

saipem



Relazione finanziaria semestrale consolidata al 30 giugno 2013

Missione

Perseguire la soddisfazione dei nostri Clienti nell'industria dell'energia, affrontando ogni sfida con soluzioni sicure, affidabili e innovative. Ci affidiamo a team competenti e multi-locali in grado di fornire uno sviluppo sostenibile per la nostra azienda e per le comunità dove operiamo.

I nostri valori

Impegno alla salute e sicurezza, apertura, flessibilità, integrazione, innovazione, qualità, competitività, lavoro di gruppo, umiltà, internazionalizzazione, responsabilità, 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 rischiosità 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, Cipro, Croazia, Danimarca, Finlandia, Francia, Germania, Grecia, Italia, Lussemburgo, Malta, Norvegia, Paesi Bassi, Polonia, Portogallo, Regno Unito, Romania, Spagna, Svezia, Svizzera, Turchia

AMERICHE

Bolivia, Brasile, Canada, Cile, Colombia, Ecuador, Messico, Perù, Repubblica Dominicana, Stati Uniti, Suriname, Trinidad e Tobago, Venezuela

CSI

Azerbaijan, Kazakhstan, Russia, Turkmenistan, Ucraina

AFRICA

Algeria, Angola, Camerun, Congo, Egitto, Gabon, Ghana, Guinea, Libia, Marocco, Mauritania, Mozambico, Nigeria, Sudafrica, Togo, Tunisia

MEDIO ORIENTE

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

ESTREMO ORIENTE E OCEANIA

Australia, Cina, Corea del Sud, Giappone, India, Indonesia, Malaysia, Myanmar, Pakistan, Papua Nuova Guinea, Singapore, Taiwan, Thailandia, Vietnam

Organi sociali e di controllo di Saipem SpA

CONSIGLIO DI AMMINISTRAZIONE

Presidente

Alberto Meomartini

Amministratore Delegato (CEO)

Umberto Vergine

Amministratore Delegato per le Attività di Supporto e Trasversali al Business (Deputy CEO)

Hugh James O'Donnell

Consiglieri

Fabrizio Barbieri¹, Gabriele Galateri di Genola, Nicola Greco, Maurizio Montagnese, Mauro Sacchetto, Michele Volpi

COLLEGIO SINDACALE

Presidente

Mario Busso

Sindaci effettivi

Anna Gervasoni

Adriano Propersi

Sindaci supplenti

Giulio Gamba

Paolo Sfameni

[1] Nominato nell'assemblea del 30 aprile 2013 che ha approvato il bilancio 2012.

Società di revisione

Reconta Ernst & Young SpA

Saipem è soggetta all'attività di direzione e coordinamento di Eni SpA

Relazione intermedia
sulla gestione

Bilancio consolidato
semestrale abbreviato

8	Nota sull'andamento del titolo Saipem SpA
10	Glossario
13	Andamento operativo
13	Le acquisizioni e il portafoglio
15	Gli investimenti
16	Engineering & Construction Offshore
22	Engineering & Construction Onshore
26	Drilling Offshore
28	Drilling Onshore
30	Commento ai risultati economico-finanziari
30	Risultati economici
33	Situazione patrimoniale e finanziaria
35	Rendiconto finanziario riclassificato
36	Principali indicatori reddituali e finanziari
37	Sostenibilità
39	Attività di ricerca e sviluppo
41	Qualità, salute, sicurezza e ambiente
43	Risorse umane
47	Sistema informativo
48	Gestione dei rischi d'impresa
55	Altre informazioni
57	Riconduzione degli schemi di bilancio riclassificati utilizzati nella relazione sulla gestione a quelli obbligatori
60	Schemi di bilancio
66	Note illustrative al bilancio consolidato semestrale abbreviato
111	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
112	Relazione della Società di revisione



Risultati del semestre

I ricavi ammontano a 5.186 milioni di euro (6.397 milioni di euro nel corrispondente semestre 2012).

Il risultato operativo ammonta a -468 milioni di euro (766 milioni di euro nel corrispondente semestre 2012).

Il risultato netto ammonta a -575 milioni di euro (474 milioni di euro nel corrispondente semestre 2012).

Il cash flow (risultato netto più ammortamenti) ammonta a -216 milioni di euro (819 milioni di euro nel corrispondente semestre 2012).

Il settore Engineering & Construction Offshore ha espresso il 43% dei ricavi; l'Engineering & Construction Onshore il 38% dei ricavi; il Drilling Offshore il 12% dei ricavi e il Drilling Onshore il 7% dei ricavi.

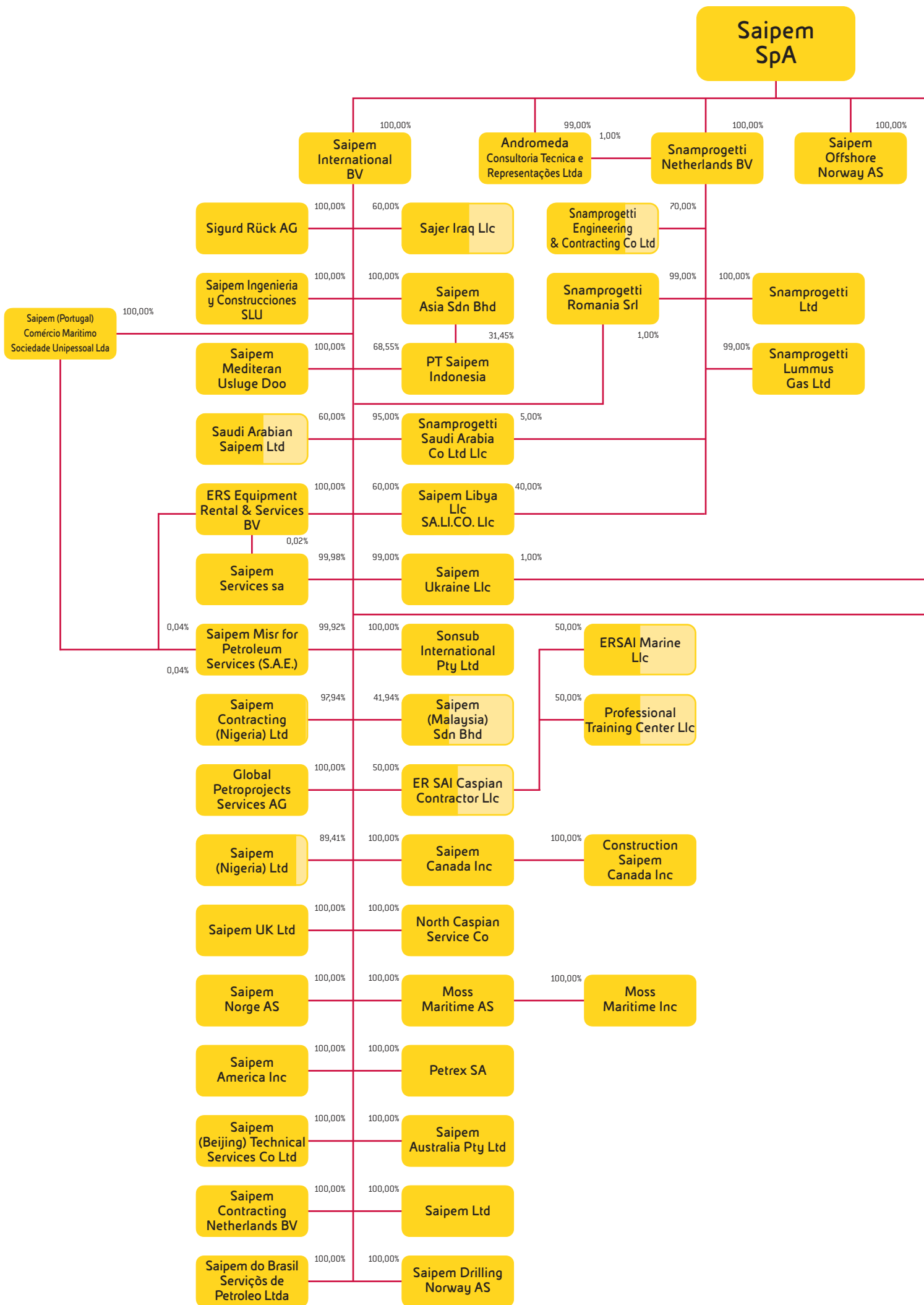
L'indebitamento finanziario netto al 30 giugno 2013 ammonta a 4.570 milioni di euro, con un incremento di 292 milioni di euro rispetto al 31 dicembre 2012. L'incremento registrato nel semestre è ascrivibile agli investimenti tecnici effettuati e al pagamento dividendi, in buona parte compensati da un miglioramento del capitale circolante, quest'ultimo in particolare imputabile all'incasso di anticipi sui contratti acquisiti nel periodo e al regolamento finanziario di negoziazioni con clienti concluse o in corso di completamento; hanno comunque impattato negativamente sul circolante la piena operatività di progetti con un profilo finanziario penalizzante e le indagini in Algeria che stanno comportando lo slittamento dei tempi di approvazione degli stati di avanzamento dei progetti, delle fatture e del regolamento finanziario delle stesse.

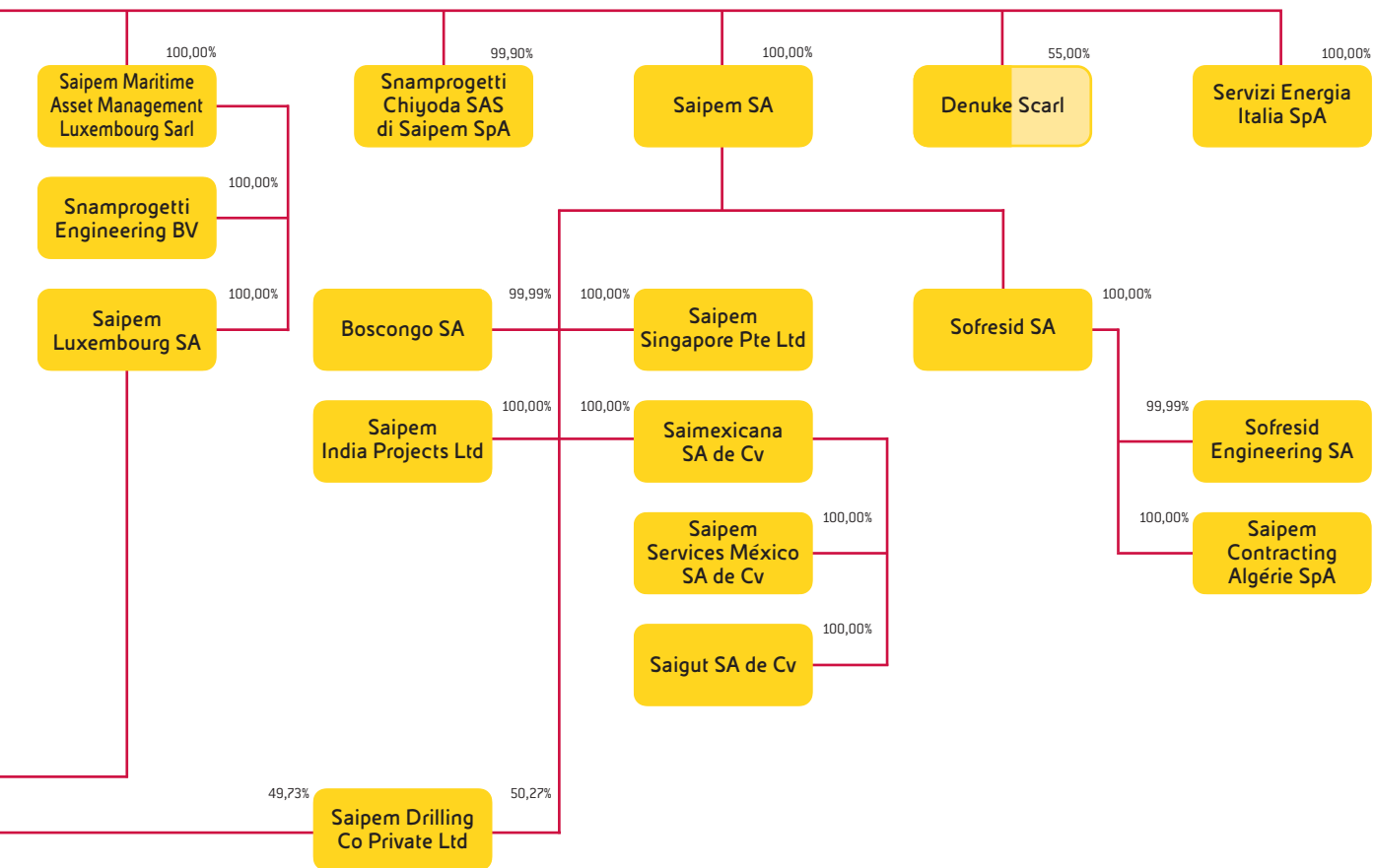
Gli investimenti tecnici effettuati nel primo semestre del 2013 ammontano a 492 milioni di euro (548 milioni di euro nel primo semestre 2012).

Nei primi sei mesi del 2013 sono stati acquisiti nuovi ordini per complessivi 7.151 milioni di euro e il portafoglio ordini al 30 giugno 2013 si attesta a 21.704 milioni di euro.

Struttura partecipativa del Gruppo Saipem

(società controllate)





Relazione intermedia sulla gestione



saipem



Nota sull'andamento del titolo Saipem SpA

Nel primo semestre del 2013 la quotazione delle azioni ordinarie Saipem presso la Borsa Italiana ha registrato un decremento del 57%, attestandosi a fine giugno 2013 su un valore di 12,60 euro per azione, a fronte dei 29,40 euro raggiunti alla fine del 2012. Nello stesso periodo l'indice FTSE MIB, il listino dei maggiori 40 titoli italiani, ha fatto registrare una perdita del 6,4%.

In data 23 maggio 2013 è stato distribuito un dividendo di 0,68 euro per azione, lievemente inferiore rispetto a quello pagato nel corso dell'esercizio precedente (0,70 euro per azione).

Il 31 gennaio 2013, in seguito alla comunicazione ai Mercati del 29 gennaio 2013 che riduceva marginalmente le stime per il risultato 2012 e annunciava risultati attesi per il 2013 significativamente inferiori rispetto alle aspettative della comunità finanziaria, la quotazione del titolo ha subito un brusco calo, scendendo a 19,86 euro per azione dai 30,50 euro del giorno precedente. Nel mese di febbraio 2013 non si sono registrati significativi scostamenti da questi valori, mentre nel mese di marzo, in seguito all'assegnazione di alcuni importanti contratti nell'E&C Offshore che hanno ripristinato la fiducia degli investitori nelle capacità commerciali di Saipem, è iniziata una ripresa che ha sostenuto il titolo portandolo oltre la soglia dei 24 euro per azione verso la fine del primo trimestre dell'anno. Il secondo trimestre si è aperto con un andamento più contrastato, che ha riportato il titolo poco al di sopra dei 20 euro per azione alla fine del mese di aprile, anche a causa dell'andamento sfavorevole delle quotazioni del petrolio. La presentazione del piano di rinnovamento operativo (operational review) alla comunità finanziaria, tenutasi a Londra a fine aprile, ha dato nuovo sostegno

al titolo. Tuttavia, in data 14 giugno 2013, l'annuncio di un sensibile peggioramento della guidance per l'anno in corso, in seguito all'emergere di problemi di tipo commerciale in Algeria e di tipo tecnico-operativo soprattutto nell'area del Nord America, ha determinato un nuovo brusco calo delle quotazioni nelle due settimane immediatamente successive. Il titolo ha raggiunto il valore minimo del semestre il 28 giugno a 12,60 euro per azione, per poi invertire il proprio trend iniziando una graduale ripresa dall'inizio del mese di luglio. Il positivo andamento delle quotazioni del greggio ha contribuito a sostenere il prezzo dell'azione che è arrivato a toccare i 16 euro nella seconda metà del mese di luglio.

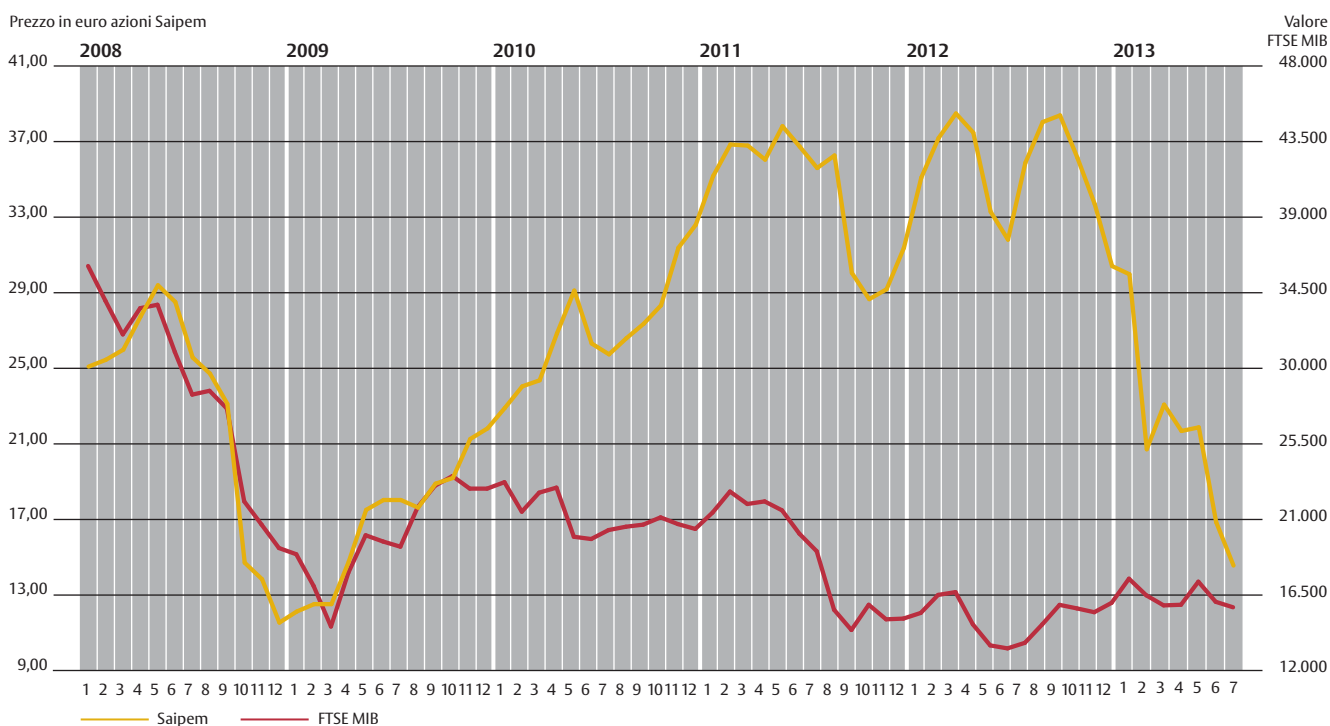
A fine giugno la capitalizzazione di mercato della Società, alle quotazioni minime del semestre, era di circa 5,6 miliardi di euro.

In termini di liquidità del titolo, le azioni trattate nel semestre sono state 511 milioni circa, a fronte dei 219 milioni circa del corrispondente periodo del 2012, e con una media giornaliera di periodo che si attesta sui 4 milioni circa di titoli scambiati (1,7 milioni nel primo semestre del 2012). Il controvalore degli scambi ha raggiunto i 10,6 miliardi di euro, contro i 7,7 miliardi di euro del primo semestre del 2012.

Per quanto riguarda le azioni di risparmio, convertibili alla pari in azioni ordinarie e di ammontare trascurabile, il loro numero era di 113.285 a fine giugno 2013. Il loro valore ha avuto un decremento del 23% nel corso del semestre, registrando una quotazione di 27,00 euro a fine giugno 2013. Il dividendo distribuito è stato di 0,71 euro per azione, in calo del 2,7% rispetto a quanto pagato l'esercizio precedente.

Quotazioni alla Borsa Valori di Milano	(euro)	2009	2010	2011	2012	1° semestre 2013
Azioni ordinarie:						
- massima		24,23	37,27	38,60	39,78	32,18
- minima		10,78	23,08	23,77	29,07	12,60
- media		17,51	28,16	33,89	35,52	22,51
- fine periodo		24,02	36,90	32,73	29,41	12,60
Azioni di risparmio:						
- massima		24,02	37,00	39,25	39,40	35,00
- minima		14,85	23,00	30,00	30,00	25,00
- media		18,54	29,80	34,89	34,72	27,58
- fine periodo		24,02	36,50	30,00	35,00	27,00

Saipem e FTSE MIB - Valori medi mensili gennaio 2008-luglio 2013





Glossario

Termini finanziari

- **EBIT** risultato operativo.
- **EBITDA** 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 precedentemente 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.
- **Risultato netto adjusted** risultato netto con esclusione degli special item.
- **ROACE** 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.
- **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 presente 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.
- **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 (eliche), in modo da annullare le forzanti ambientali (vento, moto ondoso, corrente).
- **EPC** (Engineering, Procurement, Construction) contratto tipico del settore E&C 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.
- **EPIC** (Engineering, Procurement, Installation, Construction) contratto tipico del settore E&C 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.
- **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 dall'olio nei pozzi a olio, 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.
- **Floating production unit** unità di produzione galleggianti.
- **Floater** metodo di installazione di moduli di piattaforme marine senza l'esecuzione di operazioni di sollevamento. Un mez-

- zo 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.
 - **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 maneggevolezza.
 - **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 Companies** 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 fissa 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 configurazione a "J". Questo tipo di posa è adatta ad alti fondali.
 - **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 Companies** 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 Companies 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, posta 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 essiccamento della condotta.
- **Pre-drilling template** struttura di appoggio per una piattaforma di perforazione.
- **PSVM** area composta dai campi Plutonio, Saturno, Venere e Marte.
- **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** (Quality, 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 giacimenti 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.
- **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.
- **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

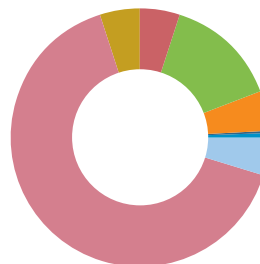
Le acquisizioni e il portafoglio

Le acquisizioni di nuovi ordini nel corso del primo semestre del 2013 ammontano a 7.151 milioni di euro (6.303 milioni di euro nel corrispondente periodo del 2012).

Delle acquisizioni complessive, il 58% riguarda l'attività Engineering & Construction Offshore, il 27% l'attività Engineering & Construction Onshore, il 13% il Drilling Offshore e il 2% il Drilling Onshore.

Le acquisizioni all'estero hanno rappresentato il 95% del totale e le acquisizioni di contratti da imprese del Gruppo Eni il 16%. Le acquisizioni della Capogruppo Saipem SpA sono state il 21% di quelle complessive.

**Ordini acquisiti
per area geografica**
(€7.151 milioni)



■ €364 Italia	■ €35 Medio Oriente
■ €1.026 Resto d'Europa	■ €343 Africa Settentrionale
■ €345 CSI	■ €4.676 Africa Occidentale e resto Africa
■ €20 Estremo Oriente	■ €342 Americhe

Gruppo Saipem - Ordini acquisiti nel primo semestre 2013

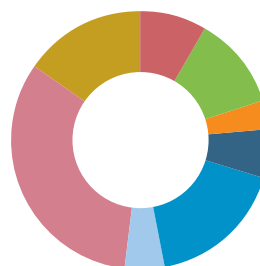
Esercizio 2012			Primo semestre 2012		Primo semestre 2013	
Importi	%		Importi	%	Importi	%
2.454	18	Saipem SpA	1.192	19	1.510	21
10.937	82	Imprese del Gruppo	5.111	81	5.641	79
13.391	100	Totale	6.303	100	7.151	100
7.477	56	Engineering & Construction Offshore	4.229	67	4.155	58
3.972	30	Engineering & Construction Onshore	1.416	23	1.956	27
1.025	7	Drilling Offshore	405	6	913	13
917	7	Drilling Onshore	253	4	127	2
13.391	100	Totale	6.303	100	7.151	100
485	4	Italia	352	6	364	5
12.906	96	Estero	5.951	94	6.787	95
13.391	100	Totale	6.303	100	7.151	100
631	5	Gruppo Eni	427	7	1.134	16
12.760	95	Terzi	5.876	93	6.017	84
13.391	100	Totale	6.303	100	7.151	100

Il portafoglio ordini residuo al 30 giugno ha raggiunto il livello di 21.704 milioni di euro.

Per quanto riguarda l'articolazione per settori di attività, il 49% del portafoglio ordini residuo è attribuibile all'attività Engineering & Construction Offshore, il 31% all'attività Engineering & Construction Onshore, il 16% al Drilling Offshore e il 4% al Drilling Onshore.

Il 91% degli ordini è da eseguirsi all'estero; quelli verso le imprese del Gruppo Eni rappresentano il 15% del portafoglio totale. La Capogruppo Saipem SpA ha in carico il 38% del portafoglio ordini residuo.

**Portafoglio ordini
per area geografica**
(€21.704 milioni)



■ €1.853 Italia	■ €3.707 Medio Oriente
■ €2.519 Resto d'Europa	■ €1.101 Africa Settentrionale
■ €806 CSI	■ €7.086 Africa Occidentale e resto Africa
■ €1.328 Estremo Oriente	■ €3.304 Americhe

Gruppo Saipem - Portafoglio ordini al 30 giugno 2013						
31.12.2012		(milioni di euro)	30.06.2012		30.06.2013	
Importi	%		Importi	%	Importi	%
8.549	43	Saipem SpA	10.656	52	8.204	38
11.190	57	Imprese del Gruppo	9.667	48	13.500	62
19.739	100	Totale	20.323	100	21.704	100
8.721	44	Engineering & Construction Offshore	8.311	41	10.666	49
6.701	34	Engineering & Construction Onshore	8.005	39	6.656	31
3.238	16	Drilling Offshore	3.197	16	3.543	16
1.079	6	Drilling Onshore	810	4	839	4
19.739	100	Totale	20.323	100	21.704	100
1.719	9	Italia	1.890	9	1.852	9
18.020	91	Estero	18.433	91	19.852	91
19.739	100	Totale	20.323	100	21.704	100
2.526	13	Gruppo Eni	2.758	14	3.213	15
17.213	87	Terzi	17.565	86	18.491	85
19.739	100	Totale	20.323	100	21.704	100

Gli investimenti

Gli **investimenti tecnici** effettuati nel corso del primo semestre del 2013 ammontano a 492 milioni di euro (548 milioni di euro nel primo semestre 2012) e hanno principalmente riguardato:

- per l'Engineering & Construction Offshore 213 milioni di euro, relativi all'ultimazione dei lavori di approntamento di un nuovo pipelayer, al proseguimento delle attività di costruzione della nuova base in Brasile, oltre a interventi di mantenimento e upgrading di mezzi esistenti;

- per l'Engineering & Construction Onshore 89 milioni di euro, relativi all'acquisto di equipment e strutture per la base in Canada, nonché il mantenimento dell'asset base;
- per il Drilling Offshore 64 milioni di euro, relativi al completamento ai lavori di rimessa in classe del jack-up Perro Negro 3 e della piattaforma semisommersibile Scarabeo 5, oltre a interventi di mantenimento e upgrading sui mezzi esistenti;
- per il Drilling Onshore 126 milioni di euro, relativi all'approntamento di cinque nuovi impianti.

In sintesi, gli investimenti del primo semestre del 2013 presentano la seguente articolazione:

Investimenti		Primo semestre	
Esercizio 2012	(milioni di euro)	2012	2013
89	Saipem SpA	45	49
926	Imprese del Gruppo	503	443
1.015	Totale	548	492
525	Engineering & Construction Offshore	265	213
84	Engineering & Construction Onshore	19	89
284	Drilling Offshore	200	64
122	Drilling Onshore	64	126
1.015	Totale	548	492

Gli investimenti sono descritti nei paragrafi che seguono, relativi alle singole attività.



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 EPIC.

Negli ultimi giorni del primo semestre del 2013 ha iniziato a operare la nuova nave posatubi Castorone, monoscafo lungo 330 metri e largo 39 metri, con sistema di posizionamento dinamico (DP classe 3) e sistema di posa a "J" con predisposizione per la futura installazione di una torre per varo a "J". Il mezzo nel corso del semestre, dopo aver eseguito con successo i primi test operativi in acque poco profonde, per problemi tecnici ha dovuto estendere il periodo di test in acque profonde; come già menzionato nel "profit warning" del 14 giugno 2013 sono state necessarie attività di manutenzione extra per la sostituzione di pezzi difettosi che ne hanno compromesso la produttività. I relativi effetti economico-patrimoniali sono stati ripresi nella situazione semestrale al 30 giugno 2013.

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 diametri fino a 48 pollici (60 pollici incluso il rivestimento) con una capacità di tensionamento fino a 750 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, operativo dal primo semestre 2011.

Il 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 quadrupli giunti 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 con 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 ultraprofonde 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 semisommersibile 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.

Nel corso del primo semestre del 2013 sono proseguiti i lavori in Brasile per lo sviluppo del cantiere di fabbricazione per strutture sottomarine e galleggianti e della base logistica sull'area di 35 ettari ubicata nel distretto di Guarujá acquisita a ottobre 2011.

L'area ha una collocazione strategica: si trova a circa 350 chilometri dal bacino di Santos, la regione brasiliana offshore dove sono stati scoperti i giacimenti Pre-Salt in acque ultraprofonde, e a circa 650 chilometri dal bacino di Campos, l'altro più importante bacino offshore del Brasile.

Le attività che Saipem svolgerà nel nuovo cantiere sono complementari con i servizi offerti dalla flotta altamente specializzata per acque ultraprofonde che la Società ha sviluppato negli ultimi anni; inoltre esse consentiranno di soddisfare i requisiti, particolarmente stringenti in termini di contenuto locale, imposti in Brasile nel settore ad alta tecnologia degli sviluppi sottomarini in acque ultraprofonde.

Nel corso del semestre la Yard di fabbricazione di Karimun, in Indonesia, ha continuato le attività di costruzione relative ai vari progetti del Gruppo.

Saipem può inoltre vantare una valida posizione nel mercato delle attività sottomarine, disponendo di mezzi tecnologicamente molto sofisticati, come i veicoli subacquee telecomandati, e delle tecnologie di intervento, con l'assistenza di robot specificamente equipaggiati, su condotte in acque profonde.

Infine, il Gruppo Saipem è attivo nel settore Leased FPSO con una flotta costituita dalle unità Cidade de Vitoria, Gimboa, nonché dall'unità Firenze FPSO.

Il contesto di mercato

Il 2013 sta segnando il passaggio da un mondo a due velocità a uno a tre velocità, con Paesi emergenti in netta crescita economica, Europa in leggera recessione e Stati Uniti che si posizionano nel mezzo, con il Prodotto Interno Lordo in leggera crescita. In generale la crescita mondiale è prevista attestarsi intorno al 3% per il 2013, e anche la crescita della domanda mondiale di petrolio è prevista rimanere sotto i livelli pre-crisi.

Ciò nonostante, grazie a un livello del prezzo del Brent che si mantiene da tempo al di sopra dei 100 dollari al barile, gli investimenti delle oil company per lo sviluppo di campi offshore continuano a crescere con stime che si attestano su un valore intorno ai 120 miliardi di dollari per l'anno in corso. Un commento particolare meritano Brasile e Australia: in termini di investimenti il primo continua a crescere a un passo sostenuto, nonostante la limitata local capacity sia una questione ancora da risolvere; il secondo è previsto restare sullo stesso valore di investimenti del 2012.

A livello globale il segmento degli sviluppi sottomarini continua la sua crescita di lungo periodo. Il numero di unità sottomarine entrate in produzione nel corso del 2013 è stato di molto superiore al corrispondente periodo del 2012. Tale aumento è abbastanza generalizzato a livello geografico, a eccezione dell'Africa Occidentale e del Golfo del Messico. Al contrario, nell'area del Mare del Nord/Nord Atlantico sta entrando in produzione un cospicuo numero di unità, tale da raddoppiare il livello del 2012: basti citare grossi progetti in fase di production start-up, quali Deep Panuke (EnCana - Canada) o Skarv (Bp - Norvegia). In Brasile sono invece in fase di start-up, o quasi, progetti quali Sapinhoà, Roncador, Lula Northeast e Baleia Azul, tutti per Petrobras.

Importante menzionare anche lo start-up dei campi connessi al FPSO PSVM (BP) in Angola, che insieme rappresentano uno dei più grossi sviluppi del mondo.

Analizzando il segmento degli sviluppi sottomarini per profondità d'acqua, si nota per l'anno in corso un notevole incremento, sia in termini relativi che assoluti, delle acque poco profonde a discapito delle più profonde, attribuibile all'area del Mare del Nord/Nord Atlantico.

Nel segmento delle condotte di piccolo diametro si sta assistendo a un aumento del numero di chilometri installati. L'Asia-Pacifico è l'area più attiva sia in termini assoluti, rappresentando circa un terzo dei chilometri previsti per l'anno in corso, sia in termini relativi, con il tasso di crescita più alto rispetto al 2012. Un'altra area molto attiva, ma in leggero calo, è quella del Mare del Nord/Nord Atlantico: quest'area, insieme con l'Asia-Pacifico, è caratterizzata per lo più da installazioni di condotte rigide in acque poco profonde. L'America Latina, Brasile in primis, se da un lato rappresenta poco più di un decimo della quantità globale di condotte installate, dall'altro continua a rappresentare circa la metà del volume globale di flessibili. Analizzando le quantità installate per profondità d'acqua, c'è da segnalare un aumento di attività di installazione per le acque ultra-profonde.

Per quanto riguarda le grosse condotte, si registrano buoni livelli di attività in quasi tutte le aree. L'area più attiva continua a essere quella dell'Asia-Pacifico, dove nel 2012 sono state varate condotte

per progetti molto importanti quali Gorgon Jansz e Liwan, mentre per l'anno in corso sono pianificati progetti quali Ichtys (Inpex - Australia) o Wheatstone (Chevron - Australia). Altra area molto attiva nell'anno in corso è quella del Medio Oriente/Caspio, grazie all'installazione di condotte per South Pars (Iran) e Barzan (Qatar).

Nelle aree del Mare del Nord/Nord Atlantico e del Mediterraneo, che nel 2012 sono state caratterizzate da installazioni di condotte quali Frigg e Laggan (Total - Mare del Nord) e Tamar (Noble Energy - Mediterraneo), al momento si prevedono grossi progetti in imminente fase di realizzazione.

Per quanto riguarda l'installazione di piattaforme fisse, si stima per l'anno in corso un buon livello di attività, dopo un leggero rallentamento nel 2012. Quasi tutte le installazioni si dividono tra le aree dell'Asia-Pacifico e del Medio Oriente/Caspio, mentre una parte residuale è prevista nel Golfo del Messico e in minor misura in Africa Occidentale. Circa un quinto delle installazioni è nel range dei sollevamenti pesanti e ultrapesanti.

Il mercato delle FPSO sta vivendo una fase positiva e, sebbene le unità installate nel 2012 siano state in leggero calo rispetto all'anno precedente, l'attività commerciale è molto intensa e il numero di FPSO ordinate sta crescendo: per il 2013 potenzialmente potrebbero essere ordinate circa quindici nuove unità, principalmente per il Brasile, l'Asia-Pacifico e l'Africa Occidentale. Il Brasile (Petrobras e OGX) continua a rimanere il principale mercato per le FPSO.

Per quel che riguarda le FLNG, il mercato è nella sua fase di piena espansione; quattro unità sono in cantiere, ma si stanno moltiplicando gli studi per poterne installare delle altre: dopo l'Asia-Pacifico, se ne stanno pianificando alcune nel Golfo del Messico e nel Mediterraneo, e studiando possibili soluzioni per l'Africa Orientale. In America Latina, offshore brasiliano in particolare, la Petrobras al contrario sta posticipando alcune decisioni di investimento, frenata da fattori quali la caduta del prezzo del gas statunitense e la crescita della domanda interna di gas. Altri due possibili importanti sviluppi riguardano l'offshore australiano, con Woodside che sta valutando la possibilità di sviluppare Browse con un'unità flottante, ed Exxon che entro il 2014 dovrebbe sanzionare il progetto Scarborough.

