreviato:

- a) è redatto in conformità ai principi contabili internazionali applicabili riconosciuti nella Comunità Europea ai sensi del Regolamento (CE) n. 1606/2002 del Parlamento Europeo e del Consiglio del 19 luglio 2002;
- b) corrisponde alle risultanze dei libri e delle scritture contabili;
- c) è idoneo a fornire una rappresentazione veritiera e corretta della situazione patrimoniale, economica e finanziaria dell'emittente e dell'insieme delle imprese incluse nel consolidamento;

3.2 la relazione intermedia sulla gestione comprende un'analisi attendibile dei riferimenti agli eventi importanti che si sono verificati nei primi sei mesi dell'esercizio e alla loro incidenza sul bilancio semestrale abbreviato, unitamente a una descrizione dei principali rischi e incertezze per i sei mesi restanti dell'esercizio. La relazione intermedia sulla gestione comprende, altresì, un'analisi attendibile delle informazioni sulle operazioni rilevanti con parti correlate.

27 luglio 2016

Stefano Cao
Amministratore Delegato (CEO)

Mariano Avanzi
Dirigente preposto



EY S.p.A.
Via Meravigli, 12
20123 Milano

Tel: +39 02 722121
Fax: +39 02 722122037
ey.com

Relazione di revisione contabile limitata sul bilancio consolidato semestrale abbreviato

Agli Azionisti della
Saipem S.p.A.

Introduzione

Abbiamo svolto la revisione contabile limitata del bilancio consolidato semestrale abbreviato, costituito dallo stato patrimoniale al 30 giugno 2016, dal conto economico, dal prospetto di conto economico complessivo, dal prospetto delle variazioni del patrimonio netto, dal rendiconto finanziario per il periodo chiuso a tale data e dalle relative note illustrative della Saipem S.p.A. e controllate (Gruppo Saipem). Gli Amministratori sono responsabili per la redazione del bilancio consolidato semestrale abbreviato in conformità al principio contabile internazionale applicabile per l'informativa finanziaria infrannuale (IAS 34) adottato dall'Unione Europea. È nostra la responsabilità di esprimere una conclusione sul bilancio consolidato semestrale abbreviato sulla base della revisione contabile limitata svolta.

Portata della revisione contabile limitata

Il nostro lavoro è stato svolto secondo i criteri per la revisione contabile limitata raccomandati dalla Consob con Delibera n. 10867 del 31 luglio 1997. La revisione contabile limitata del bilancio consolidato semestrale abbreviato consiste nell'effettuare colloqui, prevalentemente con il personale della società responsabile degli aspetti finanziari e contabili, analisi di bilancio ed altre procedure di revisione contabile limitata. La portata di una revisione contabile limitata è sostanzialmente inferiore rispetto a quella di una revisione contabile completa svolta in conformità ai principi di revisione internazionali (ISA Italia) e, conseguentemente, non ci consente di avere la sicurezza di essere venuti a conoscenza di tutti i fatti significativi che potrebbero essere identificati con lo svolgimento di una revisione contabile completa. Pertanto, non esprimiamo un giudizio sul bilancio consolidato semestrale abbreviato.

Conclusioni

Sulla base della revisione contabile limitata svolta, non sono pervenuti alla nostra attenzione elementi che ci facciano ritenere che il bilancio consolidato semestrale abbreviato del Gruppo Saipem al 30 giugno 2016 non sia stato redatto, in tutti gli aspetti significativi, in conformità al principio contabile internazionale applicabile per l'informativa finanziaria infrannuale (IAS 34) adottato dall'Unione Europea.

Milano, 2 agosto 2016

EY S.p.A.

Pietro Carena
(Socio)

EY S.p.A.
Sede Legale: Via Po, 32 - 00198 Roma
Capitale Sociale € 2.750.000,00 i.v.
Iscritta alla S.O. del Registro delle Imprese presso la C.C.I.A.A. di Roma
Codice fiscale e numero di iscrizione 00434000584 - numero R.E.A. 250904
P.IVA 00891231003
Iscritta all'Albo Revisori Legali al n. 70945 Pubblicato sulla G.U. Suppl. 13 - IV Serie Speciale del 17/2/1998
Iscritta all'Albo Speciale delle società di revisione
Consob al progressivo n. 2 delibera n. 10831 del 16/7/1997

A member firm of Ernst & Young Global Limited

Sede sociale in San Donato Milanese (MI)
Via Martiri di Cefalonia, 67
Sedi secondarie:
Cortemaggiore (PC) - Via Enrico Mattei, 20



Società per Azioni
Capitale Sociale euro 2.191.384.693 i.v.
Codice Fiscale e Numero di Iscrizione al Registro
delle Imprese di Milano n. 00825790157

Informazioni per gli Azionisti
Saipem SpA, Via Martiri di Cefalonia, 67
20097 San Donato Milanese (MI)

Relazioni con gli investitori istituzionali
e con gli analisti finanziari
Fax +39-0252054295
e-mail: investor.relations@saipem.com

Pubblicazioni
Bilancio al 31 dicembre (in italiano) redatto ai sensi
del D.Lgs. 9 aprile 1991, n. 127
Annual Report (in inglese)

Relazione finanziaria semestrale consolidata
al 30 giugno (in italiano)
Interim Consolidated Report as of June 30
(in inglese)

Saipem Sustainability (in inglese)

Disponibili anche sul sito internet Saipem: www.saipem.com

Sito internet: www.saipem.com
Centralino: +39-025201

Impaginazione e supervisione: Studio Joly Srl - Roma
Stampa: Stilgraf Srl - Viadana (Mantova)



SAIPEM SpA
Via Martiri di Cefalonia, 67
20097 San Donato Milanese (MI)

SAIPEM.COM

SAIPEM. ENGINEERING ENERGY