Le acquisizioni

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

- per conto Total Upstream Nigeria Ltd, il contratto di tipo EPIC, in Nigeria, 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 Burullus Gas Co, in Egitto, un contratto che prevede le attività di ingegneria, approvvigionamento, installazione, operazioni preliminari e messa in servizio di strutture sottomarine nella West Delta Deep Marine Concession;

- per conto ExxonMobil, in Angola, il contratto di tipo EPIC, Kizomba Satellite Phase 2, per strutture sottomarine presso i cantieri di Soyo e Ambriz. Il contratto prevede le attività di ingegneria, approvvigionamento, fabbricazione e installazione di condotte sottomarine di produzione e iniezione d'acqua, cavi rigidi di collegamento e altre installazioni sottomarine;
- per conto Cardon IV, in joint venture con Eni e Repsol, in Venezuela, il contratto che prevede le attività di trasporto e installazione di una piattaforma di collegamento e due satelliti, una condotta di esportazione e due sottomarine, oltre le relative operazioni di connessione;
- per conto Petrobras, in Brasile, il progetto Sapinhoà Norte e Iracema Sul, di tipo EPIC, che prevede le attività di ingegneria, approvvigionamento, fabbricazione e installazione di due condotte a mare e delle relative terminazioni, da eseguirsi nella regione del Pre-Salt del bacino di Santos;
- per conto GDF Suez, nel Regno Unito, il progetto Cygnus phase 2, che prevede le attività di installazione di una condotta sottomarina, una di esportazione e dei relativi sistemi ombelicali nel bacino del Southern gas;
- per conto Eni Congo, in Congo, il contratto che prevede le attività di ingegneria, approvvigionamento, fabbricazione e trasporto del Litchendjili jacket, dei piles e delle relative pertinenze;
- per conto Nord Stream AG, nel Regno Unito, il contratto Main Repair for Nord Stream, che prevede le attività e i servizi relativi alla manutenzione delle due condotte di esportazione gas.

Gli investimenti

Nel comparto Engineering & Construction Offshore gli investimenti del semestre sono principalmente riconducibili all'ultimazione dei lavori di approntamento di un nuovo pipelayer, al proseguimento delle attività di costruzione della nuova base in Brasile, oltre 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 2013.

In Arabia Saudita, per conto Saudi Aramco:

- è in corso la campagna di installazione nell'ambito del contratto **Al Wasit Gas Program**, per lo sviluppo dei giacimenti offshore 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 iniziate le operazioni relative al nuovo scopo del lavoro che prevede le attività di ingegneria, approvvigionamento, trasporto, installazione e messa in servizio di due trunkline nei campi di Arabiyah e Hasbah;
- nell'ambito del **Long Term Agreement**, che prevede le attività di ingegneria, approvvigionamento, fabbricazione, trasporto e installazione di strutture, piattaforme e condotte, sono in corso le attività relative a due differenti progetti che prevedono l'instal-

lazione di cinque pipeline, la costruzione e l'installazione di due jacket e tre deck.

In Iraq, per conto South Oil Co, sono in corso le attività nell'ambito del progetto **Iraq Crude Oil Export Expansion - Fase 2**, che ha come scopo l'espansione del Basra Oil Terminal. Il contratto prevede le attività di ingegneria, approvvigionamento, fabbricazione e installazione di una Piattaforma Centrale di Convoglio e Misurazione (CMMP), oltre che delle strutture connesse.

In Estremo Oriente:

- sono in corso le attività relative al progetto, **Liwan 3-1**, per conto Husky Oil China Ltd, in Cina, che prevede le attività 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;
- per conto di Bien Dong Petroleum Operating Co, è in corso in Vietnam il progetto **Bien Dong**, che prevede le attività di ingegneria, trasporto e installazione di pipeline e cavi sottomarini, nonché di due piattaforme e relativi ponti di collegamento;
- per conto Petrovietnam Technical Services Co, sono in corso in Vietnam, nell'ambito del progetto **Hai Su Trang Development**, le attività di ingegneria, trasporto e installazione di due piattaforme wellhead e della relativa pipeline;
- per conto PTT Exploration and Production Public Co Ltd, in Birmania, sono in corso, nell'ambito del progetto **Zawtika**, le attività di trasporto e installazione di una piattaforma con Central Processing Facility e locali adibiti all'alloggiamento del personale;
- per conto Pearl Oil Ltd, in Indonesia, sono in corso, nell'ambito del progetto **Ruby Field**, le attività di trasporto e installazione di due piattaforme.

Per conto INPEX, sono in corso in Australia le attività di ingegneria e preparazione logistica 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 E&P Congo, sono terminate le attività nell'ambito del contratto **N'Kossa**, in Congo, che prevedeva l'ingegneria di rimozione della condotta flessibile esistente, l'installazione di due nuove condotte flessibili, l'approvvigionamento e il pre-commissioning;
- per conto Mobil Producing Nigeria Unlimited, sono terminate le attività nell'ambito del contratto **Asasa Pressure Maintenance, Usari FA-FR e Edop Pipeline Extension**, in Nigeria, che prevede la fabbricazione e l'installazione di condotte oltre che di riser e flange a una profondità massima di cinquanta metri;
- sono terminate le attività relative al progetto **Usan**, per conto Elf Petroleum Nigeria (Total), per lo sviluppo sottomarino del giacimento offshore di Usan, situato circa 160 chilometri a sud di Port Harcourt, in Nigeria. Il contratto prevedeva le attività di ingegneria, approvvigionamento, fabbricazione, installazione e assistenza per la messa in servizio di condotte sottomarine, ombelicali e riser che collegheranno quarantadue teste pozzo sottomarine al sistema di produzione galleggiante FPSO, nonché la realizzazio-

ne del sistema di esportazione del greggio costituito da una boa di ancoraggio e due linee di esportazione e di parte del sistema di ancoraggio dell'FPSO;

- sono terminate le attività di ingegneria e approvvigionamento relative al contratto **Bonga North West**, per conto Shell Nigeria Exploration and Production Co Ltd (SNEPCo), al largo delle coste nigeriane. I lavori riguardano le attività di ingegneria, approvvigionamento, fabbricazione, installazione e messa in opera delle condotte di produzione con tecnologia pipe-in-pipe e delle condotte per la re-iniezione di acqua nel bacino del giacimento, oltre ai relativi sistemi di produzione sottomarina;
- sono terminate le attività di ingegneria e procurement e proseguono le attività relative al contratto, per conto Total E&P Nigeria Ltd, in Nigeria, denominato **OFON2 - D030**, per le nuove infrastrutture a mare del campo Ofon. Il contratto prevede le attività di ingegneria, approvvigionamento, fabbricazione e installazione del jacket OFP2 e di trasporto e installazione della nuova piattaforma OFQ completa, per gli alloggi;
- per conto Cabinda Gulf Oil Co Ltd (CABGOC) in Angola, sono in corso i lavori nell'ambito del progetto **Mafumeira 2**, che prevede le attività di ingegneria, approvvigionamento, fabbricazione, installazione e messa in opera di infrastrutture URF (umbilical, riser e flowline) e gasdotti di esportazione;
- per conto CABGOC, in Angola, sono in corso le attività relative al contratto **EPIC 3**, che prevede le attività 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 CABGOC, sono in corso le attività di installazione relative al progetto **Congo River Crossing Pipeline**, che prevede le attività di ingegneria, approvvigionamento, fabbricazione e installazione di tre condotte e flange sottomarine, oltre a lavori di interro e attraversamento. Il progetto verrà sviluppato al largo delle coste dell'Angola e della Repubblica Democratica del Congo;
- per conto ExxonMobil, in Angola, sono iniziate le attività relative al progetto **Kizomba Satellite Phase 2** presso i cantieri di Soyo e Ambriz. Il contratto prevede le attività di ingegneria, approvvigionamento, fabbricazione e installazione di condotte sottomarine di produzione e iniezione d'acqua, cavi rigidi di collegamento e altre installazioni sottomarine.

Nel Mare del Nord:

- per conto Total, nel settore olandese del Mare del Nord, nell'ambito del progetto **K4-Z** è appena stata completata l'installazione dell'ombelicale. Il contratto prevede le attività di ingegneria, approvvigionamento, fabbricazione e installazione di un gasdotto e di una linea piggy back. Il progetto include inoltre le attività di scavo e interrimento e l'approdo costiero;
- per conto Dong E&P, nel settore danese del Mare del Nord, sono in corso le attività relative al progetto **Hejre**, che prevede le attività di ingegneria, approvvigionamento, costruzione e installazione di due condotte che collegheranno il campo Hejre con la relativa piattaforma;
- tramite l'utilizzo del mezzo Saipem 7000 sono state installate varie strutture per conto ConocoPhillips (**Jasmin**, **Eldfisk**) e Nexen (**Golden Eagle**).

In Russia:

- per conto Lukoil-Nizhnevolzhskneft, sono in corso le attività relative al progetto **Filanovsky**, che prevede le attività di ingegneria, approvvigionamento, fabbricazione e installazione di un oleodotto e un gasdotto a una profondità massima di sei metri, nonché le relative condotte a terra che collegheranno il blocco dei riser nel campo marino alle valvole di chiusura a terra. Sono inoltre iniziate le attività relative allo scopo contrattuale aggiuntivo che prevede le attività di trasporto e installazione di quattro piattaforme.

In Azerbaijan, per conto BP Exploration (Caspian Sea) Ltd, nell'ambito del progetto **Under Water Operation**, sono continuate le attività di ispezione sottomarina, manutenzione e riparazione delle infrastrutture di BP presenti nell'area dell'offshore azero, tra cui le piattaforme installate dalla stessa in periodi precedenti. Inoltre, per conto AIOC, nell'ambito del progetto **Chirag Oil Project**, sono in corso le attività di trasporto e installazione di un jacket (la cui costruzione è terminata nei primi mesi del 2013) e della relativa topside.

In Kazakhstan:

- per conto Agip KCO, nell'ambito del programma per lo sviluppo del giacimento Kashagan:
 - sono in corso le attività di supporto logistico nell'ambito del progetto **Hook-Up and Commissioning**, che prevede la connessione e la messa in opera delle strutture a mare e la prefabbricazione e il completamento di moduli da svolgersi presso il cantiere di Kuryk;
 - sono terminate le attività nell'ambito del progetto **New Hook-up, Pre-commissioning and Commissioning Assistance**, che prevedono principalmente il completamento della connessione tra moduli sulle isole A e D;
- per conto Teniz Burgylau LLP, sono iniziate le attività, in consorzio con **Keppel Kazakhstan Llp**, di costruzione, allestimento e messa in servizio di un jack-up.

Nel Golfo del Messico, per conto Chevron, sono in corso le attività relative al progetto **Jack Saint Malo**, che prevede le attività di trasporto e installazione di una condotta di esportazione che collegherà la piattaforma galleggiante Jack Saint Malo.

In Brasile, per conto Petrobras:

- sono terminate le attività relative al contratto **P55-SCR**, che prevede le attività di ingegneria, approvvigionamento, trasporto e installazione a mare di flowline e di riser a servizio della piattaforma semisommersibile P-55 che sarà collocata nel campo Roncador, nel bacino di Campos, al largo delle coste dello Stato di Rio de Janeiro;
- sono continuate le attività relative al progetto, per le condotte di esportazione di gas di **Guara & Lula-Nordest**, che prevede le attività di trasporto, di installazione e le operazioni preliminari alla messa in esercizio di due condotte a mare, oltre all'ingegneria, all'approvvigionamento e alla fabbricazione delle connesse strutture sottomarine;
- sono continuate 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;

- sono iniziate le attività relative al progetto **Sapinhoà Norte and Cernambi Sul**, che prevede le attività 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; sono inoltre iniziate le attività preparatorie relative al progetto **Sapinhoà Norte e Iracema Sul**.

In Venezuela:

- per conto PDVSA, sono continuate 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;
- per conto Cardon IV, sono iniziate le attività per lo sviluppo del progetto **Perla EP**, che prevede il trasporto e l'installazione di tre piattaforme e tre condotte.

In Italia, per conto **OLT Offshore LNG Toscana**, sono quasi terminate le attività di conversione della nave gasiera Golar Prost. Il con-

tratto prevede la conversione della nave gasiera messa a disposizione dal cliente, nonché la realizzazione di tutte le opere a mare necessarie per l'installazione e la messa in servizio dell'impianto. Il conto economico del primo semestre 2013 recepisce gli effetti economici dell'incremento di costi previsto per la realizzazione del progetto e anticipati con il profit warning del 14 giugno 2013.

Nel segmento "Leased FPSO", nel corso del primo semestre del 2013 hanno operato:

- l'unità **FPSO Cidade de Vitoria**, nell'ambito di un contratto, per conto Petrobras, 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;
- l'unità **Firenze FPSO**, nell'ambito del contratto, per conto Eni E&P, relativo alla fornitura e alla gestione di un'unità FPSO della durata complessiva di venti anni, i primi otto dei quali sono relativi allo sfruttamento del giacimento di Aquila nel Mare Adriatico a una profondità d'acqua di 815 metri;
- l'unità **FPSO Gimboa**, nell'ambito del contratto, per conto Sonangol P&P, della durata di sei anni, 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 2013

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 550 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.
Castoro Sette	Pontone 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.
Semac 1	Pontone posatubi semisommersibile, idoneo per la posa di condotte di largo diametro e in acque profonde.
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.
S355	Pontone posatubi e sollevamento, idoneo per la posa di condotte fino a 42 pollici di diametro e per il sollevamento di strutture fino a 600 tonnellate.
Crawler	Nave posatubi e sollevamento, idoneo per la posa di condotte fino a 60 pollici di diametro e per il sollevamento di strutture fino a 540 tonnellate.
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.
Saibos 230	Pontone di lavoro e posatubi fino a 30 pollici, con gru mobile per battitura pali, terminali, piattaforme fisse.
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.
Ersai 400	Nave alloggio in grado di ospitare fino a 400 persone, dotata di rifugio in caso di evacuazione per H ₂ S.
Castoro 9	Bettolina da carico in coperta.
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.
Firenze FPSO	Nave di produzione/trattamento/stoccaggio e trasbordo con produzione giornaliera di 12.000 barili.



Engineering & Construction Onshore

Quadro generale

Nel settore Engineering & Construction Onshore il Gruppo Saipem focalizza la propria attività prevalentemente sull'esecuzione di progetti di elevate 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

Nonostante il quadro economico internazionale continua a presentare fattori di debolezza con previsioni di crescita del prodotto interno lordo mondiale stimate al ribasso, il segmento Onshore, nei primi mesi del 2013, registra un buon livello di acquisizione progetti, superiore allo stesso periodo del 2012.

Gli investimenti sono stati sostenuti da una serie di assegnazioni importanti in Asia-Pacifico (segmento delle Condotte, Raffinazione e Liquefazione del Gas Naturale), ma anche in aree come la Russia (segmento Liquefazione del Gas Naturale e Raffinazione), che nei precedenti 2 anni aveva mostrato segni di notevole flessione. Rimangono sostenuti anche gli investimenti in Medio Oriente (segmento Upstream, Condotte e Raffinazione) e Nord America (segmento Condotte, Petrolchimica, Fertilizzanti e Raffinazione). L'Europa, con un grosso progetto in Turchia nella Raffinazione e l'Africa Occidentale con l'assegnazione di un nuovo complesso Fertilizzanti, chiudono la classifica delle aree che hanno visto importanti assegnazioni nei primi mesi del 2013.

Il valore degli investimenti mondiali futuri, nei segmenti upstream, midstream e downstream, saranno sostenuti, in misura crescente, dall'abbondanza di gas (e in misura minore di olio) proveniente dallo sviluppo di campi non convenzionali. La ripresa degli investimenti in America del Nord nel segmento downstream (Raffinazione, Petrolchimica e Fertilizzanti) ne è un esempio.

In alcune aree geografiche diversi fattori di conflitto determinano condizioni di incertezza sulla scelta degli investimenti futuri: una situazione politica turbolenta in alcuni Paesi del Medio Oriente e Nord Africa; una politica energetica a favore dell'energia nucleare in contrasto con le direttive internazionali in Iran e Corea del Nord, e infine dispute territoriali non risolte tra Cina e Giappone.

Il segmento delle **condotte** registra nei primi mesi dell'anno l'asse-

gnazione in Cina della fase 2 della terza condotta gas "West-East China". Un progetto di notevoli dimensioni che insieme alle 3 grosse condotte gas assegnate in Canada, Iran e Messico, confermano la crescita degli investimenti nel segmento, dopo un calo nelle assegnazioni di nuovi progetti registrato negli ultimi anni.

Continua il trend positivo delle condotte gas verso condotte olio dovuta all'abbondanza di gas disponibile che influenzerà nel breve-medio termine anche le assegnazioni future di nuove condotte gas e/o ampliamenti di reti esistenti. In generale, si prevedono nuovi investimenti in tutte quelle aree che continuano a sviluppare giacimenti olio/gas da campi non convenzionali come il Nord America o che hanno programmi di sviluppo a breve come la Cina e che di conseguenza avranno la necessità di potenziare il loro sistema di distribuzione.

Le principali aree geografiche con progetti pianificati nel breve-medio periodo sono attualmente il Nord America, l'area CSI e del Mar Caspio, Europa e Medio Oriente. Progetti interessanti anche in altre aree geografiche (Africa, Asia-Pacifico e America Latina).

Anche il segmento della **liquefazione del gas naturale (LNG)** vede un andamento positivo degli investimenti con l'assegnazione, nei primi mesi del 2013, di 2 importanti progetti: in Russia con la costruzione del primo impianto LNG nella penisola di Yamal (progetto Gazprom) e in Malesia con la costruzione del treno LNG 9 a Bintulu (progetto Petronas).

Le previsioni di investimenti nel breve-medio periodo rimangono ottime supportate anche da una continua crescita mondiale della domanda di gas naturale liquefatto. Una crescita che vede da un lato una riduzione dei consumi in Europa, e dall'altro un costante incremento in Asia-Pacifico con grossi Paesi importatori come Giappone, Corea del Sud, Cina, India e Taiwan. Rimane un grado di incertezza sui consumi futuri di gas naturale liquefatto in Giappone (il più grosso importatore al mondo) a causa di una politica energetica non ancora ben definita, ma che prevede norme più stringenti per l'energia prodotta da centrali nucleari, e che conseguentemente ritarderà la messa in marcia di quelle centrali nucleari che potranno garantire i nuovi requisiti di sicurezza richiesti e fermare definitivamente tutte le altre. La domanda in Giappone di gas naturale liquefatto è prevista rimanere ai livelli attuali per un periodo ancora lungo e in ogni caso non tornerà più ai più bassi livelli di consumo pre-tsunami.

Le aree di maggior interesse con nuovi progetti pianificati sono l'Asia-Pacifico (principalmente Australia, Papua Nuova Guinea e Indonesia) e il Nord America (Stati Uniti e Canada), aree ricche di gas naturale grazie anche alla presenza di numerosi campi gas non convenzionali (Coal Bed Methane e Shale Gas) ancora da sviluppare. L'Australia rimane il Paese con le maggiori prospettive di nuovi impianti, anche se alcuni progetti potrebbero essere ritardati a causa di un incremento progressivo dei costi di costruzione.

Continua il trend positivo, già registrato lo scorso anno, per il segmento della **raffinazione**, con l'assegnazione nella prima parte del 2013 di importanti complessi: Nghi Son in Vietnam (progetto

Petrovietnam), Izmir in Turchia (progetto Socar), Volgograd in Russia (progetto Lukoil) e Ras Laffan in Qatar (progetto Laffan Refinery).

La domanda di prodotti petroliferi continua a crescere e questo favorisce gli investimenti in progetti futuri. Le sempre più stringenti normative ambientali spingono il segmento della raffinazione verso un costante processo di rinnovamento che costringe le raffinerie esistenti a dotarsi di processi sempre più efficienti, favorendo anche gli investimenti medio-piccoli.

Le previsioni di progetti futuri a breve-medio termine sono buone e coinvolgono la totalità delle aree geografiche monitorate. I maggiori investimenti pianificati si trovano in Asia-Pacifico, Medio Oriente, America Latina e America del Nord. Investimenti interessanti anche in area CSI, Africa ed Europa.

Nel segmento **petrolchimico**, dopo un 2012 ricco di assegnazioni con un segmento tornato a livelli di investimento pre-crisi, i primi mesi del 2013 vedono l'assegnazione di un complesso Etilene a Freeport in Texas (progetto Dow), segnale di una costante e progressiva ripresa degli investimenti nel downstream negli Stati Uniti, e un'altra assegnazione in Arabia Saudita nel complesso di Jubail (progetto Sadara) per un impianto Butanolo.

La domanda di prodotti petrolchimici, etilene e propilene in particolare, è in crescita e sarà supportata, nel breve-medio periodo, da un lato da investimenti nella costruzione di nuovi impianti, e dall'altro da un incremento del tasso di utilizzo degli impianti esistenti.

I maggiori investimenti futuri sono previsti in area Asia-Pacifico e Medio Oriente. Buone anche le prospettive in America Latina, America del Nord e area CSI.

Nei primi mesi del 2013 il segmento dei **fertilizzanti** è stato caratterizzato dall'assegnazione di un complesso fertilizzanti in Nigeria (progetto Dangote) e da un impianto ammoniaca in costruzione a Waggaman in Louisiana, Stati Uniti (progetto Incitec).

La crescita della domanda mondiale di prodotti fertilizzanti, nel breve-medio periodo, dovrebbe favorire la costruzione di nuovi impianti. Ci sono progetti pianificati in diverse aree geografiche. I maggiori investimenti sono previsti in America Latina e Asia-Pacifico. Buone le prospettive in Medio Oriente e Africa Occidentale. Investimenti previsti anche nelle rimanenti aree geografiche. Il segmento fertilizzanti è caratterizzato anche da investimenti di medio-piccola dimensione per espansioni e/o modernizzazioni di complessi già esistenti.

I primi mesi del 2013 mostrano una ripresa degli investimenti nel segmento **upstream**, dopo un 2012 in evidente flessione. La maggior parte dei contratti è stata assegnata in Medio Oriente (Emirati Arabi, Iraq), in particolare con 2 grossi progetti negli Emirati Arabi relativi allo sviluppo dei campi Sarb (progetto Adma-Opco) e Upper Zakum (progetto Zadco). L'Iraq continua il trend positivo, iniziato lo scorso anno, dopo anni di incertezze dovute alla situazione politica interna, con l'assegnazione di un altro pacchetto relativo allo sviluppo del campo Badra (progetto Gazprom).

Le previsioni di investimenti a breve-medio termine, di campi olio/gas convenzionali o non convenzionali, sono in crescita, supportate da un prezzo dell'olio abbastanza alto da garantire un adeguato ritorno degli investimenti e da un crescente grado di utilizzo degli impianti nel 2012 che riduce la flessibilità futura. Anche le previsioni di investimenti a lungo termine rimangono buone per le

caratteristiche strutturali del segmento upstream, dove, per estrarre la stessa capacità di olio/gas e contrastare il graduale declino dei campi attualmente in produzione, è necessario mantenere e/o sviluppare sempre nuovi pozzi.

Le aree geografiche di maggior interesse nello sviluppo di nuovi campi e quindi nell'assegnazione di nuovi progetti, rimangono il Medio Oriente e il Nord America. Progetti interessanti anche in altre aree geografiche (Asia-Pacifico, Africa, America Latina e CSI).

Infine, il rapido sviluppo economico dei Paesi emergenti crea un nuovo e rilevante mercato per grandi **infrastrutture** civili e portuali a cui Saipem punta in particolare nelle regioni strategiche.

Le acquisizioni

Le acquisizioni più significative nel corso del semestre sono relative ai seguenti contratti:

- per conto Star Refinery AS, un contratto di tipo EPC, per la costruzione della Socar Refinery, in Turchia, che prevede le attività di ingegneria, approvvigionamento e costruzione di una raffineria e di tre pontili di estrazione del greggio, da realizzarsi nella regione adiacente il complesso Petkim Petrochemical;
- per conto Dangote Fertilizer Ltd, un contratto di tipo EPC, in Nigeria, che 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, da realizzarsi nello stato di Edo;
- per conto Eni, il contratto di tipo EPC, Tempa Rossa, in Italia, che prevede le attività di adeguamento logistico relativo allo stoccaggio del greggio;
- per conto Sogin, un contratto di tipo EPC, Cemex Plant Saluggia, in Italia, che prevede le attività di ingegneria, approvvigionamento e costruzione di un impianto di stoccaggio temporaneo di liquidi radioattivi di scarto;
- per conto Morning Star for General Services Llc & ExxonMobil Iraq Ltd, in Iraq, il progetto Zubair Gathering System, che prevede le attività di costruzione di un sistema di raccolta, di condotte e relativi collegamenti, nonché il punto di smistamento;
- per conto Sogin, in Italia, il contratto Rotondella, che prevede la realizzazione dell'impianto di cementazione dei rifiuti radioattivi, dell'edificio che conterrà l'impianto e dell'edificio per lo stoccaggio dei manufatti cementati.

Gli investimenti

Nel comparto Engineering & Construction Onshore gli investimenti del semestre sono principalmente riconducibili all'acquisto di equipment e strutture per la base in Canada, nonché il 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 2013.

In Arabia Saudita:

- per conto Saudi Aramco, sono terminate le attività di costruzione relative al contratto **Manifa Field**, per la realizzazione degli impianti di separazione olio/gas del giacimento di Manifa, che prevede le attività di ingegneria, approvvigionamento e costruzione di tre treni di separazione di gas e greggio, delle unità di trattamento e compressione del gas, dei collettori di ingresso del greggio e del sistema di torcia;
- per conto dell'Emirato della Provincia della Mecca, sono continuate le attività di approvvigionamento e costruzione nell'ambito del progetto **Stormwater Drainage Program - Package 8**, che prevede le attività di approvvigionamento, installazione, costruzione e assistenza durante la messa in servizio di un nuovo impianto di scarico delle acque piovane, che servirà la parte settentrionale della città di Jeddah;
- per conto Safco, sono continuate le attività relative al contratto **Safco V**, che prevede le attività di ingegneria, approvvigionamento e costruzione di un impianto per la produzione di urea, insieme alle relative unità di produzione di servizi e strutture di collegamento con gli impianti già esistenti;
- per conto Saudi Aramco e Sumitomo Chemical, sono continuate le attività nell'ambito del Naphtha and Aromatics Package del progetto **Rabigh II**, che prevede le attività di ingegneria, approvvigionamento e costruzione di due unità di trattamento: un impianto di conversione delle nafte e un complesso per la produzione di composti aromatici.

In Qatar, per conto Qatar Fertiliser Co SAQ, nel complesso industriale di Qafco, nella città di Mesaieed, sono terminate le attività relative al progetto **Qafco 5 - Qafco 6**, che prevede le attività di ingegneria, approvvigionamento, costruzione e avviamento di quattro nuovi impianti per la produzione di ammoniaca e urea e delle unità di produzione di servizi associate. Gli impianti andranno a formare il più grande complesso per la produzione di ammoniaca e urea nel mondo.

Negli Emirati Arabi Uniti:

- sono continuate le attività 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 un miliardo di piedi 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;
- sono continuate le attività relative al progetto, per conto Etihad Rail Co, in Abu Dhabi, per la progettazione e la realizzazione della **linea ferroviaria** che collegherà le aree di produzione di gas di Shah e Habshan, situate all'interno del Paese, con il porto di Ruwais.

In Kuwait:

- sono terminate le attività di costruzione relative al progetto, per conto Kuwait Oil Co (KOC), **BS 160**, che prevede le attività di ingegneria, approvvigionamento, costruzione e messa in esercizio di una nuova stazione di trattamento gas composta da due treni per la compressione e deidratazione del gas, che verrà destinato alla raffineria di Mina Al Ahmadi;

- 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.

In Iraq, per conto Fluor Transworld Services Inc e Morning Star for General Services Llc, sono in corso 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.

In Marocco, per conto Tangier Mediterranean Special Agency, nell'ambito di una joint venture con Bouygues Travaux Publics e Bouygues Maroc, proseguono le attività nell'ambito di un contratto, per l'espansione del **porto di Tangeri**.

In Algeria, per conto Sonatrach, in un contesto di crescente deterioramento dei rapporti che ha provocato il peggioramento economico-patrimoniale dei progetti in esecuzione come anticipato dal profit warning del 14 giugno 2013:

- sono terminate le attività di costruzione relative al contratto per la realizzazione del gasdotto **GK3 - lotto 3**, che prevedeva le attività di ingegneria, approvvigionamento di materiali e costruzione di un sistema di trasporto del gas naturale. Il lotto 3 consiste in un sistema di gasdotti che collegherà la località di Mechtatine a Tamlouka nel nord-est del Paese e da qui proseguirà verso due località situate sulla costa nord-orientale algerina, Skikda ed El-Kala;
- proseguono le attività di costruzione relative al contratto **LNG GL3Z Arzew**, che prevede le attività di ingegneria, approvvigionamento di materiali e costruzione di un impianto per la liquefazione di gas naturale (GNL) e la realizzazione di utility, di un'unità di generazione di energia elettrica e del molo;
- sono terminate le attività di costruzione e sono iniziate le attività di commissioning relative al contratto, per la realizzazione delle infrastrutture relative a un impianto di trattamento di GPL (gas di petrolio liquefatti) nel complesso petrolifero di **Hassi Messaoud**. Il contratto prevede le attività di ingegneria, approvvigionamento di materiali e costruzione di tre treni di GPL;
- sono quasi terminate le attività di costruzione relative al contratto, per conto Sonatrach e First Calgary Petroleum, per la realizzazione di un impianto per il trattamento del gas proveniente dal giacimento **Menzel Ledjmet East** e dagli sviluppi futuri dei campi del Central Area Field Complex. Il contratto prevede le attività di ingegneria, approvvigionamento di materiali e costruzione di un centro di raccolta e trattamento del gas naturale con relative condotte di esportazione.

In Nigeria:

- per conto ChevronTexaco sono quasi terminate le attività relative al progetto **Escravos GTL**. L'impianto sarà costituito da due treni paralleli;
- per conto Southern Swamp Associated Gas Solution (SSAGS), sono in corso le 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;

- per conto Total Exploration and Production Nigeria Ltd (TEPNG), sono in corso 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;
- per conto del Governo dello stato del Rivers, proseguono le attività relative al progetto, per l'ingegneria, l'approvvigionamento e la costruzione del primo e secondo treno della **Centrale Elettrica Indipendente di Afam**;
- per conto **Dangote Fertilizer Ltd**, sono appena iniziate le attività relative al nuovo complesso di produzione di ammoniaca e urea da realizzarsi nello stato di Edo, in Nigeria. 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, da realizzarsi nello stato di Edo.

In Italia:

- per conto Eni Divisione Refining & Marketing, sono in fase di completamento le attività di costruzione per la prima applicazione su scala commerciale della **Tecnologia EST** (Eni Slurry Technology), nell'ambito del progetto per la costruzione di una raffineria a Sannazzaro. La tecnologia EST, al cui sviluppo Saipem ha dato un significativo contributo, può convertire quasi completamente i residui di greggi pesanti in distillati più leggeri;
- per conto Rete Ferroviaria Italiana SpA (Gruppo FS), sono in corso 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.

In Polonia, per conto Polskie Lng, proseguono le attività relative al progetto **Polskie**, per la realizzazione di un terminale di rigassificazione. Il contratto prevede le attività di ingegneria, approvvigionamento e costruzione delle strutture di rigassificazione, inclusi due serbatoi di stoccaggio di gas liquido.

In Canada:

- per conto Husky Oil, proseguono le attività relative al progetto **Sunrise**, che prevede le attività di ingegneria, approvvigionamento e costruzione delle Central Processing Facility, costituite da due impianti. Il conto economico del primo semestre 2013 recepisce gli effetti economici dell'incremento di costi previsto per la realizzazione del progetto e anticipato con il profit warning del 14 giugno 2013;
- per conto Canadian Natural Resources Ltd, sono in corso le attività relative al contratto, per le attività di ingegneria, approvvigionamento e costruzione di un impianto di arricchimento secondario all'interno del progetto **Horizon Oil Sands - Hydrotreater Phase 2**, nella regione di Athabasca, in Alberta.

In Messico:

- per conto PEMEX, sono proseguite le attività nell'ambito del contratto **Tula e Salamanca**, per la realizzazione di due unità di desulfurizzazione e due unità di rigenerazione delle ammine 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. Il conto economico del primo semestre 2013 recepisce gli effetti economici dell'incremento di costi previsto per la realizzazione del progetto e anticipato con il profit warning del 14 giugno 2013;
- per conto Transcanada (Transportadora de Gas Natural de Norte - Noroeste), sono in corso le attività di ingegneria nell'ambito del progetto **El Encino**, approvvigionamento e costruzione di un gasdotto che collegherà El Encino (Stato Chihuahua) a Topolobampo (Stato di Sinaloa).

In Suriname, per conto Staatsolie, sono in corso le attività relative al contratto, che prevede le attività di ingegneria, approvvigionamento e costruzione per l'espansione della raffineria **Tout Lui Faut**, che si trova a sud della capitale Paramaribo.

In Australia:

- per conto Gladstone LNG Operations Pty Ltd, sono in corso le attività relative al contratto **Gladstone LNG**, che prevede le attività di ingegneria, approvvigionamento e costruzione di una condotta per il trasporto di gas, che collegherà 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;
- per conto Chevron, sono in corso le attività di costruzione relative al contratto **Gorgon LNG**, per la realizzazione di un molo e delle strutture marittime associate. I lavori riguardano le attività di ingegneria, approvvigionamento, fabbricazione, costruzione e messa in esercizio del molo e delle relative strutture marittime per il nuovo impianto Chevron Gorgon LNG sito sull'isola di Barrow, 70 chilometri circa al largo della costa di Pilbara nell'Australia Occidentale.



Drilling Offshore

Quadro generale

A giugno 2013 la flotta offshore drilling di Saipem si compone di diciotto mezzi, così suddivisi: sette unità deep-water per operazioni oltre i 1.000 metri di profondità (le drillship Saipem 10000 e Saipem 12000 e i semisommersibili Scarabeo 5, Scarabeo 6, Scarabeo 7, Scarabeo 8 e Scarabeo 9), due per operazioni in mid water per attività fino a 1.000 metri (i semisommersibili Scarabeo 3 e Scarabeo 4), tre high specifications jack-up per operazioni da 300 fino a 375 piedi di profondità (Perro Negro 6, Perro Negro 7 e Perro Negro 8), cinque standard jack-up per attività fino a 300 piedi (Perro Negro 2, Perro Negro 3, Perro Negro 4, Perro Negro 5 e Ocean Spur) e un barge tender rig (TAD). Tutte le unità sono di proprietà di Saipem a eccezione del jack-up Ocean Spur, mezzo noleggiato da terzi. Completano la flotta altre unità minori operanti principalmente nell'offshore del Perù e della Libia. La flotta offshore drilling di Saipem ha operato nel corso del primo semestre del 2013 nel settore norvegese del Mare del Nord e del Mare di Barents, nel Mediterraneo, nel Mar Rosso, nel Golfo Persico, nell'offshore del Mozambico, in Africa Occidentale, nell'offshore di Ecuador e Perù.

Il contesto di mercato

Nonostante l'instabilità dell'economia globale, il settore del drilling offshore continua a vivere il trend di ascesa già evidenziato nel corso del 2012. Nel segmento deep-water la domanda sostenuta è stata conseguenza in particolare di un'augmentata attenzione degli operatori verso la fase di sviluppo dei campi. Nel segmento shallow water a livello globale i jack-up sembrano operare al loro massimo storico e la domanda ha registrato un buon incremento, analogamente a quanto accaduto per le rate, significativamente in crescita rispetto ad appena due esercizi fa. L'attività nelle acque del Golfo del Messico, pur in presenza di regolamentazioni sulla sicurezza sempre più stringenti, ha superato i livelli pre-Macondo e ha dato così inizio a una nuova fase di ripresa.

Nel primo semestre del 2013 il numero complessivo di jack-up sotto contratto registra quindi un incremento rispetto allo stesso periodo del 2012 e anche al secondo semestre 2012, in particolar modo in Medio Oriente; per quanto riguarda i floater, a livello globale il numero di drillship rimane sostanzialmente invariato a eccezione dell'area del Golfo del Messico, dove appare evidente la ripresa dell'attività precedentemente menzionata, mentre per le navi semisommersibili si registra un incremento delle unità attive a livello mondiale. A fronte di un incremento della domanda rispetto a un'offerta sostanzialmente invariata nel primo semestre del 2013, i tassi di utilizzo a livello globale risultano di conseguenza ancora molto elevati: oltre il 90% sia per i jack-up (di tipo standard e high specification), sia per i floater, in particolare le drillship che operano nel Golfo del Messico e America Latina raggiungono il pieno tasso di utilizzo nel periodo considerato. Il confronto tra i primi sei

mesi del 2013 e il corrispettivo periodo del 2012 evidenzia un buon andamento generale delle rate giornaliere dei mezzi, sia dei jack-up, specialmente in West Africa e Golfo del Messico, seguiti da Nord Europa e Asia-Pacifico, sia dei floater, in particolar modo nel Golfo del Messico e Africa Occidentale. Rispetto agli ultimi sei mesi del 2012 l'incremento delle rate del primo semestre del 2013 appare meno significativo in termini percentuali.

L'attività di realizzazione di nuove unità di perforazione continua a essere molto significativa. Nei prossimi quattro anni si prevede la costruzione di 48 nuovi floater (37 drillship e 11 semisommersibili), di cui oltre la metà con un contratto assegnato, e 75 jack-up, di cui oltre il 70% di tipo high specification.

Le acquisizioni

Le acquisizioni più significative del periodo sono relative ai seguenti contratti:

- per conto Eni, l'estensione per una durata di cinque anni del contratto per il noleggio della nave di perforazione Saipem 10000 a partire dal terzo trimestre 2014 per attività di perforazione su base worldwide;
- per conto IEOC, l'estensione per un periodo di un anno del contratto di utilizzo del semisommersibile Scarabeo 4 per operazioni in Egitto.

Gli investimenti

Nel comparto Drilling Offshore gli investimenti del semestre sono principalmente riconducibili ai lavori di rimessa in classe del jack-up Perro Negro 3 e della piattaforma semisommersibile Scarabeo 5, oltre a interventi di mantenimento e upgrading sui mezzi esistenti.

Le realizzazioni

Nel corso del primo semestre del 2013 le unità drilling offshore di Saipem hanno realizzato 75 pozzi, per un totale di 101.248 metri perforati.

La flotta è stata impegnata nel seguente modo:

- unità deep-water: le drillship **Saipem 12000** e **Saipem 10000** hanno continuato a operare, rispettivamente in Angola e Mozambico, nell'ambito dei contratti pluriennali con Total ed Eni; il semisommersibile **Scarabeo 9** ha operato in Togo e Ghana per attività per conto Eni nell'ambito di un contratto pluriennale e nella fine del semestre ha iniziato le operazioni di mobilitazione verso l'Angola; il semisommersibile **Scarabeo 8** ha continuato a svolgere attività nel settore norvegese del Mare di Barents per conto Eni Norge; il semisommersibile **Scarabeo 7** ha proseguito le

operazioni nell'offshore dell'Angola per conto Eni Angola; il semisommersibile **Scarabeo 6** ha operato in Egitto per conto Burullus; il semisommersibile **Scarabeo 5** ha continuato a operare nel settore norvegese del Mare del Nord per conto Statoil fino a circa la metà del mese di giugno, iniziando poi le operazioni di trasferimento verso i Paesi Bassi per attività di manutenzione e rimessa in classe previste nella seconda metà del 2013;

- unità mid water: il semisommersibile **Scarabeo 4** ha proseguito le attività in Egitto nell'ambito del contratto per conto International Egyptian Oil Co (IEOC); il semisommersibile **Scarabeo 3** ha completato i lavori in Gabon per conto Harvest e nel mese di marzo si è poi spostato in Nigeria per riprendere le attività per conto Addax;
- high specifications jack-up: l'unità **Perro Negro 8** ha continuato a operare in Italia per conto di Eni Divisione Exploration & Production; il **Perro Negro 7** ha proseguito le operazioni per conto Saudi Aramco nel Golfo Persico; il **Perro Negro 6** ha proseguito le sue attività in Angola per conto Chevron nell'ambito di un contratto pluriennale. Come evidenziato nella sezione "Fatti di rilievo avvenuti dopo la chiusura del semestre", l'impianto è affondato il 1° luglio 2013 presso la foce del fiume Congo;
- standard jack-up: il **Perro Negro 5** e il **Perro Negro 2** hanno proseguito le attività nel Golfo Persico, rispettivamente per Saudi

Aramco e National Drilling Co (NDC); il **Perro Negro 4** ha continuato a operare nel Mar Rosso per conto Petrobel; il **Perro Negro 3** è stato sottoposto ad attività di manutenzione e rimessa in classe nei primi tre mesi dell'anno per poi iniziare le attività negli Emirati Arabi per conto National Drilling Co (NDC) nell'ambito di un contratto pluriennale; l'**Ocean Spur**, unità gestita da Saipem e di proprietà di terzi, ha proseguito le operazioni in Ecuador per conto Petroecuador;

- altre attività: in Congo, per conto di Eni Congo SA, sono proseguite le operazioni dell'unità tender assisted **TAD** e la gestione delle piattaforme di Loango-Zatchi; nell'offshore del Perù sono proseguite le attività per conto di BPZ Energy e di Savia, in quest'ultimo caso con mezzi di proprietà del cliente e gestiti da Saipem; nell'offshore libico sono state completate le operazioni con l'**impianto packaged 5820**, per conto di Mabruk Oil Operations, al termine delle quali l'impianto è stato avviato alla smobilizzazione per la cessione a terzi.

Utilizzo mezzi navali

L'utilizzo dei principali mezzi navali nel primo semestre del 2013 è stato il seguente:

Mezzo navale	N. giorni venduti
Piattaforma semisommersibile Scarabeo 3	174
Piattaforma semisommersibile Scarabeo 4	148
Piattaforma semisommersibile Scarabeo 5	155
Piattaforma semisommersibile Scarabeo 6	122
Piattaforma semisommersibile Scarabeo 7	181
Piattaforma semisommersibile Scarabeo 8	179
Piattaforma semisommersibile Scarabeo 9	168
Nave di perforazione Saipem 10000	172
Nave di perforazione Saipem 12000	181
Jack-up Perro Negro 2	171
Jack-up Perro Negro 3	110
Jack-up Perro Negro 4	181
Jack-up Perro Negro 5	181
Jack-up Perro Negro 6	181
Jack-up Perro Negro 7	181
Jack-up Perro Negro 8	181
Tender Assisted Drilling Unit	173
Ocean Spur	181



Drilling Onshore

Quadro generale

Nel corso del primo semestre del 2013 il numero di impianti drilling onshore è stato portato a centosette unità, di cui novantasette di proprietà (inclusi quattro rig in costruzione) e dieci di terzi, e in gestione a Saipem. Le aree di operazione sono state il Sud America (Perù, Bolivia, Brasile, Colombia, Ecuador, Cile e Venezuela), l'Arabia Saudita, la regione del Caspio (Kazakhstan), l'Africa (Algeria, Mauritania e Congo) e l'Europa (Italia e Ucraina).

Il contesto di mercato

Nei primi sei mesi del 2013 il settore delle perforazioni terra a livello globale conferma il livello di attività di fine 2012, grazie in particolare all'incremento dei progetti esplorativi, mentre nel Nord America si verifica un lieve rallentamento delle attività.

Negli Stati Uniti dal 2011 si assiste a un costante e graduale aumento degli investimenti grazie soprattutto alla produzione di tight oil e shale gas, ma un calo della domanda di mezzi dovuta a una flessione del prezzo del petrolio nella seconda metà del 2012 ha causato una riduzione nel numero di mezzi attivi che si è riscontrata anche nel primo semestre del 2013. Anche le rate giornaliere hanno subito un leggero calo all'inizio del 2013, dopo aver raggiunto la quota più elevata durante l'ultima parte del 2012.

In Canada si è verificato una riduzione dell'attività dovuta principalmente a una primavera prolungata, una domanda debole e la mancanza di personale qualificato che ha causato il mancato utilizzo di alcuni mezzi, specialmente quelli meno evoluti.

A livello internazionale l'attività di perforazione terra continua a mostrare un andamento positivo: tra le aree in cui si evidenziano gli aumenti percentuali più importanti rispetto al 2012 (in termini sia di investimenti sia di numero di impianti operativi) bisogna segnalare l'Asia-Pacifico (soprattutto l'Australia), l'America Latina (dove Argentina e Venezuela sono i Paesi più dinamici) e l'Arabia Saudita. Le rate giornaliere registrate nei primi mesi del 2013 a livello internazionale sono rimaste invariate rispetto alla fine del 2012, ma sono risultate più elevate rispetto al primo semestre del 2012.

Le acquisizioni

Le acquisizioni più significative nel corso del semestre sono state le seguenti:

- per conto di Eni Congo, l'estensione di tre anni delle attività di gestione di un impianto di proprietà del cliente
- per conto di vari clienti, l'estensione di contratti di durata variabile per operazioni di perforazione in Sud America.

Gli investimenti

Nel comparto Drilling Onshore gli investimenti del semestre sono principalmente riconducibili all'approntamento di cinque nuovi impianti destinati a operare in Arabia Saudita, nonché all'upgrading dell'asset base.

Le realizzazioni

Durante l'esercizio sono stati realizzati 192 pozzi, per un totale di 418.178 metri perforati.

In Sud America Saipem ha operato in diversi Paesi: in **Perù** sono state svolte attività per conto di vari clienti (tra i quali Repsol, Petrobras, Pluspetrol, Gran Tierra, Perenco, Savia e InterOil), con l'impiego di diciannove unità di proprietà e la gestione di sei unità fornite dai clienti o da terzi; in **Bolivia** sono stati impiegati complessivamente quattro mezzi per attività per conto YPFB Andina, Pluspetrol e Repsol; in **Brasile** sono state completate le attività per conto Petrobras e iniziate le operazioni di smobilitazione verso nuove aree operative in Sud America e Medio Oriente nell'ambito di contratti già acquisiti; in **Colombia** sono proseguite le attività svolte per conto di vari clienti (tra i quali Ecopetrol, Equion, Canacol, Schlumberger Surenco e Parex Resources), con l'impiego di sette unità; in **Cile** sono state avviate le attività per conto ENAP con l'impiego di un mezzo, al quale si aggiungerà un'ulteriore seconda unità nella seconda metà del 2013; in **Ecuador** sono state impiegate tre unità che hanno operato per conto di vari clienti (tra i quali Repsol, Tectropetrol e Petroamazonas); infine in **Venezuela** sono proseguite le attività per conto PDVSA che hanno visto l'impiego di ventotto unità.

In **Arabia Saudita** Saipem è presente con quindici impianti e ha continuato le operazioni per conto Saudi Aramco e ha completato le attività per conto South Rub Al-Khali Co (SRAK).

Nella regione del Caspio Saipem ha operato in **Kazakhstan** per vari clienti (quali KPO, Agip KCO, Zhaikmunai e UOG), con cinque impianti di proprietà e tre forniti da un partner.

Nel Nord Africa Saipem ha operato in **Algeria** per conto di vari clienti (Groupement Sonatrach Agip, Gazprom, PTTEP e Repsol), utilizzando cinque impianti e in **Mauritania** per conto Total con l'utilizzo di un impianto. In Africa Occidentale Saipem ha continuato a operare in **Congo** per conto di Eni Congo SA, con l'impiego di un impianto proprio e la gestione di un'unità di proprietà del cliente. Terminati i suoi impegni contrattuali, uno dei due impianti di proprietà ha iniziato il trasferimento verso l'Arabia Saudita in previsione dell'inizio di attività per conto Saudi Aramco nell'ambito di un contratto pluriennale. Le operazioni in **Italia** sono state realizzate con il coinvolgimento di un mezzo che ha svolto attività per conto Eni a Trecate nel novarese.

In **Ucraina** Saipem ha operato con un impianto per conto Shell.

In **Turchia** Saipem ha iniziato le operazioni di mobilisation di un impianto di proprietà da impiegare per attività di perforazione per conto di Star Refinery AS.

Utilizzo impianti

L'attività operativa ha comportato un utilizzo medio degli impianti del 93,2% (96% nel 2012); gli impianti di proprietà al 30 giugno 2013 ammontano a 93, oltre a quattro in approntamento, dislocati nei seguenti Paesi: 28 in Venezuela, 19 in Perù, 15 in Arabia Saudita, 7 in Colombia, 5 in Algeria, 5 in Kazakhstan, 4 in Bolivia, 3 in Ecuador, 2 in Cile, 1 in Congo, 1 in Italia, 1 in Mauritania, 1 in Turchia e 1 in Ucraina. Inoltre sono stati utilizzati 6 impianti di terzi in Perù, 1 impianto di terzi in Congo e 3 impianti di terzi in Kazakhstan dalla joint company SaiPar.



Commento ai risultati economico-finanziari

Come più volte evidenziato, i volumi di ricavi realizzati e la redditività a essi associata, specialmente nelle attività Engineering & Construction, e in misura inferiore nelle attività di Drilling, non sono lineari nel tempo, dipendendo tra l'altro, oltre che dall'andamento del mercato, da fattori climatici e dalla programmazione dei

singoli lavori. Conseguentemente, i dati di una frazione di esercizio possono variare significativamente rispetto a quelli dei corrispondenti periodi di altri esercizi e non consentono l'estrapolazione all'intero anno.

Risultati economici

Gruppo Saipem - Conto economico

Esercizio	2012	(milioni di euro)	Primo semestre		Var. %
			2012	2013	
13.369	Ricavi della gestione caratteristica		6.397	5.186	[18,9]
10	Altri ricavi e proventi		4	3	
(9.131)	Acquisti, prestazioni di servizi e costi diversi		(4.352)	(4.175)	
(2.032)	Lavoro e oneri relativi		(938)	(1.123)	
2.216	Margine operativo lordo (EBITDA)		1.111	(109)	..
(726)	Ammortamenti e svalutazioni		(345)	(359)	
1.490	Risultato operativo (EBIT)		766	(468)	..
(155)	Oneri finanziari netti		(83)	(92)	
16	Proventi netti su partecipazioni		5	8	
1.351	Risultato adjusted prima delle imposte		688	(552)	..
(393)	Imposte sul reddito		(199)	(15)	
958	Risultato adjusted prima degli interessi di terzi azionisti		489	(567)	..
(54)	Risultato di competenza di terzi azionisti		(15)	(8)	
904	Risultato netto adjusted		474	(575)	..

I **ricavi della gestione caratteristica** realizzati nel corso del primo semestre del 2013 ammontano a 5.186 milioni di euro, con un decremento del 18,9% rispetto a quelli dello stesso periodo del 2012, a causa dei minori volumi di attività sviluppati e per effetto della revisione di stima dei progetti oggetto dei profit warning del 29 gennaio 2013 e del 14 giugno 2013 nel settore E&C (Offshore e Onshore).

Il **marginale operativo lordo (EBITDA)** è pari a -109 milioni di euro. Gli ammortamenti delle immobilizzazioni materiali e immateriali sono pari a 359 milioni di euro, in aumento rispetto al primo semestre del 2012, principalmente imputabili ai settori E&C Offshore e Drilling Onshore, come commentato in seguito.

Il **risultato operativo (EBIT)** conseguito nel primo semestre del 2013 è pari a -468 milioni di euro. La riduzione rispetto al corrispondente periodo del 2012 è ascrivibile sia a minori margini attesi

come riferito nella comunicazione ai Mercati del 29 gennaio 2013 sia alla revisione della guidance sui progetti in corso di esecuzione pubblicata il 14 giugno 2013. I maggiori scostamenti sono dettagliati di seguito nell'analisi per settore di attività.

Gli oneri finanziari netti aumentano, rispetto al primo semestre del 2012, di 9 milioni di euro, principalmente a causa del maggiore indebitamento medio netto.

I proventi netti su partecipazioni, pari a 8 milioni di euro, sono in aumento rispetto al corrispondente semestre del 2012.

Il **risultato adjusted prima delle imposte** si attesta a -552 milioni di euro. Le imposte sul reddito, pari a 15 milioni di euro, diminuiscono rispetto al medesimo periodo del 2012 come conseguenza principalmente della diminuzione della base imponibile.

Il **risultato netto adjusted** raggiunge l'importo di -575 milioni di euro.

Risultato operativo e costi per destinazione

Esercizio 2012	(milioni di euro)	Primo semestre		Var. %
		2012	2013	
13.369	Ricavi della gestione caratteristica	6.397	5.186	(18,9)
(11.351)	Costi della produzione	(5.393)	(5.400)	
(154)	Costi di inattività	(60)	(81)	
(160)	Costi commerciali	(72)	(68)	
(15)	Costi di ricerca e sviluppo	(6)	(7)	
(11)	Proventi (oneri) diversi operativi netti	(6)	(8)	
(188)	Spese generali	(94)	(90)	
1.490	Risultato operativo (EBIT)	766	(468)	..

Il Gruppo Saipem ha conseguito nel primo semestre del 2013 **ricavi della gestione caratteristica** di 5.186 milioni di euro, con un decremento di 1.211 milioni di euro rispetto al primo semestre del 2012. 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 5.400 milioni di euro, in linea con il corrispondente periodo del 2012. I costi di inattività sono aumentati di 21 milioni di euro, principalmente a causa di un minore impiego dei mezzi riconducibile alle fasi operative in corso di esecuzione nei progetti.

I costi commerciali, pari a 68 milioni di euro, registrano un decremento (4 milioni di euro) rispetto al medesimo periodo del 2012, come conseguenza di una maggiore selezione e focalizzazione nelle offerte seguite.

Le spese di ricerca rilevate tra i costi di gestione registrano un incremento di 1 milione di euro.

Le spese generali, pari a 90 milioni di euro, registrano un decremento di 4 milioni di euro.

Analizzando i risultati espressi dalle principali attività:

Engineering & Construction Offshore

Esercizio 2012	(milioni di euro)	Primo semestre	
		2012	2013
5.356	Ricavi della gestione caratteristica	2.518	2.210
(4.388)	Costo del venduto	(2.057)	(2.177)
968	Margine operativo lordo (EBITDA)	461	33
(273)	Ammortamenti e svalutazioni	(131)	(140)
695	Risultato operativo (EBIT)	330	(107)

I ricavi del primo semestre del 2013 ammontano a 2.210 milioni di euro, con un decremento del 12,2% rispetto al corrispondente periodo del 2012, riconducibile principalmente ai minori volumi sviluppati nel Mare del Nord e in Europa.

L'incremento del costo del venduto, pari a 120 milioni di euro, rispetto al primo semestre del 2012, è principalmente ascrivibile ai maggiori costi generati nel periodo per la costruzione di un nuovo mezzo navale per un cliente, nonché dai problemi tecnici del nuovo pipelayer Castorone come anticipato nella revisione di guidance del 14 giugno 2013.

Gli ammortamenti risultano superiori di 9 milioni di euro rispetto a quanto consuntivato nel medesimo periodo del 2012, principal-

mente per effetto dell'entrata in operatività della base di Karimun, in Indonesia, e della piena operatività del Saipem 3000.

Il risultato operativo (EBIT) del primo semestre del 2013 ammonta a -107 milioni di euro, pari al -4,8% dei ricavi, rispetto a 330 milioni di euro del corrispondente periodo del 2012, pari al 13% dei ricavi. L'incidenza del margine operativo lordo (EBITDA) sui ricavi si attesta all'1,5%. In particolare, il risultato operativo negativo è riconducibile alla scarsa produttività del Castorone nell'esecuzione dei progetti nel Golfo del Messico, di costi addizionali sostenuti sul progetto OLT Livorno e allo slittamento dell'avvio nelle attività dei progetti recentemente acquisiti.

Engineering & Construction Onshore

Esercizio 2012	(milioni di euro)	Primo semestre	
		2012	2013
6.175	Ricavi della gestione caratteristica	3.015	2.001
(5.744)	Costo del venduto	(2.752)	(2.579)
431	Margine operativo lordo (EBITDA)	263	(578)
(33)	Ammortamenti e svalutazioni	(16)	(17)
398	Risultato operativo (EBIT)	247	(595)

I ricavi del primo semestre del 2013 ammontano a 2.001 milioni di euro, con un decremento del 33,6% rispetto al corrispondente periodo del 2012, riconducibile principalmente ai minori volumi sviluppati in Africa del Nord e Occidentale.

Anche il costo del venduto, pari a 2.597 milioni di euro, diminuisce rispetto al corrispondente periodo del 2012.

Gli ammortamenti risultano pari a 17 milioni di euro, in linea con quanto consuntivato nel medesimo periodo del 2012.

Il risultato operativo (EBIT) del primo semestre del 2013 ammonta

a -595 milioni di euro, rispetto a 247 milioni di euro del corrispondente periodo del 2012, con un'incidenza sui ricavi che passa dall'8,2% al -29,7%. L'incidenza del margine operativo lordo (EBITDA) sui ricavi si attesta al -28,9%, rispetto all'8,7% del corrispondente periodo del 2012. In particolare, il risultato operativo negativo è essenzialmente riconducibile alle difficoltà riscontrate e al conseguente incremento dei costi in progetti in esecuzione in Algeria (GK3, MLE e Arzew), Canada (Sunrise) e Messico (Gasolina) come anticipato nella revisione di guidance del 14 giugno 2013.

Drilling Offshore

Esercizio	2012	(milioni di euro)	Primo semestre	
			2012	2013
1.088	Ricavi della gestione caratteristica		509	608
(509)	Costo del venduto		(236)	(285)
579	Margine operativo lordo (EBITDA)		273	323
(285)	Ammortamenti e svalutazioni		(133)	(131)
294	Risultato operativo (EBIT)		140	192

I ricavi del primo semestre del 2013 ammontano a 608 milioni di euro, con un incremento del 19,4% rispetto al corrispondente periodo del 2012, riconducibile principalmente al pieno utilizzo delle piattaforme semisommersibili Scarabeo 8 e Scarabeo 5 (la prima in fase di costruzione nei primi mesi del 2012 e la seconda interessata da lavori di upgrading nel secondo trimestre del 2012) e all'entrata in operatività del mezzo Ocean Spur noleggiato da terzi.

Il costo del venduto registra un incremento del 20,8% rispetto al primo semestre del 2012, coerentemente con i maggiori volumi del periodo.

Gli ammortamenti diminuiscono di 2 milioni di euro rispetto al corrispondente periodo del 2012.

Il risultato operativo (EBIT) del primo semestre del 2013 ammonta a 192 milioni di euro, rispetto a 140 milioni di euro del corrispondente periodo del 2012, con un'incidenza sui ricavi che passa dal 27,5% al 31,6%.

L'incidenza del margine operativo lordo (EBITDA) sui ricavi si attesta al 53,1%, in leggero calo rispetto al 53,6% del corrispondente periodo del 2012.

Drilling Onshore

Esercizio	2012	(milioni di euro)	Primo semestre	
			2012	2013
750	Ricavi della gestione caratteristica		355	367
(512)	Costo del venduto		(241)	(254)
238	Margine operativo lordo (EBITDA)		114	113
(135)	Ammortamenti e svalutazioni		(65)	(71)
103	Risultato operativo (EBIT)		49	42

I ricavi del primo semestre del 2013 ammontano a 367 milioni di euro, con un incremento del 3,4% rispetto al corrispondente periodo del 2012, riconducibile principalmente alla maggiore attività degli impianti in Arabia Saudita e in Kazakhstan.

Il costo del venduto, coerentemente con l'incremento dei ricavi, registra un aumento del 5,4% rispetto al primo semestre del 2012. Si registra un incremento degli ammortamenti riconducibile all'entrata in operatività dei nuovi mezzi.

Il risultato operativo (EBIT) del primo semestre del 2013 ammonta a 42 milioni di euro, rispetto a 49 milioni di euro del corrispondente periodo del 2012, con un'incidenza sui ricavi che passa dal 13,8% all'11,4%.

L'incidenza del margine operativo lordo (EBITDA) sui ricavi si attesta al 30,8%, rispetto al 32,1% del corrispondente periodo del 2012. La riduzione di redditività è dovuta principalmente all'effetto dei maggiori costi accantonati in Algeria per lo smobilizzo di personale e mezzi operativi.

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.

30.06.2012 ⁽²⁾	(milioni di euro)	31.12.2012 ⁽²⁾	30.06.2013
8.289	Attività materiali nette	8.254	8.389
753	Attività immateriali nette	756	756
9.042		9.010	9.145
3.993	- Engineering & Construction Offshore	4.064	4.126
471	- Engineering & Construction Onshore	513	579
3.655	- Drilling Offshore	3.535	3.482
923	- Drilling Onshore	898	958
107	Partecipazioni	116	123
9.149	Capitale immobilizzato	9.126	9.268
(47)	Capitale di esercizio netto	932	103
(229)	Fondo per benefici ai dipendenti	(255)	(263)
8.873	Capitale investito netto	9.803	9.108
4.804	Patrimonio netto	5.377	4.418
134	Capitale e riserve di terzi	148	120
3.935	Indebitamento finanziario netto	4.278	4.570
8.873	Coperture	9.803	9.108
0,80	Leverage (indebitamento/patrimonio netto)	0,77	1,01
441.410.900	N. azioni emesse e sottoscritte	441.410.900	441.410.900

(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. 57.

(2) Per gli effetti derivanti dall'applicazione dello IAS 19 si rinvia ai "Criteri di redazione" di pag. 66.

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 2013 a 9.268 milioni di euro, con un incremento di 142 milioni di euro rispetto al 31 dicembre 2012. L'incremento deriva da investimenti per 492 milioni di euro e dall'effetto positivo derivante principalmente dalla conversione dei bilanci espressi in moneta estera per 9 milioni di euro, solo parzialmente compensato da ammortamenti per 359 milioni di euro.

Il **capitale di esercizio netto** diminuisce di 829 milioni di euro, passando da un valore positivo di 932 milioni di euro al 31 dicembre 2012 a un valore positivo di 103 milioni di euro al 30 giugno 2013, per effetto di un miglioramento del capitale circolante, principalmente correlato all'incasso di anticipi sui contratti acquisiti nel periodo, al regolamento finanziario di negoziazioni con clienti concluse o in corso di completamento e alla riduzione dei lavori in corso su ordinazione derivante principalmente dalla revisione dei risultati di progetto anticipata il 14 giugno 2013.

Il **fondo per benefici ai dipendenti** ammonta a 263 milioni di euro, con un incremento di 8 milioni di euro rispetto al 31 dicembre 2012.

A seguito di quanto prima analizzato il **capitale investito netto** diminuisce di 695 milioni di euro, attestandosi, al 30 giugno 2013, a 9.108 milioni di euro, rispetto a 9.803 milioni di euro del 31 dicembre 2012.

Il **patrimonio netto**, compresa la quota attribuibile alle minoranze, diminuisce di 987 milioni di euro, attestandosi, al 30 giugno 2013, a 4.538 milioni di euro, rispetto a 5.525 milioni di euro del 31 dicembre 2012. Il decremento è riconducibile all'effetto negativo del risultato netto del periodo pari a 567 milioni di euro, dalla distribuzione di dividendi per 337 milioni di euro, dall'effetto negativo della variazione della valutazione al fair value degli strumenti derivati di copertura del rischio di cambio e commodity per 96 milioni di euro, nonché dall'effetto negativo sul patrimonio netto derivante dalla conversione dei bilanci espressi in moneta estera e da altre variazioni per 20 milioni di euro, parzialmente compensato dalla cessione ramo d'azienda per 33 milioni di euro.

Il decremento del capitale investito netto, inferiore al decremento del patrimonio netto, determina la crescita dell'indebitamento finanziario netto che al 30 giugno 2013 raggiunge i 4.570 milioni di euro, rispetto a 4.278 milioni di euro del 31 dicembre 2012 (+292 milioni di euro).

Composizione indebitamento finanziario netto

30.06.2012	(milioni di euro)	31.12.2012	30.06.2013
(1)	Crediti verso altri finanziatori esigibili oltre l'esercizio successivo	(1)	(1)
200	Debiti verso banche esigibili oltre l'esercizio successivo	200	241
2.807	Debiti verso altri finanziatori esigibili oltre l'esercizio successivo	3.343	3.971
3.006	Indebitamento finanziario netto a medio/lungo termine	3.542	4.211
(1.230)	Depositi bancari, postali e presso imprese finanziarie di Gruppo	(1.320)	(1.527)
(6)	Denaro e valori in cassa	(5)	(6)
(74)	Crediti verso altri finanziatori esigibili entro l'esercizio successivo	(79)	(75)
143	Debiti verso banche esigibili entro l'esercizio successivo	211	179
2.096	Debiti verso altri finanziatori esigibili entro l'esercizio successivo	1.929	1.788
929	Indebitamento finanziario netto a breve termine	736	359
3.935	Indebitamento finanziario netto	4.278	4.570

Le attività (passività) connesse al fair value dei contratti derivati sono rappresentate nelle "Note illustrative al bilancio consolidato semestrale abbreviato" numero 6 "Altre attività correnti", 17 "Altre passività correnti" e 22 "Altre passività non correnti".

Per la suddivisione per valuta dell'indebitamento finanziario lordo di 6.179 milioni di euro si rimanda a quanto indicato nella nota 13 "Passività finanziarie a breve termine" e nella nota 18 "Passività

finanziarie a lungo termine e quota a breve di passività a lungo termine".

Prospetto del conto economico complessivo

	(milioni di euro)	Primo semestre	
		2012	2013
Utile (perdita) netto del periodo		489	(567)
Altre componenti del conto economico complessivo:			
- variazione del fair value derivati cash flow hedge (*)		(129)	(112)
- differenze di cambio da conversione dei bilanci in moneta diversa dall'euro		35	(21)
- quota di pertinenza delle "altre componenti del conto economico complessivo" delle partecipazioni valutate con il metodo del patrimonio netto		2	-
- effetto fiscale relativo alle altre componenti dell'utile complessivo		19	16
Totale altre componenti del conto economico complessivo		(73)	(117)
Totale utile (perdita) complessivo del periodo		415	(684)
Di competenza:			
- Gruppo Saipem		397	(693)
- terzi azionisti		19	9

(*) La variazione del fair value derivati di copertura cash flow hedge riguarda quasi esclusivamente rapporti verso la controllante Eni.

Patrimonio netto comprese interessenze di terzi azionisti

		(milioni di euro)	
Patrimonio netto comprese interessenze di terzi azionisti al 31 dicembre 2012		5.525	
Totale risultato complessivo di periodo		(684)	
Dividendi distribuiti		(337)	
Cessione di azioni proprie		-	
Altre variazioni		34	
Totale variazioni		(987)	
Patrimonio netto comprese interessenze di terzi azionisti al 30 giugno 2013		4.538	
Di competenza:			
- Gruppo Saipem		4.418	
- terzi azionisti		120	

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	2012	(milioni di euro)	Primo semestre	
			2012	2013
904	Risultato del periodo di Gruppo		474	(575)
54	Risultato del periodo di terzi azionisti		15	8
	<i>a rettifica:</i>			
740	Ammortamenti e altri componenti non monetari		342	351
4	(Plusvalenze) minusvalenze nette su cessioni e radiazioni di attività		-	1
507	Dividendi, interessi e imposte		249	92
2.209	Flusso di cassa del risultato operativo prima della variazione del capitale di periodo		1.080	(123)
(1.434)	Variazione del capitale di periodo relativo alla gestione		(777)	865
(551)	Dividendi incassati, imposte pagate, interessi pagati e incassati		(160)	(243)
224	Flusso di cassa netto da attività di periodo		143	499
(1.015)	Investimenti tecnici		(548)	(492)
(1)	Investimenti in partecipazioni, imprese consolidate e rami d'azienda		-	-
8	Dismissioni e cessioni parziali di partecipazioni consolidate		(6)	42
-	Altre variazioni relative all'attività di finanziamento		-	-
(784)	Free cash flow		(411)	49
(4)	Investimenti e disinvestimenti relativi all'attività di finanziamento		5	5
1.419	Variazione debiti finanziari a breve e lungo termine		906	502
29	Cessione di azioni proprie		22	-
(352)	Flusso di cassa del capitale proprio		(329)	(337)
(12)	Variazioni area di consolidamento e differenze di cambio sulle disponibilità		14	(11)
296	FLUSSO DI CASSA NETTO DEL PERIODO		207	208
(784)	Free cash flow		(411)	49
29	Cessione di azioni proprie		22	-
(352)	Flusso di cassa del capitale proprio		(329)	(337)
21	Differenze di cambio sull'indebitamento finanziario netto e altre variazioni		(25)	(4)
(1.086)	VARIAZIONE DELL'INDEBITAMENTO FINANZIARIO NETTO		(743)	(292)

[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. 57.

Il **flusso di cassa netto da attività di periodo** pari a 499 milioni di euro ha interamente finanziato gli investimenti netti in attività materiali generando un free cash flow positivo per 49 milioni di euro. Il **flusso di cassa del capitale proprio**, negativo per 337 milioni di euro, è riconducibile al pagamento dei dividendi; la differenza di cambio dell'indebitamento finanziario netto e altre variazioni hanno avuto un effetto netto negativo per 4 milioni di euro. Pertanto l'**indebitamento finanziario netto** ha subito un aumento di 292 milioni di euro.

In particolare

Il **flusso di cassa del risultato operativo** prima della variazione del capitale di periodo, di 123 milioni di euro, deriva:

- dal risultato del periodo di -567 milioni di euro comprensivo della quota di competenza di terzi azionisti pari a 8 milioni di euro;
- dagli ammortamenti e svalutazioni di attività materiali e immateriali per 359 milioni di euro, dalla variazione del fondo per benefici ai dipendenti per 9 milioni di euro al netto delle altre variazioni per 16 milioni di euro;

- dagli oneri finanziari netti per 77 milioni di euro e dalle imposte sul reddito per 15 milioni di euro.

La variazione positiva del capitale dell'esercizio relativa alla gestione di 865 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 2013 per 243 milioni di euro si riferisce principalmente al pagamento e al rimborso di imposte e all'acquisizione/cessione di crediti d'imposta.

Gli investimenti in attività materiali e immateriali ammontano a 492 milioni di euro. La suddivisione del totale investimenti per area di business è: Engineering & Construction Offshore (213 milioni di euro), Drilling Onshore (126 milioni di euro), Engineering & Construction Onshore (89 milioni di euro) e Drilling Offshore (64 milioni di euro). Ulteriori informazioni, in ordine agli investimenti effettuati nel primo semestre del 2013, sono riportate nel commento all'andamento operativo.

Il flusso di cassa generato dai disinvestimenti è stato di 42 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.

		31.12.2012	30.06.2012	30.06.2013
Risultato netto adjusted	(milioni di euro)	958	1.007	(98)
Esclusione degli oneri finanziari correlati al debito (al netto dell'effetto fiscale)	(milioni di euro)	112	108	119
Risultato netto adjusted unlevered	(milioni di euro)	1.070	1.115	21
Capitale investito netto:	(milioni di euro)			
- a inizio periodo		8.015	7.836	8.855
- a fine periodo		9.803	8.873	9.108
Capitale investito netto medio	(milioni di euro)	8.909	8.355	8.982
ROACE adjusted	(%)	12,0	13,3	0,2
ROACE operative	(%)	13,2	16,9	0,3

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, 920 milioni di euro al 31 dicembre 2012, 779 milioni di euro con riferimento ai dodici mesi chiusi al 30 giugno 2012 e 238 milioni di euro con riferimento ai dodici mesi chiusi al 30 giugno 2013.

Indebitamento finanziario netto e leverage

Il management Saipem utilizza il leverage per valutare il grado di solidità e di efficienza della struttura patrimoniale in termini di inci-

denza relativa delle fonti di finanziamento tra mezzi di terzi e mezzi propri, nonché per effettuare analisi di benchmark con gli standard dell'industria. Il leverage misura il grado di indebitamento del Gruppo ed è calcolato come rapporto tra l'indebitamento finanziario netto e il patrimonio netto compresa la quota attribuibile alle minoranze.

	30.06.2012	30.06.2013
Leverage	0,79	1,01



Sostenibilità

Saipem si occupa di una rete complessa di attività, ognuna delle quali deve concorrere e contribuire ad assicurare uno sviluppo sostenibile ed equilibrato delle comunità e dei territori in cui opera al fine di migliorare la competitività della Società e assicurarsi una durevole licenza a operare. Per Saipem è pertanto fondamentale consolidare le relazioni con i propri stakeholder, coinvolgendoli e comprendendo appieno le loro esigenze e le loro aspettative.

Il Comitato di Sostenibilità, che esercita un ruolo di definizione della strategia di sostenibilità ed è presieduto dal CEO Umberto Vergine, si è riunito nel mese di giugno per discutere l'evoluzione del ruolo della sostenibilità, i risultati del Report di Sostenibilità 2012, i futuri sviluppi della strategia di comunicazione e per una condivisione sulle iniziative in corso di implementazione.

Misurazione del valore generato sul territorio

Migliorare il livello di Local Content rappresenta uno dei punti chiave della strategia di sostenibilità di Saipem. La Società è concretamente impegnata nel promuovere lo sviluppo sostenibile e nella creazione di benessere massimizzando il numero di dipendenti e fornitori locali e contribuendo a svilupparne le competenze e il know-how. Dal 2009 Saipem ha cominciato ad applicare un modello, sviluppato internamente, denominato SELCE (Saipem Externalities Local Content Evaluation), allo scopo di misurare gli impatti più significativi delle attività della Società sulle economie e comunità locali. Tramite tale strumento è possibile quindi analizzare e stimare il valore generato (vale a dire l'effetto diretto, indiretto e indotto, misurato in termini di valore economico, occupazione e sviluppo del capitale umano) dalla strategia di Local Content. Questo modello è stato applicato in Kazakhstan, Angola, Perù, Algeria, Nigeria, Indonesia e Francia ed è anche stato messo a disposizione dei clienti per alcuni progetti. Nel secondo semestre del 2013 saranno disponibili i risultati del modello SELCE applicato all'Australia nel progetto GLNG e l'aggiornamento dei dati di Indonesia e Nigeria.

Reporting di sostenibilità

Per il secondo anno consecutivo, in linea con il GRI (il più avanzato standard internazionale di reporting), Saipem ha emesso due documenti: "Sustainability Performance 2012", allegato alla Relazione Finanziaria Annuale, e "Saipem Sustainability 2012".

"Sustainability Performance 2012", corredato di informazioni di sintesi sulla gestione, contiene gli indicatori di performance (KPI) sulle principali tematiche di sostenibilità dell'azienda (salute, sicurezza, ambiente, persone, fornitori, comunità locali) e fornisce un supplemento ai parametri della gestione economico-finanziaria e operativa permettendo una visione d'insieme dei risultati ottenuti

dalla Società. Il secondo documento, "Saipem Sustainability 2012", affronta in modo più approfondito e descrittivo i temi considerati più rilevanti per il business di Saipem e per i principali stakeholder della Società. Entrambi i documenti sono stati certificati da Reconta Ernst & Young, e sono disponibili anche in versione interattiva sul sito della Società.

Inoltre, per il terzo anno consecutivo, Ersai Llc ha preparato il proprio Sustainability Report, che descrive nel dettaglio la performance di sostenibilità della società nel 2012. Dopo il completamento del processo di approvazione, il documento sarà disponibile, insieme con tutta la relativa documentazione, nella sezione dedicata alla sostenibilità del sito web di Saipem www.saipem.com/sustainability.

Nel 2013 Saipem ha pubblicato il Project Report di Puerto Nuevo (Colombia) e nel corso del secondo semestre finalizzerà i Country Report Angola e Nigeria. Questi documenti, specifici per un progetto o un Paese, sono indirizzati in particolar modo agli stakeholder locali, e descrivono le attività in corso, le best practice messe in atto e i risultati raggiunti in ambito sostenibilità negli specifici contesti geografici.

Iniziative presso la Comunità Locale

Nel primo semestre del 2013 le iniziative di sostenibilità mirate alle comunità locali sono proseguite nelle aree di attività di Saipem, coerentemente con quanto pianificato per l'anno. Qui di seguito sono riportati i dettagli delle attività più rappresentative intraprese. In Kazakhstan, Ersai Llc sta attuando il suo piano di sostenibilità, diretto specificatamente al vicino villaggio di Kuryk, sulla costa del Mar Caspio. In collaborazione con EFCA (Eurasia Foundation of Central Asia) la società sta implementando due progetti: il primo per incentivare le attività imprenditoriali; il secondo per migliorare il sistema educativo. In Indonesia, Saipem sta proseguendo il suo programma di miglioramento della qualità dei servizi sanitari nell'isola di Karimun, in cui la nuova fabrication yard svolge le sue attività. La Società inoltre ha realizzato un'iniziativa per aumentare la sensibilità ambientale e incentivare il riciclaggio dei rifiuti. Boscongo, la società operativa di Saipem in Congo, prosegue il programma finalizzato alla realizzazione di un centro di smaltimento e riciclaggio di rifiuti per i villaggi locali. Gli step autorizzativi e progettuali sono stati completati e la fase di costruzione partirà all'inizio del secondo semestre. Saipem Contracting Nigeria Ltd prosegue l'implementazione del suo programma per la prevenzione della malaria al fine di migliorare la salute delle popolazioni e dei dipendenti locali. La società inoltre è impegnata nella realizzazione di un'iniziativa per incrementare la capacità reddituale delle donne attraverso corsi di formazione professionale. Petromar, in Angola, è impegnata per migliorare e aumentare l'offerta formativa del training center di Luanda, in quanto la disponibilità di personale specializzato è uno step fondamentale per la realizzazione della politica di sviluppo del Local Content. In questa direzione si sta muovendo anche Saipem

do Brasil, la società che opera appunto in Brasile, che in partnership con SENAI (National Service for Industrial Training) sta sviluppando un programma di apprendistato per formare degli studenti su tematiche tecniche sia attraverso prove pratiche sia lezioni in aula. In

Perù, Venezuela e Colombia, la compagnia locale Petrex è particolarmente attiva in iniziative, che si concretizzano sotto forma di workshop e campagne, per promuovere la cultura della sicurezza dei dipendenti e delle loro famiglie.



Attività di ricerca e sviluppo

Alla fine del primo semestre del 2013 la Società ha riorganizzato la gestione delle proprie attività di Ricerca e Sviluppo Tecnologico, ritenendo che la capacità di offrire soluzioni sempre più avanzate sotto il profilo tecnologico rappresenti un valore fondamentale per sostenere e incrementare il vantaggio competitivo della Società nel medio e lungo termine.

Con l'obiettivo di garantire la massima valorizzazione delle attività di ricerca e sviluppo tecnologico, attraverso una loro attenta gestione, si è creata una nuova struttura corporate con adeguate competenze tecniche e funzioni di indirizzo, pianificazione e controllo delle iniziative di ricerca e sviluppo sviluppate. Al contempo, le strutture delle Business Unit rimangono focalizzate sulla definizione delle specifiche proposte di sviluppo e sulla gestione dei progetti e delle iniziative in corso.

In attesa dei risultati della riorganizzazione che si paleseranno solo nel prossimo futuro, nel primo semestre del 2013 Saipem ha continuato a sviluppare soluzioni esclusive nei settori tecnologicamente più avanzati, come quello delle acque profonde e ultraprofonde, degli impianti galleggianti, dello sviluppo di nuovi metodi e attrezzature per la posa e lo scavo di condotte sottomarine in condizioni estreme. Tra le attività svolte da Saipem rientrano il miglioramento delle tecnologie di processo proprietarie, l'ampliamento del portafoglio dei servizi ambientali della Società, lo sviluppo delle energie rinnovabili sia onshore che offshore e la promozione di progetti ad alto contenuto tecnologico, in collaborazione con centri di ricerca e altri attori dell'Industria.

Nell'area delle acque profonde lo sviluppo di innovativi sistemi di subsea processing e la cooperazione con alcune delle principali compagnie petrolifere hanno registrato un ulteriore avanzamento nel periodo in questione.

Il Joint Industry Project (JIP), che si basa sul sistema brevettato "Multipipe gas/liquid gravity separation system", è supportato finanziariamente da tre fra le principali compagnie petrolifere. Questo JIP mira a definire l'intera stazione sottomarina per due specifici casi applicativi e a dimostrare la maturità di tutti i suoi componenti con una particolare attenzione agli aspetti costruttivi. Il JIP sarà completato a breve con una serie di test meccanici full scale sui componenti del sistema di separazione.

Nel mese di aprile sono iniziate su scala ridotta le prove idrauliche trifase del sistema proprietario "Spoolsep" (liquid/liquid gravity separation); queste dureranno 5 mesi e i primi risultati sono già incoraggianti. L'obiettivo è di coinvolgere le compagnie petrolifere nel prossimo stadio di qualificazione del sistema. Sono già iniziate le presentazioni ad alcune di queste e altre sono previste nel prossimo futuro.

Inoltre, sono stati effettuati ulteriori studi, sempre finanziati da compagnie petrolifere, con l'intento di valutare l'interesse per i sistemi di separazione sottomarina di Saipem per l'applicazione a casi di specifico interesse.

È proseguita, insieme a un partner industriale, la progettazione di soluzioni sottomarine per il trattamento dell'acqua prodotta. SPRINGS™ è il risultato dello sforzo congiunto di Total, Saipem e Veolia mirato alla rimozione sottomarina dei solfati presenti nell'acqua di mare. Si è intrapresa la costruzione di una piccola unità pilota in vista di una campagna di test offshore prevista per il secondo semestre 2014.

Lo sviluppo tecnologico nel settore degli impianti di produzione galleggianti è rimasto focalizzato su soluzioni innovative per gli impianti di liquefazione (FLNG) con l'obiettivo di produrre gas in maniera più efficiente e con modalità più sicure, anche in condizioni sempre più sfidanti. Alcuni sviluppi sono stati finalizzati al supporto diretto dei progetti FLNG in corso condotti da Saipem, fra cui la qualifica di un sistema di trasbordo di LNG in "tandem" attraverso l'uso di tubi flessibili galleggianti, in collaborazione con un partner industriale, una società di classificazione e uno tra i maggiori operatori del settore Oil & Gas.

Nell'area SURF (Subsea, Umbilicals, Risers and Flowlines) si sono ottenuti risultati significativi concretizzando le soluzioni innovative messe a punto negli anni precedenti, con la prospettiva di nuove aperture sui mercati nell'ambito dello sviluppo di campi sottomarini. Inoltre, sono state avviate attività specifiche volte allo studio di soluzioni per il riscaldamento delle condotte sottomarine.

Nel campo delle applicazioni in acque profonde e ultraprofonde sono state effettuate ulteriori analisi su diversi concetti di riser, confermando la loro fattibilità e importanza. Inoltre sono iniziati degli specifici studi sulle downline di intervento. Tali sviluppi mirano a fornire nuove soluzioni per le fasi di commissioning e intervento di progetti in acque profonde, garantendo l'integrità meccanica e un'operabilità più sicura.

È stato avviato lo studio di un metodo di installazione a "J" adattato a condotte con rivestimento interno di plastica. Le attività di prova, attualmente in corso con un partner industriale, mostrano risultati promettenti; una prossima fase di sviluppo inizierà nella seconda metà dell'anno corrente.

In seguito a una valutazione tecnica delle tecnologie di riscaldamento attivo delle condotte iniziata nel 2012, sono ora in fase di elaborazione specifiche soluzioni ed è in corso lo studio dell'adattamento di questo dispositivo all'installazione a "J".

Nel settore della messa in trincea delle condotte sottomarine sono proseguiti gli esperimenti in mare di nuove tecniche di trapianto

della pianta acquatica Posidonia, confermando i risultati positivi già ottenuti.

Si sono inoltre conclusi alcuni studi su un nuovo metodo di messa in trincea e installazione sottomarina con bassissimo impatto ambientale. Il lavoro si sta ora focalizzando sullo sviluppo del metodo e della relativa attrezzatura per un'applicazione reale. In parallelo, altri studi sono focalizzati su nuovi metodi per lo scavo ottimale di trincee in suoli duri. È stato completato uno studio di fattibilità per un nuovo sistema di misurazione della profondità di interrimento delle condotte, una volta poste in trincea.

I nuovi elementi ad alta capacità di tiro sono stati montati su una clampa a bordo di una nave posatubi, nell'ambito di progetti in acque profonde. In parallelo, sono stati condotti alcuni test ciclici e di carico limite su elementi nuovi e usati.

Sono stati completati gli studi mirati al miglioramento del processo di posa a reel e delle relative attrezzature. Una nuova soluzione è stata valutata dal punto di vista tecnico ed economico, con risultati positivi.

Una nuova apparecchiatura di saldatura che migliora la qualità della saldatura di condotte marine in acciaio al carbonio e rivestite ha fornito un supporto significativo a un progetto di costruzione offshore.

Dopo gli ottimi risultati ottenuti dalle simulazioni numeriche di un nuovo processo altamente produttivo di saldatura di condotte offshore, è stata programmata una campagna di validazione sperimentale.

Dopo i test portati a termine con successo sui componenti chiave, il nuovo sistema di rivestimento dei giunti saldati in fase di costruzione di condotte offshore è stato indirizzato a un vero e proprio progetto per la posa a "J", la posa a "S" e le operazioni di prefabbricazione. Sono stati avviati i test di qualifica, presenziati da una terza parte, e le fasi di industrializzazione delle apparecchiature.

È stato completato lo sviluppo di tecniche RFID per l'identificazione dei tubi durante la posa. Il sistema è stato installato a bordo della nave posatubi Castorone ed è attualmente applicato in un progetto nel Golfo del Messico. Hanno prodotto risultati promettenti gli studi di fattibilità di tecniche alternative, finalizzate a riconoscere automaticamente i codici identificativi dei tubi di linea e le caratteristiche geometriche del tubo e ad agevolare le fasi di pre-produzione e posa.

Per ridurre i rischi nelle operazioni di posa a "S" è stato inoltre ideato ed è ora in fase di prova un nuovo dispositivo capace di disconnettere rapidamente l'attrezzatura critica in caso di movimento incontrollato della condotta.

Un nuovo strumento per la misura da remoto dell'ovalizzazione interna del tubo è stato testato con successo; la fase di industrializzazione è in corso.

Sono stati inoltre accelerati gli sviluppi e i test di un sistema per prevenire l'allagamento del tubo durante la fase di posa continua, in vista di una prima applicazione in un progetto reale. Stanno con-

tinuando le fasi di ingegnerizzazione, prototipazione e test dei componenti critici, insieme a un'importante revisione dell'intero sistema.

Per quanto riguarda le operazioni sottomarine, continuano gli sviluppi per estendere il sistema di riparazione delle condotte agli ambienti ricchi di acido solfidrico e in generale per applicazioni in ambiente acido. È pronto per essere testato un metodo innovativo di riparazione di condotte sottomarine (adatto anche alla loro costruzione) che non prevede la presenza di un giunto telescopico. Contemporaneamente, si sono concluse le simulazioni numeriche per la riduzione dell'impatto idro-acustico durante le operazioni di battitura sottomarina dei pali.

Uno sforzo particolare è stato infine dedicato all'applicazione sicura di funi in fibra sintetica al posto dei più pesanti cavi d'acciaio, per le operazioni di sollevamento in acque profonde e per l'approdo delle condotte.

È proseguito lo sviluppo di strumenti atti a simulare e guidare varie operazioni di costruzione offshore.

Le attività di sviluppo di processo si sono concentrate sull'ottenimento di continui miglioramenti nelle prestazioni e nella compatibilità ambientale di "Snamprogetti™ Urea", tecnologia proprietaria per la produzione di fertilizzanti, a oggi licenziata in 127 impianti in tutto il mondo.

L'attenzione è focalizzata sulla minimizzazione dell'impatto ambientale degli impianti di produzione di Urea ("Urea Zero Emission") mediante l'implementazione di tecnologie innovative attualmente in via di sviluppo. È stata avviata una collaborazione con il Fraunhofer Institut per lo sviluppo e la fornitura di componenti tecnologiche che saranno validate in apposito impianto installato presso l'Università di Bologna, per poi essere incluse negli schemi di processo "Urea Zero Emission".

A valle della fase di screening tecnologico condotta nel corso del 2012, è stato avviato un nuovo progetto di innovazione che ha come tema l'aumento dell'efficienza energetica negli impianti di processo. L'attività è iniziata su quattro linee di lavoro e i primi risultati sono previsti entro il 2013.

Tra le attività con tematica ambientale si segnala anche la positiva conclusione del progetto sull'uso di reflui minerari per la ricarica di campi geotermici. La procedura sperimentale messa a punto permette di verificare a priori i possibili effetti negativi, quali la corrosione, derivanti dall'iniezione dei reflui nel giacimento geotermico. Si tratta di un'interessante opzione per il riutilizzo di potenziali inquinanti in un'ottica di sostenibilità ambientale.

Infine, nel campo delle energie rinnovabili, si è continuato a fornire supporto tecnico per le iniziative commerciali dei principali attori del settore energetico nell'ambito di progetti di energia eolica offshore.



Qualità, salute, sicurezza e ambiente

Qualità

Nel corso del primo semestre del 2013 il Top Management Saipem ha deciso di enfatizzare e rafforzare l'impegno della Società nell'offrire al mercato prodotti e servizi con elevati standard di Qualità identificando, in ciò, la chiave per mantenere e sostenere nel tempo vantaggi competitivi.

Nel dettaglio si è proseguito nello sviluppo delle attività definite nel 2012 e, in particolare:

Qualità di Sistema:

- Pubblicazione e diffusione di Standard Corporate che omogenizzano le attività di Quality Assurance e Quality Control del Gruppo;
- Definizione di un modello di certificazione del nuovo Governance Model Societario da parte di un ente terzo;
- Condivisione della metodologia per la gestione delle esperienze acquisite (Lessons Learned);
- Redazione di un nuovo Standard Corporate per la Gestione del Sistema Documentale di Gruppo (DSSM) applicabile anche ai Sistemi di Gestione Documentale della flotta navale Saipem;
- Implementazione del nuovo sistema di reportistica inerente i Quality Management System (QMS) implementati presso le società operative del Gruppo.

Project Quality Management:

- Integrazione delle metodologie di Project Quality Management dei progetti Onshore e Offshore;
- Aggiornamento dei Sistemi Documentali in uso sui mezzi navali coerentemente a quanto previsto dalla nuova DSSM Corporate (in fase di emissione);
- Applicazione ai progetti del nuovo sistema di reportistica inerente il Project Quality Management.

Quality Control:

- Implementazione di Piani di Quality Control standardizzati per progetti E&C Onshore e Offshore;
- Completamento della qualifica delle metodologie di NDT Phased Array presso le Fabrication Yard di Petromar e Star;
- Emissione di specifici Criteria per la manutenzione e il test dei sistemi BOP utilizzati nei progetti di perforazione;
- Diffusione in tutte le yard di specifici e omogenei requisiti di Quality Control derivanti dalle esperienze maturate con relativa riorganizzazione dei team di Quality Control;
- Implementazione del nuovo sistema di reportistica inerente i Quality Control Management System implementati nei progetti Onshore e Offshore.

Sicurezza

L'indice relativo agli incidenti registrabili si è attestato nel 2013 sul valore di 1,08 (dato relativo al primo trimestre), in linea con il target fissato per il 2013 (1,06).

Nonostante il numero di infortuni con giorni persi si sia notevolmente ridotto rispetto al corrispondente periodo del 2012, si sono purtroppo verificati due incidenti mortali, di cui uno ha comportato il decesso di due contrattisti, in seguito al crollo delle pareti di uno scavo. L'altro incidente ha invece coinvolto un dipendente Saipem, colpito da una tubazione durante un'operazione di movimentazione tubi su una bettolina.

Durante il primo semestre del 2013 sono proseguite in Saipem attività e iniziative atte a mantenere elevati standard di sicurezza sul lavoro, tra le quali:

- l'estensione delle certificazioni ISO 14001 (Ambiente) e OHSAS 18001 (Salute e sicurezza) rilasciate da ente terzo indipendente (DNV - Det Norske Veritas) all'intera Saipem SpA. All'inizio del 2013 infatti anche la Business Unit Drilling è stata certificata, unendosi alla Business Unit Engineering & Construction e ai processi Corporate;
- le attività di formazione HSE che proseguono secondo un preciso piano che include sia le indicazioni del recente Accordo Stato-Regioni e del protocollo di formazione HSE di Saipem. Inoltre prosegue l'evoluzione del portale "Delphi" dedicato al training HSE, che ha come scopo principale la condivisione e l'omogeneizzazione del materiale di training, divenendo il punto di riferimento per gli HSE trainer e per tutte le iniziative di formazione;
- lo sviluppo di software dedicati al miglioramento di processi aziendali e gestionali in ambito HSE. Nello specifico è stato lanciato nel 2013 il software "Corinth" per la gestione del processo di audit HSE in Saipem SpA. Alla fine del 2012 è stato lanciato anche il software "Nike" per la gestione dei Dispositivi di Protezione Individuale in modo da facilitare la standardizzazione dei DPI. Per entrambi continua la fase di diffusione, formazione e supporto per il corretto utilizzo;
- il proseguimento della divulgazione del Programma "Leadership in Health and Safety" e il suo continuo aggiornamento e ampliamento. Il programma ha coinvolto tutti i livelli della Società. Manager, quadri e supervisori hanno preso parte ai workshop. Sono continuate le attività per la diffusione della cultura della sicurezza con l'organizzazione di forum in Congo e in Perù nel 2013. Nei primi mesi del 2013 è stata ultimata la preparazione della nuova fase della LiHS, con focus sulla salute. Questa nuova iniziativa chiamata "Choose Life" è già stata presentata al management aziendale e sono iniziati i primi workshop ed è finalizzata ad aumentare la consapevolezza sui rischi sanitari. Infine,

anche nel 2013 Saipem ha promosso e sostenuto il “World Day for Safety & Health at Work” con l’organizzazione di un contest specifico.

Ambiente

Nel corso del primo semestre sono state svolte numerose attività e sono state promosse molte iniziative ambientali tra cui:

- l’organizzazione delle iniziative collegate alla Giornata Mondiale dell’Ambiente, dal tema “Reduce your foodprint”;
- il completamento dell’attività di monitoraggio e gap analysis, in collaborazione con i dipartimenti Affari Legali e Internal Audit, per valutare eventuali aree di criticità in Saipem relative ai nuovi adempimenti del decreto legislativo n. 231 del 2001 introdotti dal decreto legislativo 7 luglio 2011, n. 121. L’attività proseguirà con l’implementazione di interventi gestionali e organizzativi per ridurre ed eliminare tali aree critiche;
- l’avvio, dopo attenta pianificazione, delle attività finalizzate alle “Analisi Energetiche dei Palazzi Uffici”, in accordo alla norma ISO 50001:2001 “Sistemi di gestione dell’energia”;
- il consolidamento di nuovi strumenti di comunicazione quali la rivista periodica ambientale “eNews”, che raccoglie e illustra le principali iniziative ambientali nel mondo Saipem.

Salute

Relativamente alla Salute, Saipem ha consolidato le attività di routine e ha promosso nuove iniziative:

- il totale delle visite mediche preventive, periodiche per Italia ed estero, è superiore a 2.400, con più di 300 accertamenti sanitari e 11 ulteriori accertamenti per alcool e droga;

- prosegue la divulgazione del Programma “Pre-Travel Counselling” per tutto il personale destinato all’estero e il relativo aggiornamento seguendo le allerte sanitarie internazionali. Nel mese di maggio è stato inaugurato il presidio informativo della sede di Arbatax;
- la sensibilizzazione sulle profilassi vaccinali, in particolare sulle profilassi obbligatorie e fortemente raccomandate, procede per quanto attinente le destinazioni in Italia e all’estero;
- è in fase di start-up l’applicazione “Sì Viaggiare” del Manuale Sanitario del lavoratore che viaggia, per la piattaforma Apple. Sia in versione Enterprise, rivolta ai soli dipendenti Saipem, che Customer per tutti i viaggiatori internazionali;
- proseguono gli accordi e le collaborazioni con numerosi centri ospedalieri su differenti tematiche: con l’Università La Sapienza di Roma per sviluppare studi epidemiologici, con l’IRCCS Policlinico di San Donato Milanese per iniziative di promozione alla salute, con il CIRM (Centro Internazionale Radio Medico) per fornire assistenza radio medica ai marittimi imbarcati;
- è stato definito un team di Occupational Health dedicato a Chennai, India, con lo scopo di inserire nel database GIPSI le informazioni mediche relative ai dipendenti internazionali;
- è proseguita l’implementazione in altri siti del programma H-Factor, per promuovere una corretta alimentazione;
- in linea con il WHO (World Health Organisation), Saipem celebra le giornate internazionali della salute organizzando eventi per: la Giornata Mondiale della Tubercolosi, la Giornata Mondiale della Salute, la Giornata Mondiale della Malaria, la Giornata Mondiale senza tabacco, la Giornata Mondiale per la donazione di sangue. Altre iniziative significative hanno avuto come obiettivo quello di stimolare i dipendenti a tenere sotto controllo la propria pressione sanguigna. In tutte queste situazioni sono state realizzate presentazioni, poster e leaflet specifici.



Risorse umane

Andamento Occupazionale

Nella prima metà del 2013 si evidenzia una consistente crescita numerica della forza Saipem in accordo alle esigenze dei progetti.

Sono tuttora in corso ingressi a completamento dello staffing dei progetti in fase di costruzione (Canada, Messico e Australia), dei centri di fabbricazione (Brasile, Indonesia e Angola) e per l'armamento dei nuovi rigs onshore (Penisola Arabica). Il previsto rilascio di risorse sui progetti in chiusura (Algeria, Penisola Arabica e Kazakistan), che avrebbe contenuto tale crescita, è stato posticipato nella seconda metà dell'anno.

Relazioni Industriali

Il contesto globale, in cui Saipem opera, caratterizzato dalla gestione della diversità derivante dai contesti socio-economici, politici, industriali, normativi, rende necessaria un'attenzione massima nell'ambito della gestione delle relazioni industriali.

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.

Coerentemente con le premesse, il primo semestre del 2013 è stato caratterizzato da importanti momenti di confronto.

Tra questi, particolare rilievo ha assunto l'incontro dello scorso marzo nel corso del quale i vertici aziendali hanno illustrato alle Segreterie Generali e Nazionali del settore Energia e Petrolio, gli interventi sui riassetti organizzativi e sulle politiche di governance fortemente voluti dalla nuova dirigenza della Società.

Nel primo semestre è stato sottoscritto il rinnovo CCNL Energia e Petrolio, CCNL di riferimento per il 70% delle risorse italiane.

Le organizzazioni sindacali del settore Marittimo hanno richiesto l'avvio del confronto per il rinnovo degli integrativi aziendali.

È da sottolineare la sottoscrizione nel mese di giugno di un accordo sindacale, firmato con le rappresentanze territoriali del settore metalmeccanico e inerente al personale assegnato sulla sede di Arbatax, che consente la riduzione delle interruzioni temporali tra diversi contratti a termine, creando quella flessibilità utile alla gestione di risorse assegnate a progetto e positiva anche in termini di possibilità occupazionali.

Nel primo semestre del 2013 è proseguita l'azione volta a perseguire efficienza e linearità dei processi gestionali, e con tutte le rappresentanze sindacali presenti sulle diverse sedi italiane si sono sottoscritti, anche quest'anno, gli accordi che dettano regole e responsabilità relativamente al processo di pianificazione ferie.

In ambito di Relazioni Industriali Internazionali sono da segnalare le sottoscrizioni di importanti contratti collettivi in Angola e nel settore drilling in Nigeria.

In ottemperanza alle politiche aziendali di sostegno alla libertà di associazione Saipem è impegnata nella creazione e negoziazione di un contratto collettivo che coinvolge i dipendenti della realtà presente in Cina.

È da segnalare la sottoscrizione di un importante accordo in Algeria resi necessari a seguito di cambiamenti nella legislazione locale. Anche quest'anno Saipem parteciperà con i propri rappresentanti al Comitato Aziendale Europeo che si terrà a Bruges nel mese di luglio.

Gestione Risorse Umane

Nel corso del primo semestre del 2013 la funzione Gestione Risorse Umane, coerentemente con il proprio ruolo di indirizzo, coordinamento e controllo nei confronti delle strutture Risorse Umane decentrate, ha proseguito la propria azione di definizione e implementazione di interventi rivolti ai principali fenomeni gestionali "critici" quali ferie, straordinari, orario di lavoro e assenteismo, in grado di supportare i più ampi obiettivi aziendali in termini di efficienza ed efficacia operativa.

In tal senso l'ulteriore potenziamento delle funzionalità tecniche associate ai principali sistemi di analisi e reporting introdotti all'interno della Direzione Risorse Umane, hanno consentito un più puntuale ed efficace indirizzo delle azioni gestionali poste in essere nel corso del primo semestre dell'anno e ulteriormente migliorato le modalità di coordinamento e integrazione tra le diverse strutture coinvolte all'interno della Direzione.

In particolare, a seguito dell'introduzione dell'HR Management Portal, strumento web based in grado di integrare i dati provenienti dai diversi sistemi informativi ed elaborare analisi e viste in ottica di Business Intelligence rispetto ai principali fenomeni gestionali, avvenuta verso la fine dello scorso anno, sono proseguite le azioni di sviluppo e miglioramento attraverso un ampliamento degli ambiti di applicazione rivolti all'analisi e monitoraggio dei principali aspetti normativi e amministrativi connessi all'istituto delle trasferite, mobilità internazionale e relativa applicazione dei principali parametri per la definizione del trattamento di espatrio.

Inoltre, nell'ottica di assicurare una sempre più puntuale integrazione, condivisione e valorizzazione delle conoscenze, delle esperienze e degli strumenti di lavoro all'interno della famiglia professionale HR, sono state recentemente avviate le attività di test per la raccolta e analisi dei dati relativi ad alcune realtà estere di Saipem, maggiormente caratterizzate da aspetti di complessità operativa e organizzativa, con l'obiettivo nel medio termine di poter assicurare, attraverso l'HR Portal, la copertura delle principali società operative di Saipem operanti all'estero.

Rispetto al tema della mobilità internazionale, che costituisce per il business di Saipem un fattore critico di successo e di elevata rilevanza strategica, sono proseguite le iniziative avviate lo scorso anno sia in termini di innovazione e sviluppo dei sistemi informati-

vi a supporto che in termini di analisi e ridefinizione delle metodologie e politiche di espatrio. Particolare e ulteriore attenzione è stata prestata nei processi di comunicazione, informazione e formazione verso le strutture HR sia di business che delle realtà operanti all'estero rispetto alla conoscenza dei processi di assegnazione internazionale.

In un'ottica di confronto con le best practice del mercato, e sulla base di analisi e benchmarking dei modelli e delle prassi di assegnazione internazionale applicate dalle realtà aziendali maggiormente significative e comparabili per dimensioni e articolazione geografica, è stata avviata l'attività di ridefinizione delle policy di espatrio con l'obiettivo di assicurare un più efficace "work-life balance" dei propri dipendenti e fornire, attraverso l'introduzione di criteri di flessibilità, nel rispetto delle regole generali e della coerenza complessiva, risposte maggiormente efficaci e puntuali alle esigenze scaturite dalle specifiche situazioni operative che, in funzione della natura del progetto e/o particolarità del contesto geografico di riferimento, la Società si trova a fronteggiare.

È proseguita l'azione di formazione nei confronti dei colleghi della Direzione Risorse Umane sulle principali tematiche di diritto del lavoro, strumenti contrattuali, fiscalità, sicurezza sociale e immigrazione nell'ottica di assicurare un ulteriore consolidamento e ampliamento delle competenze specialistiche in tema di gestione e amministrazione del personale.

Sviluppo, Organizzazione, Comunicazione e Compensation

Nel corso del primo semestre dell'anno, al fine di consolidare l'allineamento del modello operativo e organizzativo della Business Unit E&C all'evoluzione del business e ai driver strategici di Società, è stata avviata un'iniziativa di revisione del suo modello di governance. Tale analisi ha condotto nel mese di marzo alla formalizzazione del nuovo assetto della Business Unit, funzionale alla creazione dei presupposti per cogliere le opportunità offerte dal merca-

to di riferimento e a ottenere il miglioramento delle performance e della redditività.

Gli elementi caratterizzanti la nuova struttura organizzativa della BU sono:

- 3 Business Line – Onshore, Offshore e Floaters – responsabili della definizione e attuazione delle strategie e dei piani del business di riferimento a livello worldwide;
- 8 posizioni di Regional Manager, rappresentanti della BU all'interno dell'area geografica assegnata e responsabili dello sviluppo e della promozione integrata del business E&C e dell'ottimizzazione e del consolidamento delle realtà e competenze presenti localmente;
- Funzioni centrali – "Commerciale", "Tendering" e "Ingegneria, Tecnologie e Commissioning" – con un ruolo di indirizzo, coordinamento e controllo nei confronti delle realtà presenti localmente e di sviluppo delle attività e competenze a livello worldwide.

Sono stati avviati diversi interventi organizzativi finalizzati a supportare il Top Management nelle funzioni di indirizzo, coordinamento e controllo delle principali tematiche di governance, di business e di compliance. È stato istituito il Comitato di Direzione con funzioni consultive al CEO per decisioni chiave per il business.

In tale contesto sono state inoltre avviate ulteriori iniziative rivolte a migliorare il sistema di governance e di compliance di Saipem attraverso:

- l'analisi e la definizione delle più opportune azioni di miglioramento del processo di definizione, verifica e approvazione dei documenti normativi di Saipem, del sistema di deleghe e procure e delle funzionalità dei sistemi informativi a supporto delle attività di controllo sul corretto esercizio dei poteri di acquisizione di beni e servizi;
- la ridefinizione di processi di lavoro particolarmente sensibili.

Sono stati inoltre finalizzati i seguenti interventi organizzativi:

- istituzione, alle dirette dipendenze del CEO, di una funzione di Business and Technology Development al fine di garantire la gestione coordinata e integrata delle attività di identificazione e implementazione di opportunità di sviluppo del business e di

Esercizio		Primo semestre		
2012	(unità)	Forza media 2012	Forza media 2013	
13.973	Engineering & Construction Offshore	13.632	15.712	
16.817	Engineering & Construction Onshore	16.280	18.344	
2.368	Drilling Offshore	2.213	2.743	
7.162	Drilling Onshore	6.679	7.641	
2.234	Funzioni di staff	2.611	2.016	
42.554	Totale	41.415	46.456	
7.379	Italiani	7.365	7.448	
35.175	Altre nazionalità	34.050	39.008	
42.554	Totale	41.415	46.456	
6.405	Italiani a tempo indeterminato	6.350	6.557	
974	Italiani a tempo determinato	1.015	891	
7.379	Totale	7.365	7.448	
31.12.2012		30.06.2012		
	(unità)		30.06.2013	
7.699	Numero di ingegneri	7.362	7.663	
44.980	Numero di dipendenti	41.785	47.927	

innovazione tecnologica, sostenendo al contempo l'immagine e l'identità aziendale;

- confluenza delle attività di Quality Assurance e Quality Control alle dipendenze del CEO, al fine di enfatizzare e rafforzare ulteriormente l'impegno di Saipem nell'offrire al mercato prodotti e servizi con elevati standard di qualità;
- enucleazione dalla funzione Affari Legali delle attività di Contract Management e loro allocazione alle dirette dipendenze del CEO, con l'obiettivo di garantire una maggiore focalizzazione sulle attività indirizzate al business.

Sul fronte estero è stata avviata un'iniziativa di analisi, disegno e sviluppo di un modello operativo delle diverse aree regionali nell'ambito della Business Unit E&C, proseguendo nel contempo l'aggiornamento sistematico delle strutture organizzative societarie in relazione alle esigenze di business.

In tale contesto Saipem continua a porre particolare attenzione alle attività di sviluppo delle risorse umane, in quanto elemento fondante di un corretto dimensionamento degli organici a livello qualitativo, favorendo la crescita interna delle risorse tramite processi strettamente connessi con le necessità di business. Con tale presupposto prosegue il consolidamento dei contenuti relativi a People Strategy ed Employee Value Proposition, con particolare riferimento alla riprogettazione del modello di Performance Management come strumento unico, integrato, trasparente e diffuso di indirizzamento delle attività professionali e dei comportamenti attesi a tutti i livelli gerarchici.

È stata conclusa l'analisi di Engagement dei dipendenti avviata nel mese di novembre 2012 in Italia e Regno Unito, con l'obiettivo di monitorare i livelli motivazionali delle persone e di ricavare indicazioni su aree di forza e criticità verso cui indirizzare gli interventi di miglioramento che si realizzeranno nel secondo semestre del 2013. In adempimento agli obblighi previsti dall'art. 123-ter del decreto legislativo n. 58/1998 e all'art. 84-quater del Regolamento Emittenti Consob è stata predisposta la "Relazione sulla Remunerazione 2013". La relazione è stata approvata dal Consiglio di Amministrazione in data 13 marzo 2013 e pubblicata sul sito internet della Società.

A seguito della consultazione delle valutazioni delle prestazioni 2012 del management sono stati erogati in marzo gli incentivi monetari annuali individuali a complessivamente 133 dirigenti italiani (43,8% della popolazione totale), per una spesa complessiva di 3.637.500 euro (11,24% sul monte salari al 1° gennaio 2013).

In un mercato di riferimento che richiede a Saipem di mantenere costanti i propri livelli di eccellenza, le attività di selezione necessariamente si orientano verso la ricerca di personale in possesso di una consolidata e specifica esperienza professionale. Nell'ottica di sviluppare tali professionalità, spesso difficilmente reperibili sul mercato, Saipem continua a investire nelle iniziative di employer branding rivolte da un lato verso atenei italiani di maggiore interesse, dall'altro verso istituti tecnici italiani di eccellenza.

Con riferimento alle collaborazioni con gli atenei italiani, nel mese di maggio 2013 è stato pubblicato il bando di concorso per l'individuazione dei 12 partecipanti al Master "Safety and Environmental Management in the Oil&Gas Industry", realizzato in collaborazione con l'Università di Bologna ed Eni Corporate University. Tratto distintivo di questa nuova edizione è il coinvolgimento di studenti europei ed extra-europei, oltre a quelli italiani.

In coerenza con le evoluzioni del mercato, Saipem si è proposta di consolidare in modo duraturo i rapporti con gli istituti tecnici superiori, anche con l'obiettivo di rafforzare l'immagine e la conoscenza del suo business e la capacità di attrazione dei giovani diplomati, orientandone i percorsi formativi. In tale ottica proseguono le attività del progetto denominato "Sinergia".

Con il medesimo scopo è stato riproposto per il 2013 un intenso programma di formazione tecnico-professionale, rivolto a giovani risorse neodiplomate per sviluppare e consolidare le competenze necessarie alla copertura di alcuni ruoli critici per il business.

È in corso il progetto di sviluppo del nuovo software per la gestione del training "Peoplelearning" che consentirà, da un lato, lo sviluppo del sistema di competenze e capacità al fine di coniugare il raggiungimento dell'eccellenza di performance e, dall'altro, la certificazione delle competenze critiche in materia di salute, sicurezza e ambiente.

Coerentemente alle indicazioni in tema di "Law Compliance", il Modello di Controllo Interno continua a essere diffuso a tutti i livelli gerarchici, sia in ambito italiano sia internazionale, con l'erogazione di corsi di formazione in modalità e-learning riguardanti il D.Lgs. n. 231/2001 e le tematiche di Security. Proseguono le iniziative formative destinate ai componenti degli Organismi di Vigilanza delle società controllate, così come quelle previste dal D.Lgs. n. 81/2008 per i Ruoli Istituzionali come Datori di Lavoro, Dirigenti Delegati e Preposti.

All'interno di questo quadro normativo assume rilievo l'avvio del percorso formativo indirizzato ai Managing Director delle società estere di rilievo. Il percorso modulare – progettato in collaborazione con Eni Corporate University – ha uno specifico focus su aree quali:

- Corporate Governance e Compliance;
- Business Context (con focalizzazione sugli aspetti di comunicazione);
- Finanza Aziendale e Bilancio;
- Gestione degli Stakeholders;
- Gestione dei Contratti Societari;
- Integrazione tra le Funzioni Interne.

Per alcuni ruoli aziendali critici, quali il Project Director e l'Area/Country Manager, è stato riproposto con successo il percorso internazionale sulle tematiche di Business Leadership in collaborazione con Eni Corporate University ed Eni.

In relazione alle necessità di potenziamento delle capacità di innovazione e controllo dei costi di Progettazione, è stato proposto uno specifico workshop per la famiglia professionale dell'Ingegneria.

In linea con gli elementi chiave della Employee Value Proposition, quali il valore della formazione e lo sviluppo di professionalità caratterizzate da elevato know-how e alta specializzazione, i progetti in ambito formazione si sono indirizzati verso il consolidamento e la valorizzazione dei ruoli tecnici: il progetto interfunzionale "Training matrix" volto alla definizione di percorsi formativi e di certificazione professionale ha coinvolto i ruoli critici delle funzioni di Staff e di Linea in Saipem.

Obiettivo del progetto è coniugare il raggiungimento dell'eccellenza nel ruolo con la garanzia del mantenimento degli alti standard richiesti dai clienti, in ottica di monitoraggio del know-how tecnico-professionale e di presidio della formazione in materia di salute, sicurezza e ambiente.

Prosegue l'attività di potenziamento e monitoraggio dei Training Center, hub globali la cui mission è la garanzia di un presidio interno sul sapere Saipem e la promozione di percorsi formativi strutturati in base alle necessità di ciascun ruolo.

Relativamente alla popolazione aziendale presente all'estero, stanno proseguendo iniziative di Local Content in Kazakhstan e in Arabia Saudita, al fine di aumentare l'impiego delle risorse locali in ruoli tecnici in ambito offshore e drilling.

Saipem ha confermato inoltre il forte interesse per Paesi quali Brasile e Canada, le cui attività di sviluppo del business sono state accompagnate dal potenziamento delle iniziative di employer branding, attraction, retention ed engagement. In Brasile, presso la Yard di Guarujá, si sono avviati consistenti piani formativi articolati

in moduli sia pratici sia teorici per profili tecnici di prefabrication e fabrication.

Relativamente alle attività di comunicazione interna, particolare attenzione è stata dedicata alla comunicazione a cascata della nuova organizzazione aziendale e ai temi di change management. All'interno della Corporate Intranet è stata lanciata la nuova piattaforma video SaiTube, un tool interattivo volto a favorire la condivisione di video e foto inerenti alle immagini del business e del lavoro in Saipem. Il tool inoltre permette agli utenti di pubblicare commenti e di esprimere attraverso un sistema di rating il gradimento dei media pubblicati; SaiTube pertanto si può considerare il primo passo verso l'attivazione di strumenti social più completi.



Sistema informativo

Information, Communication, Technologies

Le iniziative di cambiamento sui sistemi informativi gestionali che Saipem ha svolto negli ultimi anni hanno avuto nel primo semestre del 2013 un'ulteriore fase di consolidamento; nel contempo, nuove iniziative in ambito business hanno visto la luce e costituiscono oggi un importante segnale per la strategia di digitalizzazione delle attività di business dell'azienda.

In ambito SAP R/3 release 6.0 sono in corso di roll out sulle società del Gruppo le funzionalità legate al Material Ledger per la gestione dei magazzini. La diffusione del Material Ledger coinvolge in modo coordinato anche il sistema AMOS di Spectec, dedicato all'asset management.

È inoltre in corso il roll out di SAP per la società Saipem do Brasil, in risposta alla crescente rilevanza delle iniziative di business in Brasile; il completamento è stato riprogrammato per il primo trimestre 2014.

In ambito HR prosegue con soddisfazione l'iniziativa OSA (One Step Ahead) in coordinamento con Oracle Corp sull'applicativo Peoplesoft HCM (GHR). Le nuove aree in rilascio riguardano Talent Management e Recruitment.

Prosegue con piena soddisfazione il roll out della soluzione Saipem dedicata al payroll internazionale. Al primo semestre del 2013 sono stati completati un totale di 16 payroll di società del Gruppo Saipem, con la prospettiva entro la fine dell'anno di raggiungere i 30.000 cedolini/mese. Lo sviluppo e la manutenzione del software, nonché le attività gestionali HR, sono allocati presso la Saipem India Projects a Chennai, in chiave di offshoring. In parallelo al roll out del payroll, ICT si è dato l'obiettivo di introdurre nelle società del Gruppo la nuova suite Falcon, una soluzione comune per la gestione HR internazionale, che copre le diverse necessità applicative locali con i relativi workflow autorizzativi, e permette una gestione omogenea e centralizzata dei dati anagrafici e contrattuali, sui quali costruire nel tempo un ampio reporting operativo e analitico.

La qualità migliore dei dati HR disponibili in GHR ha facilitato la diffusione del sistema aziendale di gestione del workload, che presidia la copertura, in termini di business demand e HR capacity, di tutte le aree operative aziendali, per un totale di oltre trentamila risorse gestite. È stata completata e rilasciata anche una dashboard riepilogativa per il top management sul datawarehouse aziendale, fruibile sia in modalità web sia su dispositivi tablet.

Il supporto offerto da ICT alle attività di business è focalizzato sull'adozione di strumenti innovativi, orientati ad aumentare l'efficien-

za e la qualità della progettazione ingegneristica e delle attività di costruzione. Attraverso le partnership con i più importanti fornitori di soluzioni come Aveva, Bentley e Intergraph, Saipem prosegue l'applicazione di una strategia volta a ridurre la presenza di sviluppi di prodotti custom, in favore dell'adozione, dove possibile, di piattaforme standard, arricchite dal dialogo continuo tra i centri di sviluppo del fornitore e gli esperti funzionali di Saipem. È stata completata con successo l'adozione del nuovo strumento di modellazione Intergraph SmartPlant 3D e la messa a punto di nuove procedure di automazione della modellazione e di controllo incrociato della qualità dei dati ingegneristici. Questa esperienza è stata tesaurizzata e riutilizzata nelle nuove commesse che usano lo stesso prodotto, trasformandola in vantaggio competitivo. Altre iniziative di supporto al business sono legate al sostegno dei nuovi modelli gestionali per il supporto delle attività di cantiere, che beneficiano di un nuovo sistema, dedicato alla gestione dei piping spool e della documentazione tecnica associata, di recente trasferito su tablet ruggedized di cantiere.

È stato effettuato il deployment di una nuova suite di gestione della costruzione chiamata Cosmo, che integra al suo interno la pianificazione delle attività di cantiere integrate con Oracle Primavera, la contabilizzazione delle attività eseguite e la predisposizione dei piani di pre-commissioning e commissioning, nonché un nuovo sistema dedicato alla qualità.

Per quanto riguarda l'infrastruttura IT, è vicina al completamento la diffusione del progetto WIE – Windows Infrastructure Evolution – che porta in azienda i benefici provenienti dalle nuove funzionalità dei prodotti Microsoft. Il programma di cambiamento è stato svolto con l'adozione delle tecniche più avanzate di controllo del progetto, che ha portato a minimizzare i rischi associati e identificare le possibili criticità e interdipendenze tra singole attività. A fianco di queste attività di progetto abbiamo anche aperto una presenza in Chennai per l'offshoring di alcune attività infrastrutturali, gettando le basi di un'internazionalizzazione del servizio di presidio delle infrastrutture.

Le attività di governance e i processi di compliance e di sicurezza sono stati svolti secondo calendario, mentre è in corso la diffusione delle analisi dei dati societari e dei rischi associati ai loro trattamenti. 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.



Gestione dei rischi d'impresa

Saipem si impegna a promuovere e mantenere un adeguato sistema di controllo interno e di gestione dei rischi costituito dall'insieme degli strumenti, strutture organizzative e normative aziendali volti a consentire la salvaguardia del patrimonio aziendale, l'efficienza e l'efficacia dei processi aziendali, l'affidabilità dell'informazione finanziaria, il rispetto di leggi e regolamenti, nonché dello statuto e delle procedure aziendali. 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"¹ e delle best practice nazionali e internazionali.

Informazioni di maggior dettaglio sul sistema di controllo interno e di 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. I principali rischi industriali 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, dei tassi di cambio tra l'euro e le altre valute nelle quali opera l'impresa e 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 HSE derivante dalla possibilità che si verifichino incidenti, malfunzionamenti, guasti, con danni alle persone e all'ambiente e con riflessi sui risultati economico-finanziari;
- (v) il rischio Paese nell'attività operativa;
- (vi) il rischio progetti, afferente principalmente i contratti di ingegneria e costruzione, delle Business Unit E&C Onshore ed E&C Offshore, in fase esecutiva.

La gestione dei rischi finanziari si basa su Linee Guida emanate centralmente con l'obiettivo di uniformare e coordinare le policy di Gruppo in materia di rischi finanziari.

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 indicate "Linee Guida" e da procedure che fanno riferimento a un modello centralizzato di gestione delle attività finanziarie, basato sulle Strutture di Finanza Operativa.

Rischio di cambio

L'esposizione ai tassi di cambio deriva dall'operatività del Gruppo Saipem in aree diverse dall'euro, 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 di cambio economico e transattivo; 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 di cambio economico e di transazione 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 dall'Unità Finanza di Eni SpA 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 2013 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 avuto riguardo a 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 con-

[1] Cfr. CoSO - Committee of Sponsoring of the Treadway Commission (1992), Internal Control - Integrated Framework.

frontando 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, l'analisi si riferisce all'esposizione al rischio di cambio secondo l'IFRS 7 e non considera pertanto gli effetti derivanti dalla conversione dei bilanci delle società estere con valuta funzionale diversa dall'euro. 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 -61 milioni di euro [-49 milioni di euro al 31 dicembre 2012] e un effetto complessivo sul patrimonio netto, al lordo dell'effetto imposte, di -487 milioni di euro [-393 milioni di euro al 31 dicembre 2012].

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 54 milioni di euro [48 milioni di euro al 31 dicembre 2012] e un effetto sul patrimonio netto, al lordo dell'effetto imposte, di 345 milioni di euro [389 milioni di euro al 31 dicembre 2012].

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 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. 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. Per quanto attiene alla valorizzazione a fair value degli strumenti derivati su tassi di interesse, essa viene calcolata dall'Unità Finanza di Eni SpA 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:

- 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 -5 milioni di euro [-6 milioni di euro al 31 dicembre 2012] e un effetto complessivo sul patrimonio netto, al lordo dell'effetto imposte, di -5 milioni di euro [-6 milioni di euro al 31 dicembre 2012]. Una variazione negativa dei tassi di interesse comporterebbe un effetto complessivo ante imposte sul risultato di 5 milioni di euro [6 milioni di euro al 31 dicembre 2012] e un effetto complessivo sul patrimonio netto, al lordo dell'effetto imposte, di 5 milioni di euro [6 milioni di euro al 31 dicembre 2012].

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 prezzo delle 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 derivati "Over The Counter" (in particolare swap, bullet swap), con sottostante rappresentato da prodotti petroliferi (prevalentemente gasolio e nafta) e negoziati tramite Eni Trading & Shipping (ETS) 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).

Per quanto attiene alla valorizzazione a fair value degli strumenti derivati su commodity, essa viene calcolata dall'Unità Finanza di

Eni SpA 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 significativo sul risultato economico e un effetto sul patrimonio netto, al lordo dell'effetto d'imposta, di 2 milioni di euro (1 milione di euro al 31 dicembre 2012). Un'ipotetica variazione negativa del 10% nei prezzi sottostanti non comporterebbe alcun effetto significativo sul risultato economico e un effetto sul patrimonio netto, al lordo dell'effetto d'imposta, di -2 milioni di euro (-1 milione di euro al 31 dicembre 2012).

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.

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 Eni.

La situazione di criticità venutasi a creare sui mercati finanziari ha determinato l'adozione di ulteriori misure cautelative mirate a evitare concentrazioni di rischio/attività. Tale situazione ha inoltre comportato l'identificazione di parametri e condizioni entro i quali consentire l'operatività in strumenti derivati.

L'impresa non ha avuto casi significativi di mancato adempimento delle controparti.

Al 30 giugno 2013 non vi erano concentrazioni significative di rischio di credito.

Rischio 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 addizionali per fronteggiare i propri impegni o, come estrema conseguenza, una situazione di insolvibilità 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 nonostante le peculiarità del quadro di riferimento esterno.

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.

Alla data del 30 giugno 2013 Saipem dispone di linee di credito non utilizzate per 1.657 milioni di euro; in aggiunta Eni SpA assicura affidamenti a Saipem SpA in ottemperanza alle convenzioni di tesoreria accentrata previste per il Gruppo Eni. Questi contratti prevedono interessi alle normali condizioni di mercato e commissioni di mancato utilizzo non significative.

Nelle tavole che seguono sono rappresentati gli ammontari di pagamenti contrattualmente dovuti relativi ai debiti finanziari, compresi i pagamenti per interessi, nonché il timing degli esborsi a fronte dei debiti commerciali e diversi.

Pagamenti futuri a fronte di passività finanziarie

(milioni di euro)	Anni di scadenza					Totale
	2014 (*)	2015	2016	2017	Oltre	
Passività finanziarie a lungo termine	1.597	702	638	488	1.143	4.568
Passività finanziarie a breve termine	1.611	-	-	-	-	1.611
Passività per strumenti derivati	152	-	-	-	-	152
	3.360	702	638	488	1.143	6.331
Interessi su debiti finanziari	139	63	51	37	27	317

(*) Include il secondo semestre 2013.

Pagamenti futuri a fronte di debiti commerciali e altri debiti

(milioni di euro)	Anni di scadenza			
	2014 (*)	2015-2017	Oltre	Totale
Debiti commerciali	2.681	-	-	2.681
Altri debiti e anticipi	2.771	4	-	2.775

(*) Include il secondo semestre 2013.

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
	2014 (*)	2015	2016	2017	Oltre	
Contratti di leasing operativo non annullabili	129	52	48	45	57	331

(*) Include il secondo semestre 2013.

I contratti di leasing operativo riguardano principalmente immobili per uffici, time charter a lungo termine e terreni.

Nella tabella che segue sono rappresentati gli investimenti a vita intera relativi ai progetti di maggiori dimensioni, per i quali normalmente sono già stati collocati i contratti di procurement.

(milioni di euro)	Anni di scadenza	
	2013	2014
Impegni per Major Projects	116	39
Impegni per altri investimenti	111	18
	227	57

Rischio HSE (Salute, Sicurezza, Ambiente)

Le attività industriali 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, le attività Saipem sono soggette a preventiva autorizzazione e/o acquisizione di permessi che richiedono il rispetto delle norme vigenti a tutela dell'ambiente, della salute e della sicurezza.

Per la tutela dell'ambiente, le norme in generale prevedono il controllo e il rispetto dei limiti di emissione di sostanze inquinanti in aria, acqua e suolo e la corretta gestione dei rifiuti prodotti. In habitat particolare, il rispetto della biodiversità è un requisito richiesto durante l'attività di prospezione, di ricerca e di produzione. Il non rispetto delle norme vigenti comporta sanzioni di natura penale e/o civile a carico dei responsabili e, in alcuni casi di violazione della normativa sulla sicurezza, a carico delle aziende, secondo un modello europeo di responsabilità oggettivo dell'impresa recepito anche in Italia (D.Lgs. 231/2001). Le normative in materia di ambiente, salute e sicurezza hanno un impatto notevole sulle attività di Saipem e gli oneri e costi associati alle necessarie azioni da mettere in atto per adempiere gli obblighi previsti continueranno a costituire una voce di costo significativa anche negli esercizi futuri. In Italia la recente normativa relativa alla salute e sicurezza sul luogo di lavoro ha introdotto nuovi obblighi che impatteranno sulla

gestione delle attività nei siti di Eni e in particolare nel rapporto con i contrattisti. Inoltre sono notevoli le ripercussioni sui modelli di allocazione delle responsabilità. In particolare, la normativa ha enfatizzato il valore di modelli organizzativi e di gestione certificati, attribuendo a questi efficacia esimente della responsabilità amministrativa dell'impresa, in caso di violazioni delle disposizioni legislative riguardanti la salute e la sicurezza sul luogo di lavoro. In proposito Saipem si è dotata di Linee Guida HSE finalizzate alla garanzia della sicurezza e della salute dei dipendenti, delle popolazioni, dei contrattisti e dei clienti, nonché alla salvaguardia dell'ambiente e alla tutela dell'incolumità pubblica che impongono di operare nel pieno rispetto della normativa vigente e di adottare principi standard e soluzioni che costituiscano le best practice industriali.

Il vigente continuo processo di individuazione, valutazione e mitigazione dei rischi afferenti salute, sicurezza e ambiente è alla base della gestione HSE in tutte le fasi di attività di ciascuna unità di business e si attua attraverso l'adozione di procedure e sistemi di gestione che tengono conto della specificità delle attività stesse e dei siti in cui si sviluppano e del costante miglioramento degli impianti e dei processi. Inoltre l'attività di codificazione e proceduralizzazione delle fasi operative consente di raggiungere, con sempre maggiore efficacia, il risultato di una riduzione della componente umana nel rischio di gestione dei siti produttivi. Le eventuali emergenze operative che possono avere impatto su asset, persone e ambiente sono gestite dalle unità di business a livello di sito, con

una propria organizzazione che dispone, per ciascun possibile scenario, del piano di risposta con le azioni che occorre attivare per limitare i danni, nonché le posizioni che devono assicurarle.

L'approccio integrato alle problematiche di salute, sicurezza e ambiente è favorito dall'applicazione, a tutte le società Saipem, di un Sistema di Gestione HSE che trova il suo riferimento metodologico nel Modello di Sistema di Gestione HSE Saipem/Eni. Basato su un ciclo annuale di pianificazione, attuazione, controllo, riesame dei risultati e definizione dei nuovi obiettivi, è orientato alla prevenzione dei rischi, al monitoraggio sistematico e al controllo delle performance HSE, in un ciclo di miglioramento continuo che prevede anche l'audit di tali processi da parte di personale interno ed esterno. La realtà industriale di Saipem è certificata secondo le norme internazionali ISO 14001, OHSAS 18001 quando non addirittura EMAS. Saipem si è dotata di un modello di formazione avanzato per il personale HSE al fine di:

- produrre comportamenti coerenti ai principi e alle Linee Guida in materia;
- guidare il processo di crescita culturale, professionale e manageriale su questi temi di tutti coloro che lavorano in e per Saipem;
- favorire il knowledge management e il controllo dei rischi HSE.

Rischio Paese

Saipem svolge una parte significativa della propria attività in Paesi al di fuori dell'Unione Europea e dell'America Settentrionale, alcuni dei quali possono essere meno stabili dal punto di vista politico ed economico. Evoluzioni del quadro politico, crisi economiche, conflitti sociali interni e con altri Paesi, possono compromettere in modo temporaneo o permanente la capacità di Saipem di operare in condizioni economiche e la possibilità di recuperare l'attivo fisso in tali Paesi, o 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 contestuali differenti da quelle previste originariamente. Nei casi in cui la capacità di Saipem di operare sia compromessa temporaneamente, la demobilizzazione è pianificata secondo criteri di protezione degli asset aziendali che rimangono on-site, e di minimizzazione della business interruption attraverso l'adozione di soluzioni che rendano più rapida e meno onerosa la business recovery al ritorno di condizioni favorevoli. Tali misure possono attrarre aggravii di costi e possono incidere sui risultati economici attesi. Ulteriori rischi connessi all'attività in tali Paesi sono rappresentati da: (i) mancanza di un quadro legislativo stabile e incertezze sulla tutela dei diritti della compagnia straniera in caso di inadempimenti 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. Ferma restando la loro limitata prevedibilità, tali eventi possono insorgere ed evolvere in ogni momento comportando impatti negativi sui risultati economico-finanziari attesi di Saipem.

Saipem tiene sotto stretta osservazione e valuta costantemente e olisticamente l'evolversi dei rischi di natura politica, sociale ed economica dei Paesi in cui opera o intende investire, attingendo anche ai rapporti periodici sui principali rischi di progetto e relativi trend redatti in accordo con la Corporate Risk Management Policy e relative procedure e standard di Risk Management in essere, e ai rapporti di Security redatti in accordo con la Corporate Security Policy e le Linee Guida sulle Attività di Security vigenti.

Per la gestione degli specifici rischi di security cui è esposta nei Paesi in cui opera, Saipem si è dotata di un articolato modello chiamato Secur, la cui attività si ispira ai criteri di prevenzione, precauzione, protezione, informazione, promozione e partecipazione, con l'obiettivo di preservare l'incolumità dei dipendenti, dei contrattisti e del pubblico, nonché l'integrità degli asset e la reputazione del brand. L'azione di Secur si concretizza nella realizzazione di un sistema di gestione complessivo di Security, inteso come strumento organizzativo/normativo/procedurale per poter prevenire e gestire le conseguenze di eventi di Security. Esso è finalizzato alla gestione del rischio derivante da azioni anti-giuridiche di persone fisiche o giuridiche, che espongono l'azienda e il suo patrimonio, di persone, beni e immagine a potenziali danni.

Rischio progetti

La direzione Risk and Opportunity and Knowledge Management è focalizzata principalmente nel:

- promuovere l'applicazione della metodologia di Risk Management nelle offerte e in fase esecutiva, sui progetti gestiti dalle Business Unit e sui principali progetti di investimento in corso;
- assicurare il reporting periodico al management sui principali "project risks" e sui relativi trend osservati, aggregati per Business Unit e a livello globale, promuovendo inoltre analisi di portafoglio a supporto delle decisioni del Management anche in un'ottica di comprensione dei macro fattori di rischio esterni ai singoli progetti che possano incidere sul risultato economico-aziendale a fronte dei quali il Management possa intervenire con le più appropriate azioni e strumenti di annullamento, mitigazione, trasferimento, ovvero ritenzione;
- assicurare la diffusione in tutti gli ambiti di Saipem di una cultura di risk management finalizzata a una gestione strutturata di rischi e opportunità nel corso delle attività di business, contribuendo anche al miglioramento della gestione delle contingency;
- fornire consulenza, assistenza e indicazioni alle Business Unit e ai progetti nelle attività di identificazione e valutazione dei rischi e delle opportunità e nelle attività di implementazione delle relative azioni di mitigazione e miglioramento, rispettivamente per la gestione delle aree di rischio e l'ottimizzazione delle opportunità identificate;
- assicurare la definizione, lo sviluppo e l'aggiornamento di strumenti e metodologie in grado di raccogliere, organizzare e rendere disponibili ai progetti in corso le esperienze maturate su progetti già eseguiti, al manifestarsi di rischi affini;
- assicurare un'adeguata attività formativa ai team commerciali e di project management;

- assicurare la difesa della proprietà intellettuale Saipem, anche monitorando i processi che portano alla creazione e deposito di brevetti e all'identificazione di know-how distintivo da proteggere, e promuovendo la condivisione e raccolta centralizzata del corpus della proprietà intellettuale Saipem;
- assicurare il costante aggiornamento delle Linee Guida, Procedure e Standard Corporate in linea con gli Standard e i Code of Practice internazionali, promuovendone il pieno rispetto e la loro corretta applicazione in Saipem e nelle società controllate;
- contribuire a promuovere il rispetto delle Golden Rules & Silver Guidelines, lo strumento di governo della propensione all'assunzione di rischi di cui Saipem si è dotata per attribuire agli appropriati livelli manageriali la responsabilità delle decisioni sull'assunzione dei rischi più rilevanti.

Gli Standard e le Procedure vigenti in Saipem rispettano i dettami delle principali Normative Internazionali di Risk Management.

Assicurazione

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 riconducibili ai danni materiali e alle responsabilità civili, nonché per quelli derivanti dai contratti assegnati.

Sulla base di tali Linee Guida viene definito il programma assicurativo, individuando per ogni tipologia di rischio specifiche franchigie e limiti di copertura sulla base di un'analisi che prende in considerazione l'esperienza statistica dei sinistri, la statistica dell'industria di riferimento, nonché le condizioni offerte dal mercato assicurativo internazionale.

Il programma assicurativo Saipem è strutturato per trasferire, in maniera appropriata, al mercato assicurativo i rischi derivanti dalle operazioni, in particolare i rischi connessi con la gestione della flotta, delle attrezzature e di ogni altro bene, inclusi i rischi di responsabilità civile verso terzi, nonché i rischi derivanti da ogni contratto assegnato dai propri clienti.

In considerazione sia delle coperture disponibili sul mercato assicurativo che dell'evoluzione del mercato energy nel quale Saipem opera, non è possibile garantire che tutte le circostanze ed eventi siano adeguatamente coperti dal suddetto programma assicurativo. Parimenti la volatilità del mercato assicurativo non permette di garantire che in futuro un'adeguata copertura assicurativa possa essere ragionevolmente mantenuta ai livelli correnti di tasso, termini e condizioni.

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, assicurate da un P&I Club facente parte dell'International Group of P&I Clubs, per un limite fino a 5,6 miliardi di dollari (sublimitato a 1 miliardo di dollari per inquinamento) per evento durante la navigazione e, rispettivamente, di 300 milioni di dollari e 500 milioni di dollari per evento per le operazioni offshore di perforazione e di costruzione.
- 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, fino a un limite di 400 milioni di euro per evento per le attività offshore/onshore di perforazione e costruzione.
- 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, costituita e operativa dal 2008, che opera a copertura della prima fascia di rischio corrispondente a 10 milioni di euro per evento per la responsabilità civile e a 15 milioni di euro per evento per tutte le altre classi 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, assem-

blaggio, 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 2013 ammonta a 441.410.900 euro. Alla stessa data le azioni in circolazione sono 439.434.568; nel semestre non sono state acquistate azioni ordinarie sul mercato.

Regolamento mercati

Art. 36 del Regolamento Mercati: condizioni per la quotazione in Borsa di società con controllate costituite e regolate secondo leggi 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 alla data del 30 giugno 2013 fra le controllate Saipem rientrano nella previsione regolamentare quindici società.

Precisamente:

- Petrex SA;
- Snamprogetti Saudi Arabia Co Ltd Llc;
- Saipem Contracting (Nigeria) Ltd;
- PT Saipem Indonesia;
- ER SAI Caspian Contractor Llc;
- Saipem Misr for Petroleum Services (S.A.E.);
- Saipem (Nigeria) Ltd;
- Saudi Arabian Saipem Ltd;
- Global Petroprojects Services AG;
- Saipem America Inc;
- Saipem Asia Sdn Bhd;
- Saipem Contracting Algérie SpA;
- Saipem Canada Inc;
- Saipem Offshore Norway AS;
- Saipem Drilling Norway AS.

Per le stesse sono state già adottate procedure adeguate per assicurare la compliance alla predetta normativa (art. 36).

Nel piano di adeguamento per il 2013 si procederà inoltre con l'implementazione del sistema di controllo interno per finalità previste dallo stesso art. 36 nella seguente società:

- Saipem do Brasil Serviços de Petróleo Ltda.

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

In relazione alle prescrizioni del comma 11 dell'art. 2.6.2. del Regolamento dei Mercati Organizzati e gestiti da Borsa Italiana SpA,

il Consiglio di Amministrazione nella riunione del 13 marzo 2013 ha verificato che la Società soddisfa tutti i requisiti richiesti elencati dal comma 1 dell'art. 37 del Regolamento Mercati Consob, per la quotazione di azioni di società controllate sottoposte all'attività di direzione e coordinamento di altre società.

Il Consiglio di Amministrazione del 13 marzo 2013 ha altresì verificato che la composizione dello stesso Consiglio, nominato con l'Assemblea del 4 maggio 2011 e dei comitati, costituiti in seno al Consiglio stesso, corrispondesse a quanto previsto dalla lettera d) dell'art. 37, comma 1; il Consiglio di Amministrazione è infatti composto in maggioranza da amministratori indipendenti e i comitati (Comitato per la Remunerazione e le Nomine, Comitato per il Controllo e Rischi) sono composti esclusivamente da amministratori indipendenti.

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, i direttori generali 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.

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".

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

Saipem SpA è soggetta all'attività di direzione e coordinamento di Eni SpA. I rapporti con Eni SpA e con le imprese soggette alla sua attività di direzione e coordinamento costituiscono rapporti con parti correlate e sono commentati alla nota 43 "Rapporti con parti correlate" delle "Note illustrative al bilancio consolidato semestrale abbreviato".

Fatti di rilievo avvenuti dopo la chiusura del semestre

Acquisizione ordini

Nel mese di luglio 2013 sono stati acquisiti nuovi contratti per un totale di circa 550 milioni di dollari, relativi all'attività Drilling.

Nell'ambito delle perforazioni terra, Saipem ha acquisito contratti con vari clienti per l'utilizzo di 17 impianti, per durate variabili comprese tra i 6 mesi e i 5 anni, in Medio Oriente, Caspio, Sud America, West Africa, Turchia e Ucraina. Di questi impianti, 2 lavoreranno per Shell nell'ambito di un accordo globale di lungo periodo che impegna Saipem a fornire servizi a chiamata per facilitare l'entrata in nuovi Paesi e a fornire servizi di perforazione a terra, su base mondiale, finalizzati all'esplorazione a condizioni prefissate.

Nell'ambito delle perforazioni mare, Saipem ha firmato l'estensione di due anni del contratto per il noleggio della Saipem TAD per attività di perforazione nelle acque del Congo e l'estensione di un anno del contratto per il noleggio del Perro Negro 5, che è attualmente operativo in Arabia Saudita.

Incidente Perro Negro 6

Il jack-up Perro Negro 6, il 1° luglio 2013, durante le operazioni di posizionamento presso la foce del fiume Congo, in una profondità d'acqua di 40 metri, a seguito del cedimento del fondo marino sotto una delle tre gambe, si è inclinato imbarcando acqua e successivamente si è ribaltato affondando. Le procedure di emergenza prontamente attivate hanno permesso di evacuare rapidamente il personale a bordo. Dei 103 membri dell'equipaggio, dopo il brusco inclinamento, 1 è risultato disperso, mentre altri 6 sono rimasti feriti in modo non grave. A seguito dell'incidente è stata dichiarata la total loss. Saipem è coperta da polizza assicurativa per la perdita dell'impianto, oltre che per eventuali danni ambientali e per la rimozione del relitto.

Evoluzione prevedibile della gestione

In coerenza con quanto comunicato lo scorso 14 giugno, la situazione semestrale al 30 giugno 2013 recepisce i peggioramenti attesi per l'anno in corso.

Pur in un quadro d'incertezza sulla tempistica delle assegnazioni di nuovi contratti da parte delle Oil Company, nella seconda parte dell'anno si prevede un significativo miglioramento dei risultati grazie al buon andamento dei nuovi contratti acquisiti con maggiore selettività nella prima parte del 2013, e grazie alle buone performance della Business Unit Drilling.

Si prevede che l'indebitamento finanziario netto si attesti a fine anno a circa 5 miliardi di euro, nonostante la scarsa prevedibilità dell'evoluzione del capitale circolante netto, riconducibile all'andamento delle negoziazioni con i clienti, alla piena operatività di progetti con un profilo finanziario penalizzante e all'impatto delle indagini in Algeria.

Nel complesso Saipem prevede ricavi di circa 13 miliardi di euro, di raggiungere il pareggio a livello di EBIT e una perdita netta di circa 300-350 milioni di euro. Il livello di investimenti è previsto in circa un miliardo di euro.

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.

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

Voci dello stato patrimoniale riclassificato (dove non espressamente indicato, la componente è ottenuta dallo schema obbligatorio)	31.12.2012		30.06.2013	
	Valori parziali da schema obbligatorio	Valori da schema riclassificato	Valori parziali da schema obbligatorio	Valori da schema riclassificato
A) Attività materiali nette		8.254		8.389
Nota 7 - Immobili, impianti e macchinari	8.254		8.389	
B) Attività immateriali nette		756		756
Nota 8 - Attività immateriali	756		756	
C) Partecipazioni		116		123
Nota 9 - Partecipazioni valutate con il metodo del patrimonio netto	116		123	
Ricl. da E) - fondo copertura perdite di imprese partecipate	-		-	
D) Capitale circolante		1.095		344
Nota 2 - Crediti commerciali e altri crediti	3.252		3.158	
Ricl. a I) - crediti finanziari non strumentali all'attività operativa	(79)		(75)	
Nota 3 - Rimanenze	2.332		2.233	
Nota 4 - Attività per imposte sul reddito correnti	238		231	
Nota 5 - Attività per altre imposte correnti	271		311	
Nota 6 - Altre attività correnti	388		234	
Nota 10 - Altre attività finanziarie	1		1	
Ricl. a I) - crediti finanziari non strumentali all'attività operativa	(1)		(1)	
Nota 11 - Attività per imposte anticipate	97		112	
Nota 12 - Altre attività non correnti	174		162	
Nota 14 - Debiti commerciali e altri debiti	(4.982)		(5.452)	
Nota 15 - Passività per imposte sul reddito correnti	(250)		(195)	
Nota 16 - Passività per altre imposte correnti	(129)		(135)	
Nota 17 - Altre passività correnti	(93)		(216)	
Nota 21 - Passività per imposte differite	(121)		(19)	
Nota 22 - Altre passività non correnti	(3)		(5)	
E) Fondi per rischi e oneri		(163)		(241)
Nota 19 - Fondi per rischi e oneri	(163)		(241)	
Ricl. a C) - fondo copertura perdite di imprese partecipate	-		-	
F) Fondo per benefici ai dipendenti		(255)		(263)
Nota 20 - Fondi per benefici ai dipendenti	(255)		(263)	
CAPITALE INVESTITO NETTO		9.803		9.108
G) Patrimonio netto		5.377		4.418
Nota 24 - Patrimonio netto di Saipem	5.377		4.418	
H) Capitale e riserve di terzi		148		120
Nota 23 - Capitale e riserve di terzi azionisti	148		120	
I) Indebitamento finanziario netto		4.278		4.570
Nota 1 - Disponibilità liquide ed equivalenti	(1.325)		(1.533)	
Nota 13 - Passività finanziarie a breve termine	1.740		1.611	
Nota 18 - Passività finanziarie a lungo termine	3.543		4.212	
Nota 18 - Quote a breve di passività finanziarie a lungo termine	400		356	
Ricl. da D) - crediti finanziari non strumentali all'attività operativa (nota 2)	(79)		(75)	
Ricl. da D) - crediti finanziari non strumentali all'attività operativa (nota 10)	(1)		(1)	
COPERTURE		9.803		9.108

Voci del conto economico riclassificato

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

- le voci "proventi finanziari" (234 milioni di euro), "oneri finanziari" (-246 milioni di euro) e "strumenti derivati" (-80 milioni di euro), indicate separatamente nello schema obbligatorio, sono esposte nette nella voce "oneri finanziari netti" (-92 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" (359 milioni di euro), "variazione fondo per benefici ai dipendenti" (9 milioni di euro), "altre variazioni" (-9 milioni di euro) ed "effetto valutazione con il metodo del patrimonio netto" (-8 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" (351 milioni di euro);
- le voci "imposte sul reddito" (15 milioni di euro), "interessi passivi" (79 milioni di euro) e "interessi attivi" (-2 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" (92 milioni di euro);
- le voci relative alle "altre attività e passività" (908 milioni di euro), alle variazioni delle "rimanenze" (143 milioni di euro), dei "fondi per rischi e oneri" (69 milioni di euro), dei "crediti commerciali" (21 milioni di euro) e dei "debiti commerciali" (-276 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" (865 milioni di euro);

- le voci "interessi incassati" (3 milioni di euro), "dividendi incassati" (1 milione di euro), "imposte sul reddito pagate al netto dei crediti di imposta rimborsati" (-171 milioni di euro) e "interessi pagati" (-76 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" (-243 milioni di euro);
- le voci relative agli investimenti in "attività immateriali" (-486 milioni di euro) e "attività materiali" (-6 milioni di euro), indicate separatamente e incluse nel flusso di cassa degli investimenti nello schema obbligatorio, sono esposte nette nella voce "investimenti tecnici" (-492 milioni di euro);
- le voci relative agli investimenti in "crediti finanziari" (-5 milioni di euro) e disinvestimenti in "crediti finanziari" (10 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" (5 milioni di euro);
- le voci "assunzione di debiti finanziari non correnti" (1.115 milioni di euro), "rimborsi di debiti finanziari non correnti" (-495 milioni di euro) e "incremento (decremento) di debiti finanziari correnti" (-118 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" (502 milioni di euro).

Le altre voci sono direttamente riconducibili allo schema obbligatorio.

Bilancio consolidato semestrale abbreviato



saipem

Schemi di bilancio

Stato patrimoniale

(milioni di euro)

	Nota	31.12.2012		30.06.2013	
		Totale	di cui verso parti correlate	Totale	di cui verso parti correlate
ATTIVITÀ					
Attività correnti					
Disponibilità liquide ed equivalenti	(N. 1)	1.325	642	1.533	807
Crediti commerciali e altri crediti	(N. 2)	3.252	948	3.158	767
Rimanenze	(N. 3)	2.332		2.233	
Attività per imposte sul reddito correnti	(N. 4)	238		231	
Attività per altre imposte correnti	(N. 5)	271		311	
Altre attività correnti	(N. 6)	388	203	234	88
Totale attività correnti		7.806		7.700	
Attività non correnti					
Immobili, impianti e macchinari	(N. 7)	8.254		8.389	
Attività immateriali	(N. 8)	756		756	
Partecipazioni valutate con il metodo del patrimonio netto	(N. 9)	116		123	
Altre attività finanziarie	(N. 10)	1		1	
Attività per imposte anticipate	(N. 11)	97		112	
Altre attività non correnti	(N. 12)	174	4	162	-
Totale attività non correnti		9.398		9.543	
TOTALE ATTIVITÀ		17.204		17.243	
PASSIVITÀ E PATRIMONIO NETTO					
Passività correnti					
Passività finanziarie a breve termine	(N. 13)	1.740	1.523	1.611	1.426
Quota a breve di passività finanziarie a lungo termine	(N. 18)	400	399	356	353
Debiti commerciali e altri debiti	(N. 14)	4.982	177	5.452	260
Passività per imposte sul reddito correnti	(N. 15)	250		195	
Passività per altre imposte correnti	(N. 16)	129		135	
Altre passività correnti	(N. 17)	93	88	216	157
Totale passività correnti		7.594		7.965	
Passività non correnti					
Passività finanziarie a lungo termine	(N. 18)	3.543	3.343	4.212	3.971
Fondi per rischi e oneri	(N. 19)	163		241	
Fondi per benefici ai dipendenti	(N. 20)	255		263	
Passività per imposte differite	(N. 21)	121		19	
Altre passività non correnti	(N. 22)	3	1	5	1
Totale passività non correnti		4.085		4.740	
TOTALE PASSIVITÀ		11.679		12.705	
PATRIMONIO NETTO					
Capitale e riserve di terzi azionisti	(N. 23)	148		120	
Patrimonio netto di Saipem:	(N. 24)	5.377		4.418	
- capitale sociale	(N. 25)	441		441	
- riserva sopraprezzo delle azioni	(N. 26)	55		55	
- altre riserve	(N. 27)	86		(31)	
- utili relativi a esercizi precedenti		3.934		4.571	
- utile (perdita) del periodo		904		(575)	
- azioni proprie	(N. 28)	(43)		(43)	
Totale patrimonio netto di Gruppo		5.525		4.538	
TOTALE PASSIVITÀ E PATRIMONIO NETTO		17.204		17.243	

Conto economico

(milioni di euro)

	Nota	Primo semestre 2012		Primo semestre 2013	
		Totale	di cui verso parti correlate	Totale	di cui verso parti correlate
RICAVI					
Ricavi della gestione caratteristica	(N. 31)	6.397	939	5.186	983
Altri ricavi e proventi	(N. 32)	6	-	3	-
Totale ricavi		6.403		5.189	
Costi operativi					
Acquisti, prestazioni di servizi e costi diversi	(N. 33)	(4.354)	(76)	(4.174)	(118)
Costo del lavoro	(N. 34)	(938)		(1.123)	
Ammortamenti e svalutazioni	(N. 35)	(345)		(359)	
Altri proventi (oneri) operativi	(N. 36)	-	-	(1)	(1)
RISULTATO OPERATIVO		766		(468)	
Proventi (oneri) finanziari					
Proventi finanziari		155	1	234	9
Oneri finanziari		(221)	(49)	(246)	(61)
Strumenti derivati		(17)	(16)	(80)	(80)
Totale proventi (oneri) finanziari	(N. 37)	(83)		(92)	
Proventi (oneri) su partecipazioni					
Effetto della valutazione con il metodo del patrimonio netto		4		8	
Altri proventi su partecipazioni		1		-	
Totale proventi (oneri) su partecipazioni	(N. 38)	5		8	
RISULTATO ANTE IMPOSTE		688		(552)	
Imposte sul reddito	(N. 39)	(199)		(15)	
RISULTATO NETTO		489		(567)	
di competenza:					
- Saipem		474		(575)	
- terzi azionisti	(N. 40)	15		8	
Utile (perdita) per azione sull'utile netto di competenza Saipem (ammontare in euro per azione)					
Utile (perdita) per azione semplice	(N. 41)	1,08		(1,31)	
Utile (perdita) per azione diluito	(N. 41)	1,08		(1,31)	

Prospetto del conto economico complessivo

(milioni di euro)

	Primo semestre 2012	Primo semestre 2013
Utile (perdita) netto del periodo	489	(567)
Altre componenti del conto economico complessivo		
Componenti riclassificabili a conto economico		
Differenze di cambio da conversione dei bilanci in moneta diversa dall'euro	35	(21)
Variazione del fair value derivati di copertura cash flow hedge ⁽¹⁾	(129)	(112)
Quota di pertinenza delle "altre componenti del conto economico complessivo" delle partecipazioni valutate con il metodo del patrimonio netto	2	-
Effetto fiscale relativo alle componenti riclassificabili	19	16
Totale altre componenti del conto economico complessivo, al netto dell'effetto fiscale	(73)	(117)
Totale utile (perdita) complessivo del periodo	416	(684)
Di competenza:		
- Gruppo Saipem	397	(693)
- terzi azionisti	19	9

(1) La variazione del fair value derivati di copertura cash flow hedge riguarda quasi esclusivamente rapporti verso la controllante Eni.

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 per cash flow hedge	Riserva per differenze cambio da conversione	Riserva benefici definiti per dipendenti	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 2011	441	55	7	88	-	(60)	(12)	-	3.342	921	(73)	4.709	114	4.823
Modifiche criteri contabili (IAS 19)	-	-	-	-	-	-	-	-	(16)	-	-	(16)	-	(16)
Saldi al 1° gennaio 2012 rettificati	441	55	7	88	-	(60)	(12)	-	3.326	921	(73)	4.693	114	4.807
Utile primo semestre 2012	-	-	-	-	-	-	-	-	-	474	-	474	15	489
Altre componenti del conto economico complessivo														
Componenti riclassificabili a conto economico														
Variazione del fair value derivati cash flow hedge al netto dell'effetto fiscale	-	-	-	-	-	(110)	-	-	-	-	-	(110)	-	(110)
Differenze cambio da conversione dei bilanci in moneta diversa dall'euro	-	-	-	-	-	-	31	-	-	-	-	31	4	35
Quota di pertinenza delle "altre componenti del conto economico complessivo" delle partecipazioni valutate con il metodo del patrimonio netto	-	-	-	-	-	-	-	-	2	-	-	2	-	2
Totale utile (perdita) complessivo primo semestre 2012	-	-	-	-	-	(110)	31	-	2	474	-	397	19	416
Operazioni con gli Azionisti														
Dividendi distribuiti primo semestre 2012	-	-	-	-	-	-	-	-	-	(307)	-	(307)	-	(307)
Ripporto a nuovo utile	-	-	-	-	-	-	-	-	614	(614)	-	-	-	-
Cessione azioni proprie	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	22	22	-	22
Altri movimenti di patrimonio netto														
Altre variazioni	-	-	-	-	-	-	-	-	(2)	-	1	(1)	1	-
Totale	-	-	-	-	-	-	-	-	612	(921)	23	(286)	1	(285)
Saldi al 30 giugno 2012	441	55	7	88	-	(170)	19	-	3.940	474	(50)	4.804	134	4.938
Utile secondo semestre 2012	-	-	-	-	-	-	-	-	-	430	-	430	39	469
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	-	-	-	-	-	-	-	(13)	-	-	-	(13)	-	(13)
Componenti riclassificabili a conto economico														
Variazione del fair value derivati cash flow hedge al netto dell'effetto fiscale	-	-	-	-	-	217	-	-	-	-	-	217	-	217
Differenze cambio da conversione dei bilanci in moneta diversa dall'euro	-	-	-	-	-	-	(61)	-	-	-	-	(61)	(7)	(68)
Quota di pertinenza delle "altre componenti del conto economico complessivo" delle partecipazioni valutate con il metodo del patrimonio netto	-	-	-	-	-	-	-	-	(2)	-	-	(2)	-	(2)
Totale utile (perdita) complessivo secondo semestre 2012	-	-	-	-	-	217	(61)	(13)	(2)	430	-	571	32	603
Operazioni con gli Azionisti														
Dividendi distribuiti secondo semestre 2012	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	(23)	(23)
Cessione azioni proprie	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	7	7	-	7
Altri movimenti di patrimonio netto														
Altre variazioni	-	-	-	-	-	-	(1)	-	(4)	-	-	(5)	5	-
Totale	-	-	-	-	-	-	(1)	-	(4)	-	7	2	(18)	(16)
Saldi al 31 dicembre 2012	441	55	7	88	-	47	(43)	(13)	3.934	904	(43)	5.377	148	5.525

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 per cash flow hedge	Riserva per differenze cambio da conversione	Riserva benefici definiti per dipendenti	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 2012	441	55	7	88	-	47	(43)	(13)	3.934	904	(43)	5.377	148	5.525
Utile (perdita) primo semestre 2013	-	-	-	-	-	-	-	-	-	(575)	-	(575)	8	(567)
Altre componenti del conto economico complessivo														
Componenti riclassificabili a conto economico														
Variazione del fair value derivati cash flow hedge al netto dell'effetto fiscale	-	-	-	-	-	(96)	-	-	-	-	-	(96)	-	(96)
Differenze cambio da conversione dei bilanci in moneta diversa dall'euro	-	-	-	-	-	-	(22)	-	-	-	-	(22)	1	(21)
Totale utile (perdita) complessivo primo semestre 2013	-	-	-	-	-	(96)	(22)	-	-	(575)	-	(693)	9	(684)
Operazioni con gli Azionisti														
Dividendi distribuiti primo semestre 2013	-	-	-	-	-	-	-	-	-	(299)	-	(299)	(38)	(337)
Riporto a nuovo utile	-	-	-	-	-	-	-	-	605	(605)	-	-	-	-
Apporto interessenze terzi società Snamprogetti Engineering & Contracting Co Ltd	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	1	1
Altri movimenti di patrimonio netto														
Altre variazioni	-	-	-	-	-	1	-	-	(1)	-	-	-	-	-
Operazioni under common control	-	-	-	-	-	-	-	-	33	-	-	33	-	33
Totale	-	-	-	-	-	1	-	-	637	(904)	-	(266)	(37)	(303)
Saldi al 30 giugno 2013	441	55	7	88	-	(48)	(65)	(13)	4.571	(575)	(43)	4.418	120	4.538

Rendiconto finanziario

(milioni di euro)	Nota	Primo semestre 2012	Primo semestre 2013
Utile (perdita) del periodo di Gruppo		474	(575)
Risultato di pertinenza di terzi azionisti		15	8
Rettifiche per ricondurre l'utile del periodo al flusso di cassa da attività operativa:			
- ammortamenti	(N. 35)	324	359
- svalutazioni nette di attività materiali e immateriali	(N. 35)	21	-
- effetto valutazione con il metodo del patrimonio netto	(N. 38)	(4)	(8)
- (plusvalenze) minusvalenze nette su cessioni di attività		-	1
- interessi attivi		(5)	(2)
- interessi passivi		55	79
- imposte sul reddito	(N. 39)	199	15
- altre variazioni		(8)	(9)
Variazioni del capitale di periodo:			
- rimanenze		(850)	143
- crediti commerciali		301	21
- debiti commerciali		44	(276)
- fondi per rischi e oneri		(17)	69
- altre attività e passività		(255)	908
<i>Flusso di cassa del capitale di periodo</i>		<i>294</i>	<i>733</i>
Variazione fondo per benefici ai dipendenti		9	9
Dividendi incassati		1	1
Interessi incassati		3	3
Interessi pagati		(55)	(76)
Imposte sul reddito pagate al netto dei crediti d'imposta rimborsati		(109)	(171)
Flusso di cassa netto da attività operativa		143	499
<i>di cui verso parti correlate</i>	(N. 43)	<i>818</i>	<i>996</i>
Investimenti:			
- attività materiali	(N. 7)	(543)	(486)
- attività immateriali	(N. 8)	(5)	(6)
- partecipazioni	(N. 9)	-	-
- imprese entrate nell'area di consolidamento e rami d'azienda		-	-
- crediti finanziari		(2)	(6)
<i>Flusso di cassa degli investimenti</i>		<i>(550)</i>	<i>(498)</i>
Disinvestimenti:			
- attività materiali		2	-
- imprese uscite dall'area di consolidamento e rami d'azienda		(8)	42
- partecipazioni		-	-
- crediti finanziari		7	11
<i>Flusso di cassa dei disinvestimenti</i>		<i>1</i>	<i>53</i>
Flusso di cassa netto da attività di investimento ⁽¹⁾		(549)	(445)
<i>di cui verso parti correlate</i>	(N. 43)	<i>-</i>	<i>-</i>

segue **Rendiconto finanziario**

(milioni di euro)	Nota	Primo semestre 2012	Primo semestre 2013
Assunzione di debiti finanziari non correnti		478	1.115
Rimborsi di debiti finanziari non correnti		(53)	(495)
Incremento (decremento) di debiti finanziari correnti		481	(118)
		906	502
Dividendi pagati		(329)	(337)
Cessione di azioni proprie		22	-
Flusso di cassa netto da attività di finanziamento		599	165
<i>di cui verso parti correlate</i>	(N. 43)	922	485
Effetto delle variazioni dell'area di consolidamento		-	-
Effetto delle differenze di cambio da conversione e altre variazioni sulle disponibilità liquide ed equivalenti		14	(11)
Flusso di cassa netto del periodo		207	208
Disponibilità liquide ed equivalenti a inizio periodo	(N. 1)	1.029	1.325
Disponibilità liquide ed equivalenti a fine periodo	(N. 1)	1.236	1.533

[1] 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 2012	Primo semestre 2013
Investimenti finanziari:		
- crediti finanziari	(1)	(5)
	(1)	(5)
Disinvestimenti finanziari:		
- crediti finanziari	6	10
	6	10
Flusso di cassa netto degli investimenti/disinvestimenti relativi all'attività finanziaria	5	5

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, fatta eccezione per il prospetto del conto economico complessivo all'interno del quale, ai sensi delle nuove disposizioni dello IAS 1 "Presentazione del bilancio", le componenti del conto economico complessivo sono raggruppate sulla base della possibilità di una loro riclassifica a conto economico secondo quanto disposto dagli IFRS di riferimento (cd. reclassification adjustments).

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, a cui si fa rinvio, fatta eccezione per i principi contabili internazionali entrati in vigore a partire dal 1° gennaio 2013 illustrati nella sezione della Relazione Finanziaria Annuale 2012 "Principi contabili di recente emanazione". In particolare, con il Regolamento n. 475/2012 emesso dalla Commissione Europea in data 5 giugno 2012, è stata omologata la nuova versione dello IAS 19 "Benefici per i dipendenti" (di seguito IAS 19) che prevede, tra l'altro: (i) l'obbligo di rilevare gli utili e le perdite attuariali relativi ai piani a benefici definiti nel prospetto del conto economico complessivo, eliminando la possibilità di adottare il cd. metodo del corridoio. Gli utili e le perdite attuariali rilevati nel prospetto del conto economico complessivo non sono oggetto di successiva imputazione a conto economico; (ii) la rappresentazione nel cd. "net interest" della componente di rendimento delle attività al servizio del piano e del costo per interessi da rilevare a conto economico. Il "net interest" è determinato applicando alle passività, al netto delle attività al servizio del piano, il tasso di sconto definito per le passività. Il "net interest" dei piani a benefici definiti è rilevato tra i "Proventi (oneri) finanziari". Le nuove disposizioni dello IAS 19 sono applicate con effetto retroattivo rettificando i valori di apertura dello stato patrimoniale al 1° gennaio 2012 e i dati economici del 2012. Nel bilancio consolidato semestrale abbreviato l'applicazione delle nuove disposizioni dello IAS 19 ha comportato rispettivamente, al lordo e al netto dell'effetto fiscale: (i) una riduzione del patrimonio netto al 1° gennaio 2012 di 20 milioni e 16 milioni di euro; (ii) una riduzione del patrimonio netto al 31 dicembre 2012 di 38 milioni e 28 milioni di euro, di cui rispettivamente 19 milioni e 13 milioni di euro relativi agli utili e alle perdite attuariali 2012 rilevati nelle altre componenti del conto economico complessivo. L'effetto sul risultato economico del primo semestre 2012 è trascurabile. Per quanto sopra esposto, in aggiunta alla rappresentazione del "net interest" dei piani a benefici definiti tra i "Proventi (oneri) finanziari", in luogo della precedente rappresentazione come componente del costo lavoro, si è determinata una variazione positiva dell'utile operativo del primo semestre 2012 di 4 milioni di euro.

Inoltre, a partire dal 1° gennaio 2013 è entrato in vigore l'IFRS 13 "Valutazione del fair value" (omologato dalla Commissione Europea con Regolamento n. 1255/2012 dell'11 dicembre 2012) che definisce un framework unico per le valutazioni al fair value, richieste o consentite da parte di altri IFRS, e per l'informativa di bilancio. In particolare, il fair value è definito come il prezzo da ricevere per la vendita di un'attività (da paga-

re per il trasferimento di una passività) nell'ambito di una transazione ordinaria posta in essere tra operatori di mercato alla data della valutazione. L'applicazione delle disposizioni dell'IFRS 13 non ha prodotto effetti significativi. Le note al bilancio sono presentate in forma sintetica.

Le imposte sul reddito correnti sono calcolate sulla base della stima del reddito imponibile. I debiti e i crediti tributari per imposte 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 imprese controllate congiuntamente con altri soci, le imprese collegate e le altre partecipazioni rilevanti a norma dell'art. 126 della deliberazione Consob n. 11971 del 14 maggio 1999 e successive modificazioni 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 2013, approvato dal Consiglio di Amministrazione di Saipem nella riunione del 30 luglio 2013, è sottoposto a revisione contabile limitata da parte della Reconta Ernst & Young SpA.

La revisione contabile limitata comporta un'estensione di lavoro significativamente inferiore a quella di una revisione contabile completa svolta secondo gli statuiti 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" (inclusa nelle "Altre riserve") 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 di competenza 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 31.12.2012	Cambio al 30.06.2013	Cambio medio 2013
USA dollaro	1,3194	1,308	1,31337
Regno Unito lira sterlina	0,8161	0,8572	0,850831
Algeria dinaro	103,384	103,829	103,225
Angola kwanza	126,425	125,974	126,14
Arabia Saudita riyal	4,94838	4,90526	4,92547
Argentina peso	6,48641	7,04029	6,73098
Australia dollaro	1,2712	1,4171	1,29605
Azerbaijan manat	1,03507	1,02554	1,03011
Brasile real	2,7036	2,8899	2,66834
Canada dollaro	1,3137	1,3714	1,33409
Croazia kuna	7,5575	7,4495	7,57009
EAU dirham	4,84617	4,8042	4,8240
Egitto lira	8,37831	9,18203	8,95582
India rupia	72,56	77,721	72,2776
Indonesia rupia	12.714	12.980,4	12.786,8
Malesia ringgit	4,0347	4,134	4,0391
Nigeria naira	206,104	212,227	207,726
Norvegia corona	7,3483	7,8845	7,5209
Perù new sol	3,36777	3,63782	3,43889
Qatar riyal	4,80394	4,76232	4,78171
Repubblica Dominicana peso	53,1206	54,5354	53,8115
Romania nuovo leu	4,4445	4,4603	4,39117
Russia rublo	40,3295	42,845	40,7539
Singapore dollaro	1,6111	1,6545	1,6328
Svizzera franco	1,2072	1,2338	1,22995

Utilizzo di stime contabili

Con riferimento alla descrizione dell'utilizzo di stime contabili si fa rinvio a quanto indicato nella relazione finanziaria annuale.

Principi contabili di recente emanazione

Con riferimento alla descrizione dei principi contabili di recente emanazione, oltre a quanto indicato nella relazione finanziaria annuale a cui si rinvia, sono di seguito riportate le principali pronunce dello IASB e dell'IFRIC non ancora omologate dalla Commissione Europea.

In data 20 maggio 2013, l'IFRIC ha emesso l'interpretazione IFRIC 21 "Levies" (di seguito IFRIC 21), che definisce il trattamento contabile dei pagamenti richiesti dalle autorità pubbliche (es. contributi da versare per operare in un determinato mercato), diversi dalle imposte sul reddito, dalle multe, dalle penali. L'IFRIC 21 indica i criteri per la rilevazione della passività, stabilendo che l'evento vincolante che dà origine all'obbligazione, e pertanto alla rilevazione della liability, è rappresentato dallo svolgimento dell'attività d'impresa che, ai sensi della normativa applicabile, comporta il pagamento. Le disposizioni dell'IFRIC 21 sono efficaci a partire dagli esercizi che hanno inizio il, o dopo il, 1° gennaio 2014.

In data 29 maggio 2013, lo IASB ha emesso la modifica allo IAS 36 "Recoverable amount disclosures for non-financial assets", che integra le disclosures da fornire prevedendo: (i) l'indicazione del valore recuperabile dei singoli asset o cash-generating unit oggetto di svalutazione/ripristino di valore; (ii) un'integrazione delle informazioni da fornire nei casi in cui il valore recuperabile sia determinato sulla base del fair value al netto dei costi di dismissione. La modifica allo IAS 36 è applicabile a partire dagli esercizi che hanno inizio il, o dopo il, 1° gennaio 2014.

In data 27 giugno 2013, lo IASB ha emesso la modifica allo IAS 39 "Novation of derivatives and continuation of hedge accounting", in base alla quale non rappresenta un evento che comporta la cessazione della contabilizzazione in hedge accounting la novazione di un contratto derivato, effettuata a seguito di disposizioni normative o regolamentari, che implichi la sostituzione della controparte originaria con una controparte centrale. La modifica allo IAS 39 è applicabile a partire dagli esercizi che hanno inizio il, o dopo il, 1° gennaio 2014.

Allo stato Saipem sta analizzando i principi e le interpretazioni indicate e valutando se la loro adozione avrà un impatto significativo sul bilancio.

Area di consolidamento al 30 giugno 2013

Impresa consolidante

Ragione sociale	Sede legale	Valuta	Capitale sociale	Soci	% Possesso	% Consolidata di pertinenza Saipem	Metodo di consolidamento o criterio di valutazione (*)
Saipem SpA	San Donato Milanese	EUR	441.410.900	Eni SpA Saipem SpA Soci terzi	42,91 0,45 56,64		

Imprese controllate

Italia

Ragione sociale	Sede legale	Valuta	Capitale sociale	Soci	% Possesso	% Consolidata di pertinenza Saipem	Metodo di consolidamento o criterio di valutazione (*)
Consorzio Sapro	San Giovanni Teatino	EUR	10.329	Saipem SpA Soci terzi	51,00 49,00	51,00	Co.
Denuke Scarl	San Donato Milanese	EUR	10.000	Saipem SpA Soci terzi	55,00 45,00	55,00	C.I.
Servizi Energia Italia SpA	San Donato Milanese	EUR	291.000	Saipem SpA	100,00	100,00	C.I.
Snamprogetti Chiyoda SAS di Saipem SpA	San Donato Milanese	EUR	10.000	Saipem SpA Soci terzi	99,90 0,10	99,90	C.I.

Estero

Andromeda Consultoria Tecnica e Representações Ltda	Rio de Janeiro (Brasile)	BRL	5.494.210	Saipem SpA Snamprogetti Netherlands BV	99,00 1,00	100,00	C.I.
Boscongo sa	Pointe-Noire (Congo)	XAF	1.597.805.000	Saipem SA Soci terzi	99,99 0,01	100,00	C.I.
BOS Investment Ltd (**) (***)	New Malden - Surrey (Regno Unito)	GBP	20.000	Saipem SA	100,00	100,00	Co.
BOS-UIE Ltd (**) (***)	New Malden - Surrey (Regno Unito)	GBP	19.998	BOS Investment Ltd	100,00	100,00	Co.
Construction Saipem Canada Inc	Montreal - Quebec (Canada)	CAD	1.000	Saipem Canada Inc	100,00	100,00	C.I.
ER SAI Caspian Contractor Llc	Almaty (Kazakhstan)	KZT	1.105.930.000	Saipem International BV Soci terzi	50,00 50,00	50,00	C.I.
ERSAI Marine Llc	Almaty (Kazakhstan)	KZT	1.000.000	ER SAI Caspian Contractor Llc	100,00	50,00	C.I.
ERS - Equipment Rental & Services BV	Amsterdam (Paesi Bassi)	EUR	90.760	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.
Hazira Cryogenic Engineering & Construction Management Private Ltd	Mumbai (India)	INR	500.000	Saipem SA Soci terzi	55,00 45,00	55,00	P.N.

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

(**) Società in liquidazione.

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

Ragione sociale	Sede legale	Valuta	Capitale sociale	Soci	% Possesso	% Consolidata di pertinenza Saipem	Metodo di consolidamento o criterio di valutazione (*)
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	679.719.045	Saipem International BV	100,00	100,00	C.I.
Professional Training Center Llc	Karakiyan 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	141.815.000	Saipem International BV Saipem Asia Sdn Bhd	68,55 31,45	100,00	C.I.
SAGIO - Companhia Angolana de Gestão de Instalação Offshore Ltda	Luanda (Angola)	AOA	1.600.000	Saipem International BV Soci terzi	60,00 40,00	60,00	P.N.
Saugut 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	10.000.000	Saipem SA Saipem International BV	99,98 0,02	100,00	P.N.
Saimexicana SA de Cv	Delegacion Cuauhtemoc (Messico)	MXN	232.438.000	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 Ltda	Canical (Portogallo)	EUR	299.278.738	Saipem International BV	100,00	100,00	C.I.
Saipem America Inc	Wilmington (USA)	USD	50.000.000	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	10.661.000	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	Hassi Messaoud (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 do Brasil Serviços de Petróleo Ltda	Rio de Janeiro (Brasile)	BRL	345.081.299	Saipem International BV	100,00	100,00	C.I.
Saipem Drilling Co Private Ltd	Mumbai (India)	INR	50.273.400	Saipem International BV Saipem SA	49,73 50,27	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.

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

(**) Società in liquidazione.

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

Ragione sociale	Sede legale	Valuta	Capitale sociale	Soci	% Possesso	% Consolidata di pertinenza Saipem	Metodo di consolidamento o criterio di valutazione (*)
Saipem India Projects Ltd	Chennai (India)	INR	407.000.000	Saipem SA	100,00	100,00	C.I.
Saipem Ingeniería 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.
Saipem Luxembourg SA	Lussemburgo (Lussemburgo)	EUR	31.002	Saipem Maritime Asset Management Luxembourg Sarl Saipem (Portugal) Comércio Marítimo Sociedade Unipessoal Lda	99,99 0,01	100,00	C.I.
Saipem Maritime Asset Management Luxembourg Sarl	Lussemburgo (Lussemburgo)	USD	378.000	Saipem SpA	100,00	100,00	C.I.
Saipem Mediteran Usluge Doo (**)	Rijeka (Croazia)	HRK	1.500.000	Saipem International BV	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 Services SA	Bruxelles (Belgio)	EUR	61.500	Saipem International BV ERS - Equipment Rental & Services BV	99,98 0,02	100,00	C.I.
Saipem Singapore Pte Ltd	Singapore (Singapore)	SGD	28.890.000	Saipem SA	100,00	100,00	C.I.
Saipem UK Ltd (**)	Londra (Regno Unito)	GBP	9.705	Saipem International BV	100,00	100,00	C.I.
Saipem Ukraine Llc	Kiev (Ucraina)	EUR	106.061	Saipem International BV Saipem Luxembourg SA	99,00 1,00	100,00	C.I.
Sajer Iraq 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	100,00	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 Sarl	100,00	100,00	C.I.

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

(**) Società in liquidazione.

Ragione sociale	Sede legale	Valuta	Capitale sociale	Soci	% Possesso	% Consolidata di pertinenza Saipem	Metodo di consolidamento o criterio di valutazione (*)
Snamprogetti Ltd (**)	Londra (Regno Unito)	GBP	9.900	Snamprogetti Netherlands BV	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	92.117.340	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 International BV	100,00	100,00	C.I.

(*) C.I. = consolidamento integrale, C.P. = consolidamento proporzionale, P.N. = valutazione al patrimonio netto, Co. = valutazione al costo
(**) Società in liquidazione.

Imprese collegate e a controllo congiunto

Italia

Regione sociale	Sede legale	Valuta	Capitale sociale	Soci	% Possesso	% Consolidata di pertinenza Saipem	Metodo di consolidamento o criterio di valutazione (*)
ASG Scarl	San Donato Milanese	EUR	50.864	Saipem SpA Soci terzi	55,41 44,59	55,41	C.P.
CEPAV (Consorzio Eni per l'Alta Velocità) Uno	San Donato Milanese	EUR	51.646	Saipem SpA Soci terzi	50,36 49,64	50,36	C.P.
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.
Consorzio F.S.B.	Venezia - Marghera	EUR	15.000	Saipem SpA Soci terzi	28,00 72,00	28,00	Co.
Consorzio Libya Green Way (***)	San Donato Milanese	EUR	100.000	Saipem SpA Soci terzi	26,50 73,50	26,50	P.N.
Milano-Brescia-Verona Scarl (**)	San Donato Milanese	EUR	50.000	Saipem SpA Soci terzi	52,00 48,00	52,00	P.N.
Modena Scarl (**)	San Donato Milanese	EUR	400.000	Saipem SpA Soci terzi	59,33 40,67	59,33	C.P.
PLNG 9 Snc di Chiyoda Corp e Servizi Energia Italia SpA	San Donato Milanese	EUR	1.000	Servizi Energia Italia SpA Soci terzi	50,00 50,00	50,00	P.N.
Rodano Consortile Scarl	San Donato Milanese	EUR	250.000	Saipem SpA Soci terzi	53,57 46,43	53,57	C.P.
Rosetti Marino SpA	Ravenna	EUR	4.000.000	Saipem SA Soci terzi	20,00 80,00	20,00	P.N.

Estero

Regione sociale	Sede legale	Valuta	Capitale sociale	Soci	% Possesso	% Consolidata di pertinenza Saipem	Metodo di consolidamento o criterio di valutazione (*)
O2 PEARL Snc	Montigny le Bretonneux (Francia)	EUR	1.000	Saipem SA Soci terzi	50,00 50,00	50,00	C.P.
Barber Moss Ship Management AS	Lysaker (Norvegia)	NOK	1.000.000	Moss Maritime AS Soci terzi	50,00 50,00	50,00	P.N.
Charville - Consultores e Serviços, Lda	Funchal (Portogallo)	EUR	5.000	Saipem International BV Soci terzi	50,00 50,00	50,00	C.P.
CMS&A WII	Doha (Qatar)	QAR	500.000	Snamprogetti Netherlands BV Soci terzi	20,00 80,00	50,00	C.P.
CSC Japan Godo Kaisha (***)	Yokohama (Giappone)	JPY	3.000.000	CSC Netherlands BV	100,00	33,33	P.N.
CSC Netherlands BV (***)	Amsterdam (Paesi Bassi)	EUR	300.000	Saipem International BV Soci terzi	33,33 66,67	33,33	P.N.
CSC Western Australia Pty Ltd (***)	Perth (Australia)	AUD	30.000	CSC Netherlands BV	100,00	33,33	P.N.
Dalia Floater Angola Snc (**)	Paris la Défense (Francia)	EUR	0	Saipem SA Soci terzi	27,50 72,50	27,50	C.P.
Fertilizantes Nitrogenados de Oriente CEC	Caracas (Venezuela)	VEB	9.667.827.216	Snamprogetti Netherlands BV Soci terzi	20,00 80,00	20,00	P.N.

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

(**) Società in liquidazione.

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

Ragione sociale	Sede legale	Valuta	Capitale sociale	Soci	% Possesso	% Consolidata di pertinenza Saipem	Metodo di consolidamento o criterio di valutazione (*)
Fertilizantes Nitrogenados de Oriente SA	Caracas (Venezuela)	VEB	286.549	Snamprogetti Netherlands BV Soci terzi	20,00 80,00	20,00	P.N.
FPSO Mystras (Nigeria) Ltd (**)	Victoria Island - Lagos (Nigeria)	NGN	15.000.000	FPSO Mystras - Produção de Petróleo Lda	100,00	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	C.P.
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	C.P.
ODE North Africa Llc	Maadi - Cairo (Egitto)	EGP	100.000	Offshore Design Engineering Ltd	100,00	50,00	P.N.
Offshore Design Engineering Ltd	Kingston - upon Thames (Regno Unito)	GBP	100.000	Saipem SA Soci terzi	50,00 50,00	50,00	C.P.
Petromar Lda	Luanda (Angola)	USD	357.143	Saipem SA Soci terzi	70,00 30,00	70,00	C.P.
RPCO Enterprises Ltd (**)	Nicosia (Cipro)	EUR	17.100	Snamprogetti Netherlands BV Soci terzi	50,00 50,00	50,00	C.P.
Sabella SAS	Quimper (Francia)	EUR	37.000	Sofresid Engineering SA Soci terzi	32,50 67,50	32,50	P.N.
Saibos Akogep Snc	Montigny le Bretonneux (Francia)	EUR	39.000	Saipem SA Soci terzi	70,00 30,00	70,00	C.P.
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	C.P.
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	C.P.
Sairus Llc	Krasnodar (Federazione Russa)	RUB	83.603.800	Saipem International BV Soci terzi	50,00 50,00	50,00	C.P.
Servicios de Construcciones Caucedo SA (**)	Santo Domingo (Repubblica Dominicana)	DOP	100.000	Saipem SA Soci terzi	49,70 50,30	49,70	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	C.P.
Southern Gas Constructors Ltd	Lagos (Nigeria)	NGN	10.000.000	Saipem International BV Soci terzi	50,00 50,00	50,00	C.P.
SPF - TKP Omifpro Snc	Parigi (Francia)	EUR	50.000	Saipem SA Soci terzi	50,00 50,00	50,00	C.P.
Sud-Soyo Urban Development Lda	Soyo (Angola)	AOA	20.000.000	Saipem SA Soci terzi	49,00 51,00	49,00	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.
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.

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

(**) Società in liquidazione.

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

Ragione sociale	Sede legale	Valuta	Capitale sociale	Soci	% Possesso	% Consolidata di pertinenza Saipem	Metodo di consolidamento o criterio di valutazione (*)
TMBYS SAS	Guyancourt (Francia)	EUR	30.000	Saipem SA Soci terzi	33,33 66,67	33,33	C.P.
TSGI Mühendislik İnşaat Ltd Şirket	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.

Le società partecipate sono 119 di cui: 62 consolidate con il metodo integrale, 21 con il metodo proporzionale, 32 valutate con il metodo del patrimonio netto e 4 valutate al costo.

Al 30 giugno 2013 le imprese di Saipem SpA sono così ripartite:

	Controllate			Collegate e joint venture		
	Italia	Estero	Totale	Italia	Estero	Totale
Imprese controllate e loro partecipazioni	3	59	62	4	17	21
Consolidate con il metodo integrale	3	59	62	-	-	-
Consolidate con il metodo proporzionale	-	-	-	4	17	21
Partecipazioni di imprese consolidate ⁽¹⁾	1	7	8	6	22	28
Valutate con il criterio del patrimonio netto	-	5	5	5	22	27
Valutate con il criterio del costo	1	2	3	1	-	1
Totale imprese	4	66	70	10	39	49

(1) Le partecipazioni di imprese controllate valutate con il metodo del patrimonio netto e 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, C.P. = consolidamento proporzionale, P.N. = valutazione al patrimonio netto, Co. = valutazione al costo

Variazioni dell'area di consolidamento

Nel corso dei primi sei mesi del 2013 non sono intervenute variazioni significative nell'area di consolidamento del Gruppo rispetto alla relazione finanziaria annuale. Le variazioni intervenute sono esposte nel seguito in ordine di accadimento.

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

- la società **Saipem Qatar Llc**, precedentemente valutata con il metodo del patrimonio netto, è stata cancellata dal Registro delle Imprese;
- è stata costituita la società **Snamprogetti Engineering & Contracting Co Ltd**, con sede in Arabia Saudita, consolidata con il metodo integrale;
- è stata costituita la società **SAIMEP Lda**, con sede in Mozambico, valutata con il metodo del patrimonio netto;
- è stata costituita la società **CSC Western Australia Pty Ltd**, con sede in Australia, valutata con il metodo del patrimonio netto;
- è stata costituita la società **CSC Japan Godo Kaisha**, con sede in Giappone, valutata con il metodo del patrimonio netto;
- la società **Dalia Floater Angola Snc**, consolidata con il metodo proporzionale, è stata posta in liquidazione;
- la società **Bonny Project Management Co Ltd**, precedentemente valutata con il metodo del patrimonio netto, è stata cancellata dal Registro delle Imprese;
- la società **Saipem Ingenieria y Construcciones SLU**, precedentemente valutata con il metodo del patrimonio netto, è stata consolidata con il metodo integrale;
- è stata costituita la società **TSGI Mühendislik İnşaat Ltd Şirket**, con sede in Turchia, valutata con il metodo del patrimonio netto;
- la società **Varisal - Serviços de Consultadoria e Marketing, Unipessoal Lda**, precedentemente consolidata con il metodo integrale, è stata cancellata dal Registro delle Imprese.

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

- la società Snamprogetti Canada Inc, consolidata con il metodo integrale, ha cambiato la denominazione sociale in **Saipem Canada Inc**.

Attività correnti

1 Disponibilità liquide ed equivalenti

Le disponibilità liquide ed equivalenti di 1.533 milioni di euro aumentano di 208 milioni di euro rispetto al 31 dicembre 2012 (1.325 milioni di euro).

Le disponibilità liquide di fine periodo, denominate in euro per il 31%, in dollari USA per il 52% e in altre valute per il 17%, hanno trovato remunerazione a un tasso medio dello 0,227% e sono riferibili per 807 milioni di euro (642 milioni di euro al 31 dicembre 2012) a depositi presso società finanziarie del Gruppo Eni. La voce include denaro e valori in cassa per 6 milioni di euro (5 milioni di euro al 31 dicembre 2012).

Le disponibilità presso due conti correnti della controllata Saipem Contracting Algérie SpA (per un totale di 83 milioni di euro equivalenti al 30 giugno 2013) sono oggetto, dal febbraio 2010, di un blocco temporaneo dei movimenti bancari a seguito di un'investigazione su terzi. Rispetto alla situazione al 31 dicembre 2012 (74 milioni di euro equivalenti), l'incremento di 9 milioni di euro è dovuto a incassi ricevuti a fronte di avanzamento lavori accettati dal cliente.

La controllata Saipem SA ha aperto nel giugno 2012 un conto corrente vincolato (escrow account) sul quale ha depositato la somma di 10 milioni di euro equivalenti, vincolati alla risoluzione di una disputa con un cliente.

Le disponibilità esistenti al 30 giugno 2013 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)	31.12.2012	30.06.2013
Italia	64	106
Resto d'Europa	827	1.043
CSI	156	104
Middle East	41	72
Far East	26	15
Africa Settentrionale	92	97
Africa Occidentale e Resto Africa	59	64
Americhe	60	32
Totale	1.325	1.533

2 Crediti commerciali e altri crediti

I crediti commerciali e altri crediti di 3.158 milioni di euro (3.252 milioni di euro al 31 dicembre 2012) si analizzano come segue:

(milioni di euro)	31.12.2012	30.06.2013
Crediti commerciali	2.582	2.555
Crediti finanziari strumentali all'attività operativa	3	2
Crediti finanziari non strumentali all'attività operativa	79	75
Acconti per servizi	384	373
Altri crediti	204	153
Totale	3.252	3.158

I crediti sono esposti al netto del fondo svalutazione di 117 milioni di euro.

(milioni di euro)	31.12.2012	Accantonamenti	Utilizzi	Differenze di cambio da conversione	Altre variazioni	30.06.2013
Crediti commerciali	89	8	(1)	-	(2)	94
Altri crediti	23	-	-	-	-	23
Totale	112	8	(1)	-	(2)	117

I crediti commerciali di 2.555 milioni di euro diminuiscono di 27 milioni di euro rispetto al 31 dicembre 2012.

Al 30 giugno 2013 sono in essere operazioni di cessione pro-soluto senza notifica di crediti commerciali, anche non scaduti, per un importo di 184 milioni di euro. Saipem provvede alla gestione degli incassi dei crediti ceduti e al trasferimento delle somme ricevute al factor.

I crediti commerciali comprendono ritenute in garanzia per lavori in corso su ordinazione per 190 milioni di euro (183 milioni di euro al 31 dicembre 2012), di cui 82 milioni di euro scadenti entro l'esercizio e 108 milioni di euro scadenti oltre l'esercizio.

I crediti finanziari strumentali all'attività operativa di 2 milioni di euro (3 milioni di euro al 31 dicembre 2012) si riferiscono principalmente al credito vantato da Saipem SpA verso Serfactoring SpA.

I crediti finanziari non strumentali all'attività operativa di 75 milioni di euro (79 milioni di euro al 31 dicembre 2012) si riferiscono principalmente al credito finanziario vantato da Saipem America Inc verso Eni Finance USA Inc per 45 milioni di euro e al deposito cauzionale effettuato da Snamprogetti Netherlands BV relativo alla vicenda TSKJ per 25 milioni di euro (per una trattazione completa si rimanda alla sezione "Contenziosi").

I crediti verso imprese a controllo congiunto, per la parte non consolidata, sono pari a 63 milioni di euro (105 milioni di euro al 31 dicembre 2012) e si riferiscono principalmente alle società CEPAV (Consorzio Eni per l'Alta Velocità) Uno e Petromar Lda.

Gli altri crediti di 153 milioni di euro si analizzano come segue:

(milioni di euro)	31.12.2012	30.06.2013
Crediti verso:		
- compagnie di assicurazione	53	10
- personale	30	47
Depositi cauzionali	11	12
Altri crediti	110	84
Totale	204	153

I crediti commerciali e gli altri crediti verso parti correlate ammontano a 767 milioni di euro (948 milioni di euro al 31 dicembre 2012) e 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.

3 Rimanenze

Le rimanenze di 2.233 milioni di euro (2.332 milioni di euro al 31 dicembre 2012) si analizzano come segue:

(milioni di euro)	31.12.2012	30.06.2013
Materie prime, sussidiarie e di consumo	477	516
Lavori in corso su ordinazione	1.855	1.717
Totale	2.332	2.233

Le rimanenze sono esposte al netto del fondo svalutazione di 5 milioni di euro.

(milioni di euro)	31.12.2012	Accantonamenti	Utilizzi	Altre variazioni	30.06.2013
Fondo svalutazioni rimanenze	10	2	(7)	-	5
	10	2	(7)	-	5

La voce "Lavori in corso su ordinazione" è determinato 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.

La variazione dei lavori in corso su ordinazione è principalmente ascrivibile alla revisione dei risultati di progetti in corso di esecuzione.

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".

4 Attività per imposte sul reddito correnti

Le attività per imposte sul reddito correnti di 231 milioni di euro (238 milioni di euro al 31 dicembre 2012) si analizzano come segue:

(milioni di euro)	31.12.2012	30.06.2013
Amministrazione finanziaria italiana	75	97
Amministrazioni finanziarie estere	163	134
Totale	238	231

5 Attività per altre imposte correnti

Le attività per altre imposte correnti di 311 milioni di euro (271 milioni di euro al 31 dicembre 2012) si analizzano come segue:

(milioni di euro)	31.12.2012	30.06.2013
Amministrazione finanziaria italiana	85	110
Amministrazioni finanziarie estere	186	201
Totale	271	311

6 Altre attività correnti

Le altre attività di 234 milioni di euro (388 milioni di euro al 31 dicembre 2012) si analizzano come segue:

(milioni di euro)	31.12.2012	30.06.2013
Fair value su contratti derivati qualificati di copertura	150	40
Fair value su contratti derivati non qualificati di copertura	39	31
Altre attività	199	163
Totale	388	234

Al 30 giugno 2013 la valutazione del fair value su contratti derivati ha evidenziato un plusvalore pari a 71 milioni di euro (189 milioni di euro al 31 dicembre 2012).

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 2013 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, suddivisi per tipologia, è la seguente:

(milioni di euro)	Attivo 31.12.2012			Attivo 30.06.2013		
	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	-			9		
. vendite	162			46		
Totale	162			55		
- contratti a termine su valute (componente Forward)						
. acquisti	3			(1)		
. vendite	(11)			(14)		
Totale	(8)	347	6.277	(15)	443	2.880
- contratti a termine su merci (componente Forward)						
. acquisti	-	-	-	-	-	-
Totale	-	-	-	-	-	-
Totale contratti derivati qualificati di copertura	154	347	6.277	40	443	2.880
2) Contratti derivati non qualificati di copertura:						
- contratti a termine su valute (componente Spot)						
. acquisti	5			17		
. vendite	36			20		
Totale	41			37		
- contratti a termine su valute (componente Forward)						
. acquisti	(1)			(2)		
. vendite	(1)			(4)		
Totale	(2)	737	1.777	(6)	450	941
- contratti a termine su merci (componente Forward)						
. vendite	-	-	-	-	-	-
Totale	-	-	-	-	-	-
Totale contratti derivati non qualificati di copertura	39	737	1.777	31	450	941
Totale	193	1.084	8.054	71	893	3.821

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 2013 sono previsti in un arco temporale fino al 2014.

Nel corso del primo semestre del 2013 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 2013 ammonta a 40 milioni di euro (154 milioni di euro al 31 dicembre 2012). A fronte di tali derivati, la componente spot, pari a 55 milioni di euro (162 milioni di euro al 31 dicembre 2012), è stata sospesa nella riserva di hedging per un importo di 52 milioni di euro (150 milioni di euro al 31 dicembre 2012) e contabilizzata nei proventi e oneri finanziari per 3 milioni di euro (12 milioni di euro al 31 dicembre 2012), mentre la componente forward, non designata come strumento di copertura, è stata contabilizzata nei proventi e oneri finanziari per 15 milioni di euro (8 milioni di euro al 31 dicembre 2012).

Il fair value passivo su contratti derivati qualificati di copertura al 30 giugno 2013, indicato alla nota 17 "Altre passività correnti" e alla nota 22 "Altre passività non correnti", ammonta a 127 milioni di euro (61 milioni di euro al 31 dicembre 2012). A fronte di tali derivati, la componente spot, pari a 103 milioni di euro, è stata sospesa nella riserva di hedging per un importo di 97 milioni di euro (60 milioni di euro al 31 dicembre 2012) e contabilizzata nei proventi e oneri finanziari per 6 milioni di euro (8 milioni di euro al 31 dicembre 2012), mentre la componente forward è stata contabilizzata nei proventi e oneri finanziari per 24 milioni di euro (proventi per 7 milioni di euro al 31 dicembre 2012).

Nel corso del primo semestre del 2013 i costi e ricavi della gestione caratteristica sono stati rettificati per un importo netto positivo di 14 milioni di euro a fronte delle coperture effettuate. Si evidenzia inoltre che un importo di 1 milione di euro è stato contabilizzato a decremento del costo di costruzione di attività materiali.

Le altre attività ammontano al 30 giugno 2013 a 163 milioni di euro, con un decremento di 36 milioni di euro rispetto al 31 dicembre 2012, 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

7 Immobili, impianti e macchinari

Gli immobili, impianti e macchinari di 8.389 milioni di euro (8.254 milioni di euro al 31 dicembre 2012) si analizzano come segue:

(milioni di euro)	Valore lordo al 31.12.2012	Fondo ammortamento e svalutazione al 31.12.2012	Valore netto al 31.12.2012	Investimenti	Ammortamenti	Svalutazioni	Cessione ramo aziendale	Dimissioni	Differenze cambio	Altre variazioni	Saldo finale netto al 30.06.2013	Saldo finale lordo al 30.06.2013	Fondo ammortamento e svalutazione al 30.06.2013
Immobili, impianti e macchinari	12.729	4.475	8.254	486	(354)	-	(2)	(1)	6	-	8.389	13.189	4.800
Totale	12.729	4.475	8.254	486	(354)	-	(2)	(1)	6	-	8.389	13.189	4.800

Gli investimenti del primo semestre 2013 ammontano a 486 milioni di euro (543 milioni di euro nel primo semestre 2012) e sono riferiti alle attività E&C Offshore (210 milioni di euro), Drilling Onshore (126 milioni di euro), E&C Onshore (87 milioni di euro) e Drilling Offshore (63 milioni di euro).

In particolare, gli investimenti più rilevanti effettuati nel periodo sono stati:

- per l'attività E&C Offshore l'ultimazione dei lavori di approntamento di un nuovo pipelayer, il proseguimento delle attività di costruzione della nuova base in Brasile, oltre a interventi di mantenimento e upgrading di mezzi esistenti;
- per l'attività E&C Onshore l'acquisto di equipment e strutture per la base in Canada, nonché al mantenimento dell'asset base;
- per l'attività Drilling Offshore i lavori di rimessa in classe della piattaforma semisommersibile Scarabeo 5, oltre a interventi di mantenimento e upgrading sui mezzi esistenti;
- per l'attività Drilling Onshore l'approntamento di cinque nuovi impianti destinati a operare in Arabia Saudita, nonché all'upgrading dell'asset base.

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 positive per 6 milioni di euro e si riferiscono principalmente a imprese la cui valuta funzionale è il dollaro USA.

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 2013 garanzie reali.

Il totale degli impegni su investimenti in corso di esecuzione alla data del 30 giugno 2013 ammonta a 284 milioni di euro (347 milioni di euro al 31 dicembre 2012), come indicato nel paragrafo "Gestione dei rischi d'impresa" della "Relazione intermedia sulla gestione".

Il valore netto contabile al 30 giugno 2013 del jack-up Perro Negro 6, affondato il 1° luglio 2013 presso la foce del fiume Congo, è pari a 111 milioni di euro.

Leasing finanziario

Non sono in essere contratti di leasing finanziario.

8 Attività immateriali

Le attività immateriali di 756 milioni di euro (756 milioni di euro al 31 dicembre 2012) si analizzano come segue:

(milioni di euro)	Valore lordo al 31.12.2012	Fondo ammortamento e svalutazione al 31.12.2012	Valore netto al 31.12.2012	Investimenti	Ammortamenti	Svalutazioni	Ripristini di valore	Dimissioni	Differenze cambio	Altre variazioni	Saldo finale netto al 30.06.2013	Saldo finale lordo al 30.06.2013	Fondo ammortamento e svalutazione al 30.06.2013
Attività immateriali a vita utile definita	162	137	25	6	(5)	-	-	-	-	-	26	168	142
Altre attività immateriali a vita utile indefinita	731	-	731	-	-	-	-	-	(1)	-	730	730	-
Totale	893	137	756	6	(5)	-	-	-	(1)	-	756	898	142

Il goodwill di 730 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), del Gruppo Moss Maritime (15 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)	30.06.2013
E&C Offshore	415
E&C Onshore	315
Totale	730

Il peggioramento della gestione legato all'andamento del mercato dei servizi di costruzione che hanno determinato una revisione delle stime dei margini di importanti commesse sulla cui base il management ha rivisto la previsione di utili per il 2013 potrebbero costituire un impairment indicator; pertanto è stata eseguita la verifica della recuperabilità del valore di libro delle due CGU compreso il goodwill allocato.

Il valore recuperabile delle due cash generating unit in oggetto è determinato sulla base del valore d'uso ottenuto attualizzando i flussi di cassa futuri generati da ciascuna cash generating unit.

La base di previsione dei flussi di cassa è il Piano Strategico 2013-2016 approvato dagli amministratori nel mese di gennaio 2013, aggiornato per riflettere sostanzialmente l'impatto del peggioramento di alcuni grossi progetti in corso sugli anni di Piano e tenendo conto dell'aggiornamento dei risultati attesi nella seconda metà del 2013.

Il valore d'uso è determinato attualizzando i flussi di cassa futuri al netto delle imposte con un tasso di sconto pari al 7,8% (invariato rispetto al 2012). 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.

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 ante imposte.

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

(milioni di euro)	E&C Offshore	E&C Onshore	Totale
Goodwill	415	315	730
Eccedenza del valore recuperabile sul valore di libro	3.584	3.882	7.466

Le assunzioni più rilevanti ai fini della stima del valore recuperabile delle CGU, che eccede quello di libro, riguardano il risultato operativo, il tasso di attualizzazione dei flussi e il tasso di crescita terminale degli stessi.

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

- una riduzione del 47% del risultato operativo;
- l'utilizzo di un tasso di attualizzazione del 12,8%;
- l'utilizzo di un tasso di crescita terminale dei flussi di cassa negativo.

L'eccedenza del valore recuperabile rispetto al valore di libro della cash generating unit E&C Onshore compreso il goodwill allocato si azzera solamente al verificarsi di variazioni ancora più elevate rispetto a quelle della cash generating unit E&C Offshore.

9 Partecipazioni valutate con il metodo del patrimonio netto

Le partecipazioni valutate con il metodo del patrimonio netto di 123 milioni di euro (116 milioni di euro al 31 dicembre 2012) 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	Altre variazioni	Valore finale netto	Fondo svalutazione
31.12.2012											
Partecipazioni in imprese collegate	109	1	(1)	9	-	(2)	-	-	-	116	-
Totale	109	1	(1)	9	-	(2)	-	-	-	116	-
30.06.2013											
Partecipazioni in imprese collegate	116	-	-	8	-	(1)	-	-	-	123	-
Totale	116	-	-	8	-	(1)	-	-	-	123	-

Le partecipazioni in imprese controllate e collegate sono dettagliate nel paragrafo “Area di consolidamento al 30 giugno 2013”.

I proventi netti da valutazione con il metodo del patrimonio netto di 8 milioni di euro riguardano principalmente il risultato di periodo delle società KWANDA Suporte Logistico Lda (4 milioni di euro), Rosetti Marino SpA (2 milioni di euro) e altre società per 2 milioni di euro.

Il decremento per dividendi di 1 milione di euro riguarda principalmente la società Rosetti Marino SpA.

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 31.12.2012	Valore netto al 30.06.2013
Fertilizantes Nitrogenados de Oriente CEC	20,00	68	68
Rosetti Marino SpA	20,00	29	31
Altre		19	24
Totale collegate		116	123

La società venezuelana Fertilizantes Nitrogenados de Oriente CEC è stata oggetto nel mese di ottobre 2010 di un decreto di esproprio dei beni; è prevista dalla legge venezuelana una procedura per la successiva definizione di un indennizzo attraverso una negoziazione tra le parti. Nel corso degli ultimi mesi Snamprogetti Netherlands BV ha negoziato un accordo d'indennizzo per il suo investimento in Fertinitro ed è ora vicina a un accordo finale, che prevede il pagamento dell'indennizzo stesso entro tre mesi circa dalla firma dell'accordo. A questo stadio delle negoziazioni non riteniamo di dubitare che l'accordo d'indennizzo sia concluso come discusso tra le parti. Sulla base dell'accordo in fase di finalizzazione, riteniamo giustificato mantenere il valore della partecipazione.

10 Altre attività finanziarie

Al 30 giugno 2013 le altre attività finanziarie a lungo termine ammontano a 1 milione di euro (1 milione di euro al 31 dicembre 2012) e si riferiscono a crediti finanziari non strumentali all'attività operativa vantati dalla società Sofresid SA.

11 Attività per imposte anticipate

Le attività per imposte anticipate di 112 milioni di euro (97 milioni di euro al 31 dicembre 2012) sono indicate al netto delle passività per imposte differite compensabili.

(milioni di euro)	31.12.2012	Accantonamenti (Utilizzi)	Differenze di cambio e altre variazioni	30.06.2013
Attività per imposte anticipate	97	112	(97)	112
Totale	97	112	(97)	112

La voce “Differenze di cambio e altre variazioni”, negativa per 97 milioni di euro, comprende: (i) la compensazione a livello di singola impresa delle imposte anticipate con le passività per imposte differite (negativa per 104 milioni di euro); (ii) differenze di cambio da conversione (negative per 2 milioni di euro); (iii) la rilevazione (positiva per 6 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); (iv) altre variazioni (positive per 3 milioni di euro).

12 Altre attività non correnti

Le altre attività non correnti di 162 milioni di euro (174 milioni di euro al 31 dicembre 2012) si analizzano come segue:

(milioni di euro)	31.12.2012	30.06.2013
Fair value su contratti derivati qualificati di copertura	4	-
Altri crediti	10	15
Altre attività non correnti	160	147
Totale	174	162

L'ammontare del fair value dei derivati qualificati come di copertura si riferisce ai contratti su rischio tasso di cambio. Le altre attività non correnti includono prevalentemente costi di competenza di periodi futuri.

Passività correnti

13 Passività finanziarie a breve termine

Le passività finanziarie a breve termine di 1.611 milioni di euro (1.740 milioni di euro al 31 dicembre 2012) si analizzano come segue:

(milioni di euro)	31.12.2012	30.06.2013
Banche	210	176
Altri finanziatori	1.530	1.435
Totale	1.740	1.611

Le passività finanziarie a breve termine diminuiscono di 129 milioni di euro.

Le quote a breve di passività finanziarie a lungo termine di 356 milioni di euro (400 milioni di euro al 31 dicembre 2012) sono commentate alla nota 18 "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)		31.12.2012			30.06.2013		
		Importo	Tasso %		Importo	Tasso %	
Società erogante	Valuta		da	a		da	a
Eni SpA	Euro	1.340	3,315	3,315	1.057	3,315	3,315
Serfactoring SpA	Euro	10	-	-	-	-	-
Eni Finance International SA	Euro	12	0,352	2,102	27	0,720	2,220
Eni Finance International SA	Dollaro USA	161	0,859	2,259	313	0,845	2,345
Eni Finance International SA	Dollaro Australiano	-	-	-	29	3,400	3,400
Terzi	Dollaro USA	7	0,859	1,608	9	0,845	1,595
Terzi	Altre	210	variabile		176	variabile	
Totale		1.740			1.611		

Al 30 giugno 2013 Saipem dispone di linee di credito non utilizzate per 1.657 milioni di euro (1.704 milioni di euro al 31 dicembre 2012). Le commissioni di mancato utilizzo non sono significative.

Al 30 giugno 2013 non vi sono inadempimenti di clausole o violazioni contrattuali connesse a contratti di finanziamento.

Le passività finanziarie a breve termine verso parti correlate sono dettagliate alla nota 43 "Rapporti con parti correlate".

14 Debiti commerciali e altri debiti

I debiti commerciali e altri debiti di 5.452 milioni di euro (4.982 milioni di euro al 31 dicembre 2012) si analizzano come segue:

(milioni di euro)	31.12.2012	30.06.2013
Debiti commerciali	2.962	2.681
Acconti e anticipi	1.700	2.365
Altri debiti	320	406
Totale	4.982	5.452

I debiti commerciali di 2.681 milioni di euro diminuiscono di 281 milioni di euro rispetto al 31 dicembre 2012.

Gli acconti e anticipi di 2.365 milioni di euro (1.700 milioni di euro al 31 dicembre 2012) 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 1.106 milioni di euro (809 milioni di euro al 31 dicembre 2012) e altri anticipi ricevuti dalla Capogruppo e da alcune controllate estere a fronte di contratti in corso di esecuzione per 1.259 milioni di euro (891 milioni di euro al 31 dicembre 2012).

I debiti commerciali verso parti correlate ammontano a 260 milioni di euro (177 milioni di euro al 31 dicembre 2012) e sono dettagliati alla nota 43 "Rapporti con parti correlate".

I debiti verso imprese a controllo congiunto, per la parte non consolidata, sono pari a 14 milioni di euro (11 milioni di euro al 31 dicembre 2012) e si riferiscono principalmente alla società CEPV (Consorzio Eni per l'Alta Velocità) Uno.

Gli altri debiti di 406 milioni di euro si analizzano come segue:

(milioni di euro)	31.12.2012	30.06.2013
Debiti verso:		
- personale	153	218
- istituti di previdenza e di sicurezza sociale	65	49
- compagnie di assicurazione	7	11
- creditori diversi per acconti	34	20
- consulenti e professionisti	3	2
- amministratori e sindaci	1	-
Altri debiti	57	106
Totale	320	406

Gli altri debiti verso parti correlate sono indicati alla nota 43 "Rapporti con parti correlate".

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.

15 Passività per imposte sul reddito correnti

Le passività per imposte sul reddito correnti di 195 milioni di euro (250 milioni di euro al 31 dicembre 2012) si analizzano come segue:

(milioni di euro)	31.12.2012	30.06.2013
Amministrazione finanziaria italiana	1	7
Amministrazioni finanziarie estere	249	188
Totale	250	195

16 Passività per altre imposte correnti

Le passività per altre imposte correnti di 135 milioni di euro (129 milioni di euro al 31 dicembre 2012) si analizzano come segue:

(milioni di euro)	31.12.2012	30.06.2013
Amministrazione finanziaria italiana	15	7
Amministrazioni finanziarie estere	114	128
Totale	129	135

17 Altre passività correnti

Le altre passività di 216 milioni di euro (93 milioni di euro al 31 dicembre 2012) si analizzano come segue:

(milioni di euro)	31.12.2012	30.06.2013
Fair value su contratti derivati qualificati di copertura	60	126
Fair value su contratti derivati non qualificati di copertura	29	25
Altre passività	4	65
Totale	93	216

Al 30 giugno 2013 la valutazione del fair value su contratti derivati ha evidenziato una passività pari a 151 milioni di euro (89 milioni di euro al 31 dicembre 2012).

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)	31.12.2012	30.06.2013
Iscrizione fair value attivo su contratti derivati	193	71
Iscrizione fair value passivo su contratti derivati	(90)	(152)
Totale	103	(81)

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 2013 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 passività relative al calcolo del fair value su contratti derivati, comprensiva della quota non corrente commentata alla nota 22 "Altre passività non correnti", suddivisi per tipologia è la seguente:

(milioni di euro)	Passivo 31.12.2012			Passivo 30.06.2013		
	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	65			96		
. vendite	3			7		
Totale	68	-	-	103	-	-
- contratti a termine su valute (componente Forward)						
. acquisti	(7)			(7)		
. vendite	-			30		
Totale	(7)	2.519	276	23	2.280	3.597
- contratti a termine su merci (componente Forward)						
. acquisti	-	-		1	-	
Totale	-	10	-	1	13	-
Totale contratti derivati qualificati di copertura	61	2.529	276	127	2.293	3.597
2) Contratti derivati non qualificati di copertura:						
- contratti a termine su valute (componente Spot)						
. acquisti	28			17		
. vendite	1			3		
Totale	29	-	-	20	-	-
- contratti a termine su valute (componente Forward)						
. acquisti	(1)			1		
. vendite	1			4		
Totale	-	1.422	258	5	1.215	920
- contratti a termine su merci (componente Forward)						
. acquisti	-	-		-	-	
. vendite	-	-		-	-	
Totale	-	-	-	-	-	-
Totale contratti derivati non qualificati di copertura	29	1.422	258	25	1.215	920
Totale	90	3.951	534	152	3.508	4.517

Per l'analisi complessiva del fair value sui derivati di copertura si rimanda alla nota 6 "Altre attività correnti" e alla nota 22 "Altre passività non correnti". Le altre passività ammontano a 65 milioni di euro (4 milioni di euro al 31 dicembre 2012).

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

Passività non correnti

18 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 4.568 milioni di euro (3.943 milioni di euro al 31 dicembre 2012), si analizzano come segue:

(milioni di euro)	31.12.2012			30.06.2013		
	Quote a breve termine	Quote a lungo termine	Totale	Quote a breve termine	Quote a lungo termine	Totale
Banche	1	200	201	3	241	244
Altri finanziatori	399	3.343	3.742	353	3.971	4.324
Totale	400	3.543	3.943	356	4.212	4.568

Le passività finanziarie non correnti sono di seguito evidenziate con le relative scadenze:

(milioni di euro)							
Tipo	Scadenza	2014	2015	2016	2017	Oltre	Totale
Banche	2015-2016	-	200	41	-	-	241
Altri finanziatori	2014-2024	1.241	502	597	488	1.143	3.971
Totale		1.241	702	638	488	1.143	4.212

Le passività finanziarie a lungo termine di 4.212 milioni di euro aumentano di 669 milioni di euro rispetto al valore al 31 dicembre 2012 (3.543 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	31.12.2012			30.06.2013			
			Importo	Tasso %		Importo	Tasso %		
				da	a		da	a	
Eni SpA	Euro	2013-2018	843	1,109	4,950	1.038	1,123	4,950	
Eni Finance International SA	Euro	2013-2024	1.766	0,562	5,970	2.513	0,580	5,970	
Eni Finance International SA	Dollaro USA	2013-2016	1.133	0,759	5,100	773	0,745	5,100	
Terzi	Euro	2013-2016	201	3,315	3,315	244	3,315	3,315	
Totale			3.943			4.568			

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 4.417 milioni di euro (3.862 milioni di euro al 31 dicembre 2012) ed è stato determinato sulla base del valore attuale dei flussi di cassa futuri adottando tassi di attualizzazione compresi tra i seguenti intervalli:

(%)	2012	2013
Euro	0,19-1,76	0,35-2,13
Dollaro USA	0,21-0,54	0,29-0,62

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 675 milioni di euro con scadenza nel 2018.

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)	31.12.2012			30.06.2013		
	Correnti	Non correnti	Totale	Correnti	Non correnti	Totale
A. Disponibilità liquide ed equivalenti	1.325	-	1.325	1.533	-	1.533
B. Titoli disponibili per la vendita e da mantenere fino alla scadenza	-	-	-	-	-	-
C. Liquidità (A+B)	1.325	-	1.325	1.533	-	1.533
D. Crediti finanziari	79	-	79	75	-	75
E. Passività finanziarie a breve termine verso banche	210	-	210	176	-	176
F. Passività finanziarie a lungo termine verso banche	1	200	201	3	241	244
G. Passività finanziarie a breve termine verso entità correlate	1.523	-	1.523	1.426	-	1.426
H. Passività finanziarie a lungo termine verso entità correlate	399	3.343	3.742	353	3.971	4.324
I. Altre passività finanziarie a breve termine	7	-	7	9	-	9
L. Altre passività finanziarie a lungo termine	-	-	-	-	-	-
M. Indebitamento finanziario lordo (E+F+G+H+I+L)	2.140	3.543	5.683	1.967	4.212	6.179
N. Posizione finanziaria netta come da comunicazione Consob n. DEM/6064293/2006 (M-C-D)	736	3.543	4.279	359	4.212	4.571
O. Crediti finanziari non correnti	-	1	1	-	1	1
P. Indebitamento finanziario netto (N-O)	736	3.542	4.278	359	4.211	4.570

L'indebitamento finanziario netto non include il fair value su contratti derivati indicato nella nota 6 "Altre attività correnti", nella nota 17 "Altre passività correnti" e nella nota 22 "Altre passività non correnti".

Le disponibilità liquide includono 83 milioni di euro equivalenti depositati su conti correnti temporaneamente bloccati e 10 milioni di euro equivalenti su un escrow account come indicato alla nota 1 "Disponibilità liquide ed equivalenti".

19 Fondi per rischi e oneri

I fondi per rischi e oneri di 241 milioni di euro (163 milioni di euro al 31 dicembre 2012) si analizzano come segue:

(milioni di euro)	Saldo iniziale	Accantonamenti	Utilizzi	Altre variazioni	Saldo finale
31.12.2012					
Fondo per imposte	64	4	(13)	(11)	44
Fondo rischi per contenziosi	29	5	(9)	3	28
Fondo copertura perdite di imprese partecipate	8	-	(8)	-	-
Altri fondi	108	35	(51)	(1)	91
Totale	209	44	(81)	(9)	163
30.06.2013					
Fondo per imposte	44	3	-	-	47
Fondo rischi per contenziosi	28	1	(9)	-	20
Altri fondi	91	92	(15)	6	174
Totale	163	96	(24)	6	241

Il **fondo per imposte** di 47 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 20 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.

Gli **altri fondi** ammontano a 174 milioni di euro e si riferiscono principalmente alla stima di perdite previste su commesse pluriennali del settore Engineering & Construction Offshore e Onshore come evidenziato nella “Relazione intermedia sulla gestione”.

Con riferimento ai fondi per rischi e oneri esistenti non si ritiene probabile l'insorgenza di ulteriori passività di ammontare significativo in aggiunta a quanto già stanziato.

20 Fondi per benefici ai dipendenti

I fondi per benefici ai dipendenti ammontano alla data del 30 giugno 2013 a 263 milioni di euro (255 milioni di euro al 31 dicembre 2012). Il fondo benefici dipendenti è stato adeguato in coerenza con le disposizioni del nuovo IAS 19 revised, che ha comportato, tra l'altro, l'abolizione del metodo del corridoio precedentemente seguito.

21 Passività per imposte differite

Le passività per imposte differite di 19 milioni di euro (121 milioni di euro al 31 dicembre 2012) sono indicate al netto delle attività per imposte anticipate compensabili che ammontano a 253 milioni di euro.

(milioni di euro)	31.12.2012	Accantonamenti (Utilizzi)	Differenze di cambio e altre variazioni	30.06.2013
Passività per imposte differite	121	9	(111)	19
Totale	121	9	(111)	19

La voce “Differenze di cambio e altre variazioni”, negativa per 111 milioni di euro, comprende: (i) la compensazione a livello di singola impresa delle imposte anticipate con le passività per imposte differite (negativa per 104 milioni di euro); (ii) differenze di cambio (negative per 1 milione di euro); (iii) la rilevazione (negativa per 10 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); (iv) altre variazioni (positive per 4 milioni di euro).

Le passività nette per imposte differite si analizzano come segue:

(milioni di euro)	31.12.2012	30.06.2013
Imposte sul reddito differite	(275)	(272)
Imposte sul reddito anticipate compensabili	154	253
	(121)	(19)
Imposte sul reddito anticipate non compensabili	97	112
Attività (passività) nette per imposte anticipate	(24)	93

Perdite fiscali

Le perdite fiscali ammontano a 1.008 milioni di euro con una parte rilevante riportabile a nuovo illimitatamente. Il recupero fiscale corrisponde a un'aliquota media del 27,4%. Le perdite fiscali sono riferibili principalmente alle imprese estere e sono utilizzabili entro i seguenti esercizi:

(milioni di euro)	Imprese italiane	Imprese estere
2013	-	6
2014	-	14
2015	-	22
2016	-	28
2017	-	8
Oltre 2017	-	271
Illimitatamente	325	334
Totale	325	683

22 Altre passività non correnti

Le altre passività di 5 milioni di euro (3 milioni di euro al 31 dicembre 2012) si analizzano come segue:

(milioni di euro)	31.12.2012	30.06.2013
Fair value su contratti derivati qualificati di copertura	1	1
Debiti commerciali e altri debiti	2	4
Totale	3	5

L'ammontare del fair value dei derivati qualificati come di copertura si riferisce ai contratti su rischio commodity stipulati dalle società Saipem (Portugal) Comércio Marítimo Sociedade Unipessoal Lda e Saipem Ltd, con controparte il Gruppo Eni e scadenze 2014.

Patrimonio netto**23 Capitale e riserve di terzi azionisti**

Il capitale e riserve di terzi azionisti ammonta al 30 giugno 2013 a 120 milioni di euro (148 milioni di euro al 31 dicembre 2012) ed è riferito principalmente alla società ER SAI Caspian Contractor Llc (110 milioni di euro).

24 Patrimonio netto di Saipem

Il patrimonio netto di Saipem ammonta al 30 giugno 2013 a 4.418 milioni di euro e si analizza come segue:

(milioni di euro)	31.12.2012	30.06.2013
Capitale sociale	441	441
Riserva sopraprezzo delle azioni	55	55
Riserva legale	88	88
Riserva per cash flow hedge	47	(48)
Riserva per differenze di cambio	(43)	(65)
Riserva benefici definiti per dipendenti	(13)	(13)
Altre	7	7
Utili relativi a esercizi precedenti	3.934	4.571
Utile (perdita) del periodo	904	(575)
Azioni proprie	(43)	(43)
Totale	5.377	4.418

Il patrimonio netto di Saipem al 30 giugno 2013 comprende riserve distribuibili per 4.262 milioni di euro (4.618 milioni di euro al 31 dicembre 2012). 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 6 milioni di euro.

25 Capitale sociale

Al 30 giugno 2013 il capitale sociale di Saipem SpA, interamente versato, ammonta a 441 milioni di euro, corrispondente a 441.410.900 azioni del valore nominale di 1 euro cadauna, di cui 441.297.615 azioni ordinarie e 113.285 azioni di risparmio.

L'Assemblea Ordinaria degli Azionisti di Saipem SpA ha deliberato in data 30 aprile 2013 la distribuzione del dividendo di 0,68 euro per azione ordinaria e 0,71 euro per azione di risparmio, con esclusione delle azioni proprie in portafoglio alla data di stacco cedola.

26 Riserva sopraprezzo delle azioni

Ammonta al 30 giugno 2013 a 55 milioni di euro, invariata rispetto al 31 dicembre 2012.

27 Altre riserve

Le altre riserve al 30 giugno 2013 sono negative per 31 milioni di euro (86 milioni di euro al 31 dicembre 2012) e si compongono come segue.

Riserva legale

Ammonta al 30 giugno 2013 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. La riserva legale rimane invariata avendo raggiunto il quinto del capitale sociale.

Riserva per cash flow hedge

La riserva è negativa per 48 milioni di euro (positiva per 47 milioni di euro al 31 dicembre 2012) e riguarda la valutazione al fair value della componente "spot" dei contratti di copertura del rischio di cambio e dei contratti di copertura del rischio commodity in essere al 30 giugno 2013.

La riserva per cash flow hedge è esposta al netto dell'effetto fiscale non significativo (17 milioni di euro al 31 dicembre 2012).

Riserva per differenze di cambio

La riserva è negativa per 65 milioni di euro (negativa per 43 milioni di euro al 31 dicembre 2012) 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, immutata rispetto al 31 dicembre 2012, è negativa per 13 milioni di euro e accoglie le rivalutazioni di piani a benefici definiti per i dipendenti.

La riserva è esposta al netto dell'effetto fiscale di 6 milioni di euro.

Altre

La voce ammonta a 7 milioni di euro (7 milioni di euro al 31 dicembre 2012). Si riferisce all'attribuzione di una quota parte dell'utile dell'esercizio 2009 della Capogruppo, secondo quanto disposto dall'art. 2426, 8-bis del codice civile. La voce inoltre comprende la riserva di rivalutazione della Capogruppo, istituita in precedenti esercizi, per 2 milioni di euro.

28 Azioni proprie

Le azioni proprie in portafoglio ammontano a 43 milioni di euro (43 milioni di euro al 31 dicembre 2012) e sono rappresentate da n. 1.976.332 azioni ordinarie Saipem dal valore nominale di 1 euro detenute dalla stessa Saipem SpA (n. 1.996.482 azioni al 31 dicembre 2012).

Le azioni proprie sono al servizio dei piani di stock option 2002-2008; la movimentazione delle azioni nel periodo si analizza come segue:

	Numero azioni	Costo medio (euro)	Costo complessivo (milioni di euro)	Capitale sociale (%)
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	8.225.212			
Azioni proprie in portafoglio al 30 giugno 2013	1.976.332	21,846	43	0,48

Al 30 giugno 2013 sono in essere impegni per l'assegnazione di n. 377.335 a fronte dei piani di stock option. Informazioni sugli impegni assunti a fronte dei piani di stock option sono fornite alla nota 34 "Costo del lavoro".

29 Altre informazioni

Informazioni supplementari del rendiconto finanziario

(milioni di euro)	Primo semestre 2012	Primo semestre 2013
Analisi dei disinvestimenti di imprese uscite dall'area di consolidamento e rami d'azienda		
Attività correnti	7	-
Attività non correnti	-	2
Disponibilità finanziarie nette (indebitamento finanziario netto)	8	-
Passività correnti e non correnti	(16)	-
Effetto netto dei disinvestimenti	(1)	2
Valore corrente della quota di partecipazioni mantenute dopo la cessione del controllo	-	-
Plusvalenza per disinvestimenti	1	40
Interessenze di terzi	-	-
Totale prezzo di vendita	-	42
a dedurre:		
Disponibilità liquide ed equivalenti	(8)	-
Flusso di cassa dei disinvestimenti	(8)	42

I disinvestimenti del primo semestre 2012 riguardano la cessione a terzi (100%) della Star Gulf Free Zone Co, con conseguente disinvestimento della BOS Shelf Ltd detenuta dalla stessa, e la cessione del 50% della Sairus Llc. I disinvestimenti del primo semestre 2013 riguardano la cessione di un ramo d'azienda della società Saipem Ltd alla società Eni Engineering E&P Ltd.

30 Garanzie, impegni e rischi

Garanzie

Le garanzie ammontano a 8.326 milioni di euro (7.326 milioni di euro al 31 dicembre 2012), così suddivise:

(milioni di euro)	31.12.2012			30.06.2013		
	Fidejussioni	Altre garanzie personali	Totale	Fidejussioni	Altre garanzie personali	Totale
Imprese collegate	84	-	84	158	-	158
Imprese consolidate	476	3.314	3.790	597	3.998	4.595
Proprie	21	3.431	3.452	140	3.433	3.573
Totale	581	6.745	7.326	895	7.431	8.326

Le altre garanzie personali prestate nell'interesse di imprese consolidate ammontano a 3.998 milioni di euro (3.314 milioni di euro al 31 dicembre 2012) e riguardano contratti autonomi rilasciati a terzi a fronte di partecipazioni a gare d'appalto e rispetto degli accordi contrattuali.

Le garanzie verso e/o tramite parti correlate ammontano a 6.393 milioni di euro (5.798 milioni di euro al 31 dicembre 2012) e sono dettagliate alla nota 43 "Rapporti con parti correlate".

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 33.183 milioni di euro (30.747 milioni di euro al 31 dicembre 2012), comprensivo sia della parte di lavori già eseguiti sia della quota parte del portafoglio ordini residuo al 30 giugno 2013.

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 2013 si analizzano come di seguito indicato:

(milioni di euro)	30.06.2013			
	Livello 1	Livello 2	Livello 3	Totale
Attività (passività) finanziarie detenute per la negoziazione:				
- strumenti derivati non di copertura	-	6	-	6
Attività (passività) nette per contratti derivati di copertura	-	(87)	-	(87)
Totale	-	(81)	-	(81)

Nel semestre chiuso al 30 giugno 2013 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 civili e amministrativi e in azioni legali collegati al normale svolgimento delle sue attività. 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 più significativi.

CEPAV (Consorzio Eni per l'Alta Velocità) Uno

Saipem partecipa al consorzio CEPV Uno (Saipem 50,36%) ("il Consorzio") che nel 1991 ha stipulato con TAV SpA ("TAV" ora Rete Ferroviaria Italiana SpA "RFI") una convenzione per la realizzazione della tratta ferroviaria ad alta capacità/velocità Milano-Bologna.

Nell'ambito di tale progetto, il 27 giugno 2003 è stato stipulato un addendum al contratto tra il consorzio CEPV Uno e il committente RFI, in cui sono state ridefinite alcune condizioni contrattuali. Successivamente, il Consorzio ha chiesto, alla committente, il prolungamento dei tempi di ultimazione dei lavori e un'integrazione del corrispettivo di circa 800 milioni di euro poi aggiornato a 1.770 milioni di euro. Il Consorzio e RFI hanno tentato di comporre amichevolmente la divergenza, interrompendo le trattative il 14 marzo 2006, a seguito delle proposte di RFI, giudicate insoddisfacenti dal Consorzio. Il 27 aprile 2006 è stata notificata a RFI domanda di arbitrato, come previsto dalle clausole contrattuali. Dopo il deposito della Consulenza Tecnica d'Ufficio, avvenuto in data 30 luglio 2010, le cui risultanze sono parzialmente favorevoli per la società, alle successive udienze sono state depositate memorie sulle questioni pregiudiziali e le relative repliche. All'udienza del 20 maggio 2011 il Consulente Tecnico d'Ufficio ha depositato i chiarimenti alle note critiche alla sua relazione tecnica. Il termine per il deposito del lodo – già fissato al 27 dicembre 2011 – è stato prorogato al 31 dicembre 2013. In data 23 marzo 2009, il Collegio Arbitrale, rispondendo a uno specifico quesito sottopostogli incidentalmente dalle parti, ha emesso un lodo parziale che ha in sostanza sancito la possibilità per RFI di effettuare verifiche contabili estese anche ai subappalti affidati dal Consorzio, dagli assegnatari o dagli appaltatori. Il Consorzio, assumendo che detto lodo parziale fosse viziato, in data 8 aprile 2010 ha notificato alla controparte l'impugnazione dello stesso avanti la Corte d'Appello di Roma al fine di ottenerne l'annullamento. All'udienza tenutasi il 22 settembre 2010, la causa è stata rinviata al 9 ottobre 2013 per la precisazione delle conclusioni.

Nel frattempo, con lodo parziale depositato presso la Camera Arbitrale per i contratti pubblici in data 7 agosto 2012, il Collegio Arbitrale ha riconosciuto al Consorzio 54,253 milioni di euro (40,136 milioni di euro per riserve e 14,117 milioni di euro per interessi convenzionali al 31 luglio 2012), nonché il diritto

to all'adeguamento monetario, la cui quantificazione è stata rimandata al lodo definitivo atteso per la fine di dicembre 2013 e gli interessi (semplici e anatocistici) dal 2 agosto 2012 sino al soddisfo. In data 11 dicembre 2012 il Presidente del Tribunale di Roma ha dichiarato esecutivo lo stesso lodo parziale del 7 agosto 2012. Il Consorzio ha quindi notificato a RFI un atto di precetto per 54.254.012,17 euro, importo che è stato versato da RFI al Consorzio in data 7 febbraio 2013.

Il Consorzio ha proposto tre ulteriori domande di arbitrato in data 27 novembre 2012 nei confronti di RFI, rispettivamente: (i) del valore di 1.813.250.392,18 euro, oltre interessi e rivalutazione, per danni da ritardo/mancato premio di accelerazione e riserve, con arbitro nominato avv. Giuseppe Giuffrè; (ii) di 254.342.862,53 euro, oltre interessi e rivalutazione, per riserve per varianti, con arbitro nominato il prof. avv. Gianluca Brancadoro; (iii) di 40.730.012 euro, oltre interessi e rivalutazione, per riserva relativo al mancato pagamento delle attività di collaudo parziale e pre-esercizio, con arbitro nominato avv. Enrico Castellani. RFI non ha provveduto alla nomina del proprio arbitro e in data 18 dicembre 2012 la stessa RFI ha proposto un ricorso ex art. 700 c.p.c. innanzi al Tribunale di Roma, che ha fissato l'udienza di comparizione parti per il 14 gennaio 2013. Nel proprio ricorso RFI ha chiesto al Tribunale di Roma di inibire al Consorzio di domandare al Presidente del Consiglio di Stato la nomina dell'arbitro di parte RFI (come previsto nella clausola contrattuale tra le parti). RFI ha sostenuto che le domande di arbitrato sarebbero state notificate in data 29 novembre 2012, successivamente all'entrata in vigore della legge n. 190/2012 (i.e. 28 novembre 2012). Tale legge ha stabilito che il ricorso per arbitrato sarebbe nullo in assenza di preventiva autorizzazione dell'organo amministrativo della società pubblica.

Con memoria di costituzione in data 14 gennaio 2013 il Consorzio si è costituito innanzi al Tribunale di Roma, eccependo tra l'altro che i procedimenti sono stati introdotti prima dell'entrata in vigore della predetta legge e chiedendo che venisse dichiarata in via preliminare l'inammissibilità/improponibilità del ricorso ex art. 700 c.p.c. proposto da RFI e, in via subordinata, che il medesimo ricorso venisse comunque rigettato nel merito in quanto infondato in fatto e in diritto e carente di qualsiasi profilo di irreparabilità del pregiudizio evocato. In data 20 febbraio è stato depositato il provvedimento con cui il Tribunale di Roma ha rigettato il ricorso proposto da RFI, condannando altresì la ricorrente al rimborso delle spese legali sostenute dal Consorzio. Anche il reclamo ex art. 669-terdecies c.p.c., promosso da RFI avverso il provvedimento del 20 febbraio 2013, è stato parimenti rigettato dal Tribunale di Roma con provvedimento depositato in data 11 giugno 2013. RFI è stata condannata a rimborsare al Consorzio anche le spese legali.

Inoltre RFI in data 10 dicembre 2012 ha presentato innanzi al Tribunale di Roma un'istanza di ricasazione di un arbitro nominato dal Consorzio, avv. Giuffrè, sostenendo che sussisterebbero gravi e fondati motivi che ne comprometterebbero l'imparzialità. Il 12 febbraio 2013 il Presidente del Tribunale di Roma ha depositato il provvedimento con il quale ha respinto l'istanza proposta da RFI, compensando tra le parti le spese di lite.

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 del gas naturale a Bonny Island in Nigeria.

Snamprogetti SpA, la società controllante di 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. Con la cessione di Snamprogetti SpA, Eni ha concordato tra l'altro di indennizzare i costi e gli oneri che Saipem SpA dovesse eventualmente sostenere, con riferimento alla vicenda TSKJ, anche in relazione alle sue controllate.

La U.S. Securities and Exchange Commission (SEC), il U.S. Department of Justice (DoJ) e altre autorità, tra cui la Procura della Repubblica di Milano, avevano svolto indagini su presunti pagamenti illeciti da parte del Consorzio TSKJ a favore di pubblici ufficiali nigeriani.

Il procedimento negli Stati Uniti: a seguito delle transazioni definite nel 2010 sia con la U.S. SEC sia con il DoJ, il procedimento è stato chiuso in maniera definitiva il 17 settembre 2012 con la decisione della Corte Distrettuale degli Stati Uniti d'America che ha accolto la richiesta di rinuncia all'azione penale nei confronti di Snamprogetti Netherlands BV, avanzata dal DoJ. Diversamente da quanto applicato agli altri membri del Consorzio TSKJ che sono giunti a risoluzioni con il DoJ, a Snamprogetti Netherlands BV non era stata imposta una procedura di monitoraggio indipendente.

Il procedimento in Italia: la vicenda TSKJ ha determinato, sin dal 2004, indagini contro ignoti da parte della Procura della Repubblica di Milano. A partire dal 10 marzo 2009 la società ha ricevuto richieste di esibizione documenti da parte della Procura della Repubblica di Milano. I fatti che sono 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. In data 31 luglio 2009, il Giudice per le Indagini Preliminari del Tribunale di Milano ha notificato a Saipem SpA (in quanto incorporante di Snamprogetti SpA) un decreto con il quale era stata fissata per il 22 settembre 2009 un'udienza in camera di consiglio in relazione a un procedimento instaurato ex decreto legislativo 8 giugno 2001, n. 231, nel quale Saipem SpA ed Eni SpA risultavano sottoposte a indagine per responsabilità amministrativa, in relazione a presunti reati di corruzione internazionale aggravata ascritti a due ex dirigenti di Snamprogetti SpA.

Nei confronti di Saipem SpA ed Eni SpA la Procura della Repubblica di Milano aveva richiesto al GIP l'interdizione dall'esercizio di attività comportanti rapporti contrattuali diretti o indiretti con la società Nigerian National Petroleum Corp o sue controllate.

Nel merito, la misura cautelare richiesta della Procura aveva a oggetto la condotta del Consorzio TSKJ nel periodo dal 1995 al 2004. Con decisione del 17 novembre 2009, il GIP aveva respinto la richiesta di misura cautelare interdittiva presentata dalla Procura della Repubblica di Milano nei confronti di Saipem ed Eni. La Procura aveva presentato ricorso in appello avverso l'ordinanza del Giudice per le Indagini Preliminari. Con decisione del 9 febbraio 2010 la Corte di 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, in data 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 della legge n. 231 del 2001, anche nelle ipotesi di reato di corruzione internazionale. La decisione sulla misura richiesta dalla Procura era tornata al Tribunale del Riesame che aveva fissato, per la relativa discussione, l'udienza del 22 febbraio 2011. In data 18 febbraio 2011 la Procura della Repubblica di Milano, 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, ha emesso un atto di rinuncia all'impugnazione – sia nei confronti di Eni SpA, sia

nei confronti di Saipem SpA – dell'ordinanza con la quale il GIP aveva respinto la richiesta di misura cautelare interdittiva. Il Tribunale del Riesame all'esito dell'udienza del 22 febbraio 2011, preso atto della rinuncia, ha dichiarato inammissibile l'appello della Procura della Repubblica di Milano. Pertanto si è così chiuso il procedimento relativo alla richiesta di misura cautelare interdittiva nei confronti di Saipem SpA ed Eni SpA.

Con riguardo ai medesimi fatti, facendo seguito al relativo avviso di conclusione delle indagini ricevuto il 3 novembre 2010, in data 3 dicembre 2010 è stato notificato dalla Procura al difensore di Saipem SpA avviso di fissazione dell'udienza preliminare con allegata richiesta di rinvio a giudizio. Nell'atto si rilevano contestazioni mosse nei confronti di cinque ex dipendenti di Snamprogetti SpA (oggi Saipem SpA) e della stessa Saipem SpA come persona giuridica, nella sua qualità di incorporante Snamprogetti SpA. I fatti contestati sono i presunti eventi corruttivi in Nigeria, asseritamente commessi sino a epoca successiva al 31 luglio 2004; viene inoltre contestata 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, al termine delle relative udienze, il Giudice dell'Udienza Preliminare ha disposto il rinvio a giudizio per Saipem SpA (come persona giuridica, in quanto incorporante Snamprogetti SpA) e i cinque ex dipendenti di Snamprogetti SpA, indicando per la comparizione degli stessi l'udienza del 5 aprile 2011. La prima udienza dibattimentale avanti il Tribunale di Milano si è tenuta il 10 maggio 2011.

Nel corso dell'udienza del 2 febbraio 2012, la Procura, pur rilevando che sarebbe già decorso il termine di prescrizione per quanto concerne le persone fisiche indagate, ha sollevato eccezione di incostituzionalità della normativa italiana sulla stessa prescrizione, ritenendola in contrasto con le normative internazionali e in particolare con la convenzione OCSE in materia di lotta alla corruzione internazionale. Alla successiva udienza dell'8 marzo 2012 le difese hanno replicato alla richiesta della Procura di sollevare la questione di incostituzionalità sulla cd. "prescrizione breve", con riferimento al reato di corruzione internazionale. L'udienza per la decisione sull'ammissibilità dell'eccezione di costituzionalità è stata rinviata al 5 aprile 2012, all'esito della quale il Tribunale ha dichiarato non fondata la questione di legittimità costituzionale proposta dal Pubblico Ministero nel corso dell'udienza del 2 febbraio 2012, in quanto irrilevante nel procedimento in corso.

In considerazione di tale decisione, le difese hanno chiesto che venisse dichiarata la prescrizione per le posizioni relative alle persone fisiche imputate nel procedimento. Il Pubblico Ministero non si è opposto a tale richiesta e 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".

Il Tribunale ha poi fissato una serie di udienze per la prosecuzione del procedimento nei confronti della sola persona giuridica Saipem SpA, procedendo all'esame e controesame dei consulenti della difesa e al deposito delle consulenze con relativi allegati. Dichiarata chiusa la fase istruttoria e dibattimentale, il Tribunale ha rinviato all'udienza del 5 febbraio per la discussione conclusiva nel corso della quale il difensore di Saipem SpA ha sollevato alcuni profili di incostituzionalità specifici rispetto alla disciplina recepita dal D.Lgs. n. 231/2001 per la fattispecie oggetto del procedimento. Nel corso della successiva udienza del 26 marzo 2013 il Tribunale ha rigettato, con ordinanza, le questioni di illegittimità costituzionale, ritenendole manifestamente infondate. L'udienza è quindi proseguita con la requisitoria del Pubblico Ministero, che ha concluso chiedendo la condanna per Saipem SpA a una pena pecuniaria di 900.000 euro, nonché la confisca della cauzione pari a 24.530.580 euro che Snamprogetti Netherlands BV aveva messo a disposizione della Procura di Milano nel febbraio 2011. All'udienza del 21 maggio 2013 si è tenuta la discussione da parte dei difensori della Società i quali hanno chiesto al Tribunale di emettere, in via pregiudiziale, una sentenza di non doversi procedere per diversi motivi quali il difetto di giurisdizione e il *ne bis in idem*, nonché, in via principale, assolvere Saipem SpA perché l'illecito amministrativo contestato non sussiste unitamente all'insussistenza del fatto di reato presupposto o alla non configurabilità all'epoca dei fatti dello stesso come reato. Infine, in via subordinata, emettere sentenza di non doversi procedere per intervenuta prescrizione dell'illecito amministrativo contestato e in ogni caso disporre la restituzione dell'importo di 24.530.580 euro a suo tempo messo a disposizione dell'Autorità Giudiziaria, ex artt. 17 e 19 del D.Lgs. n. 231/2001.

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 la Società alla sanzione pecuniaria complessiva di 600.000 euro. Ha altresì condannato Saipem SpA al pagamento delle spese processuali. Ha, infine, disposto la confisca della somma pari a 24.530.580 euro, già messa a disposizione della Procura di Milano da Snamprogetti Netherlands BV ai sensi dell'art. 17, comma 1, lett. c), D.Lgs. n. 231/2001. 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.

La decisione del Tribunale di Milano non ha, in ogni caso, alcun impatto 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.

Il Tribunale ha stabilito in 90 giorni il termine per il deposito della motivazione della sentenza (la scadenza è quindi il 9 ottobre 2013). La società intende presentare appello avverso la decisione del Tribunale di Milano. L'atto di appello dovrà essere predisposto entro 45 giorni decorrenti dalla scadenza del termine determinato dal Tribunale per il deposito delle motivazioni, ovvero, nel caso in cui il termine dei 90 giorni non venga rispettato, entro 45 giorni decorrenti dal giorno in cui verrà eseguita la notifica dell'avviso di deposito della motivazione.

Algeria

In data 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 è 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.

Il 22 novembre 2012 Saipem SpA ha ricevuto un'"Informazione di garanzia e sul diritto di difesa" per illecito amministrativo relativo al reato di corruzione internazionale, ex art. 25, comma 2 e 3, D.Lgs. n. 231/2001, insieme con una "Richiesta di consegna", ex art. 248 c.p.p., su richiesta della Procura della Repubblica presso il Tribunale Ordinario di Milano.

Alla prima richiesta sono seguite le notifiche di un "Decreto di sequestro" in data 30 novembre 2012, due ulteriori "Richiesta di consegna" in data 18 dicembre 2012 e 25 febbraio 2013, e due decreti di perquisizione rispettivamente in data 16 gennaio e 7 febbraio 2013. In particolare la Procura sta conducendo un'indagine su presunte ipotesi corruttive che si sarebbero verificate, secondo la Procura, sino al marzo 2010 relativamente ad alcuni contratti che la Società ha acquisito in Algeria. In merito a tale vicenda risultano indagati, tra gli altri, un attuale dipendente e alcuni ex dipendenti della Società, tra i quali in particolare l'ex Vice Presidente e Amministratore Delegato-CEO e l'ex Chief Operating Officer della Business Unit Engineering & Construction. 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 delle indagini.

Saipem ha provveduto, d'accordo con gli Organi di Controllo interni e l'Organismo di Vigilanza di 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 in data 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 ulteriori elementi. Inoltre, su richiesta del Department of Justice statunitense, 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 subsidiaries. Il "tolling agreement" 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 intende quindi offrire ampia collaborazione anche nel contesto degli accertamenti da parte delle autorità statunitensi.

Si segnala inoltre che in Algeria sono in corso indagini giudiziarie avviate nel 2010 con riferimento alle quali alcuni conti correnti in valuta locale di Saipem Contracting Algérie SpA sono stati bloccati. Successivamente sono stati sbloccati alcuni di questi conti correnti e tuttora ne rimangono bloccati due denominati in dinari algerini per un saldo totale equivalente a 83.055.605 euro (importo calcolato al cambio del 30 giugno 2013).

Tali conti correnti sono relativi, uno al progetto MLE e, uno al progetto GK3. Il conto bloccato relativo al progetto MLE non è più in uso per i relativi pagamenti. Il conto relativo al progetto GK3 è ancora contrattualmente previsto per i pagamenti in dinari del relativo progetto e i residui corrispettivi in dinari algerini ancora dovuti su tale progetto sono pari a circa 14.368.449 euro equivalenti (importo calcolato al cambio del 30 giugno 2013).

Nell'agosto 2012 è stata ricevuta una comunicazione che, in occasione di rinvio alla "Chambre d'accusation" presso la Corte di Algeri, formalizza a Saipem Contracting Algérie SpA l'esistenza di un'indagine nei suoi confronti, relativa ad 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. In data 30 gennaio 2013 la stessa "Chambre d'accusation" ha pronunciato il rinvio a giudizio della stessa società e confermato il blocco dei conti correnti sopra indicati. Saipem Contracting Algérie SpA ha presentato ricorso di fronte alla Corte Suprema. Si segnala infine che in data 24 marzo 2013 si è svolta una perquisizione presso le sedi della stessa Saipem Contracting Algérie SpA.

Inoltre in data 28 marzo 2013 è stato convocato presso il Tribunale di Algeri l'allora legale rappresentante di Saipem Contracting Algérie SpA al quale il giudice istruttore locale ha comunicato verbalmente che sarebbe in corso un'indagine "a carico di Saipem per i seguenti capi di imputazione: art. 25 a, 32 e 53 della legge n. 01/2006 della lotta contro la corruzione", nonché ha richiesto la consegna di alcuni documenti (statuti societari) e altre informazioni relativi alle società Saipem Contracting Algérie SpA, Saipem SpA e Saipem SA.

In data 18 aprile 2013 si è svolta un'udienza di fronte alla Corte Suprema algerina la quale ha rigettato la richiesta di sblocco dei citati conti correnti che Saipem Contracting Algérie SpA aveva presentato sin dal 2010.

Successivamente in data 18, 19 e 20 maggio 2013 sono state svolte ulteriori operazioni di perquisizione e sequestro presso 2 sedi in Algeria della stessa Saipem Contracting Algérie SpA, nel corso delle quali sono stati in particolare richiesti documenti relativi a subcontrattisti di Saipem.

In data 14 giugno 2013 è stata notificata, presso lo studio del difensore di Saipem SpA, prof. Angelo Giarda, copia dell'Avviso e della relativa Richiesta al GIP di Proroga per almeno un ulteriore semestre dei termini delle indagini preliminari inerente il "proc. pen. n. 25303/2010 R.G.N.R. - vicenda Algeria" depositata in data 20 maggio 2013 dalla Procura della Repubblica di Milano.

Kuwait

In data 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 dipendente della stessa Società, in relazione a ipotesi di reati che sarebbero stati messi in atto dal 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 un'"informazione di garanzia" ai sensi del decreto legislativo n. 231/2001; la Società ritiene che la propria posizione processuale sarà chiarita positivamente data la condizione di parte lesa che la stessa rivestirebbe in relazione alle condotte illecite oggetto dell'indagine.

Saipem ha tempestivamente provveduto, sentito anche il parere del legale, d'accordo con l'Organismo di Vigilanza di 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.

Saipem inoltre ha deliberato di sospendere il dipendente oggetto delle indagini, in via cautelare, in linea con quanto previsto nel contratto vigente, in attesa degli sviluppi.

L'audit svolto non ha fatto emergere elementi di rilievo né tantomeno penalmente rilevanti in relazione al dipendente coinvolto; pertanto, il dipendente di Saipem SpA coinvolto nella vicenda è stato riammesso in servizio e destinato ad altro incarico.

Il Pubblico Ministero incaricato delle indagini ha disposto il dissequestro della documentazione sequestrata al dipendente relativamente alla stessa vicenda.

In data 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 - Indagini dalla magistratura

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 conseguente deposito degli atti, in maniera positiva per Snamprogetti, e la società non è stata 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 GUP 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. Conclusasi l'escussione dei testi, il procedimento è proseguito per la discussione delle parti. Successivamente all'udienza del 20 settembre 2011 è stato depositato il dispositivo della sentenza che ha proceduto ad 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.

In data 19 dicembre 2011 è stata depositata in cancelleria la motivazione della sentenza.

Le parti condannate hanno provveduto a impugnare tempestivamente il suddetto provvedimento.

Fos Cavaou

In riferimento al progetto di realizzazione del terminale di rigassificazione di Fos Cavaou ("FOS"), è pendente un procedimento arbitrale presso la Camera di Commercio Internazionale di Parigi tra il cliente Société du Terminal Méthanier de Fos Cavaou ("STMFC", oggi Fosmax LNG) e il 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 prorogare la scadenza.

In data 24 gennaio 2012 la segreteria della Corte Internazionale d'Arbitrato della CCI ha notificato a STS l'inizio di una procedura arbitrale a richiesta di Fosmax LNG. La memoria presentata da Fosmax LNG a sostegno della richiesta della procedura arbitrale richiede 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 ("mise en régie"). Della somma totale richiesta, circa 142 milioni di euro sono ascrivibili a perdita di profitto, voce contrattualmente esclusa dai danni risarcibili salvo il caso di dolo o colpa grave. STS ritiene che non sussistano i comportamenti gravemente colposi o dolosi che possano aver fatto venir meno la limitazione contrattuale delle responsabilità, come sostenuto da Fosmax LNG.

STS ha depositato la propria memoria difensiva, comprensiva di domanda riconvenzionale, a titolo di risarcimento del danno dovuto all'eccessiva ingegneria di Fosmax LNG nell'esecuzione dei lavori e pagamento di extra work non riconosciuti dal cliente (con riserva di quantificarne l'ammontare nel prosieguo dell'arbitrato). Il Tribunale Arbitrale ha inviato alle parti le "Projet d'Acte de Mission" con termine al 29 giugno 2012 per commenti. 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. A fronte del calendario attualmente previsto dal Tribunale Arbitrale, soggetto comunque a modifiche, ci si aspetta che il procedimento arbitrale si concluda verso la fine del 2013 e che il relativo lodo sia emesso nel corso del 2014.

Relazioni con Consob

In seguito all'emissione da parte di Saipem SpA del Comunicato Stampa del 29 gennaio 2013, con il quale sono state riviste le previsioni di utile per l'esercizio 2012 e l'outlook 2013, Consob ha inviato a Saipem una comunicazione in data 31 gennaio 2013, con la quale ha richiesto a Saipem SpA di ricostruire il processo di valutazione e le considerazioni che hanno portato alla decisione di emettere il citato Comunicato Stampa, di descrivere gli elementi informativi utilizzati per la revisione delle stime di chiusura degli esercizi 2012 e 2013 e delle previsioni per l'esercizio 2014, nonché di indicare l'elenco delle persone iscritte nel Registro tenuto ai sensi dell'art. 115-*bis* TUF, che avevano accesso ai dati e alle informazioni rappresentati nel Comunicato Stampa.

Con lettera del 1° febbraio 2013, Consob ha dato avvio a verifica ispettiva nei confronti di Saipem ai sensi dell'art. 187-*octies*, comma 3 del D.Lgs. n. 58 del 24 febbraio 1998, al fine di acquisire atti, documenti e informazioni in merito al processo di formazione del citato Comunicato Stampa, alla gestione delle informazioni privilegiate, nonché al rispetto delle norme in materia di operazioni effettuate da soggetti rilevanti.

Successivamente, con comunicazioni dell'8 febbraio e del 25 febbraio 2013, ulteriori informazioni sono state richieste da Consob a Saipem con riferimento, tra l'altro, agli scostamenti tra l'ultimo piano industriale approvato anteriormente al 29 gennaio 2013 e il nuovo piano industriale 2013-2016.

Consob, inoltre, il 2 maggio 2013 ha inviato una richiesta alla società ai sensi dell'art. 115 del D.Lgs. n. 58/1998 in cui per la prima volta è stata specificata la richiesta di ulteriori informazioni al fine di valutare la conformità ai principi contabili internazionali di riferimento della relazione finanziaria annuale al 31 dicembre 2012.

Saipem ha prontamente risposto alle comunicazioni menzionate, fornendo la documentazione e le informazioni richieste.

La verifica ispettiva di Consob presso la sede della Società (avviata in data 4 febbraio 2013 con lettera di incarico del 1° febbraio 2013) si è, quindi, conclusa con verbale di acquisizione di atti ispettivi in data 7 giugno 2013.

All'esito della sopra menzionata ispezione, Consob il 19 giugno 2013 ha inviato a Saipem SpA una "contestazione" relativamente ad alcune violazioni dell'art. 115-*bis* del D.Lgs. n. 58/1998 che Consob ritiene di avere rilevato.

Tali violazioni atterrebbero, secondo Consob:

- (i) alla modalità di tenuta del Registro;
- (ii) all'omissione o tardività o incompletezza di alcune iscrizioni da parte della Società.

La contestazione attiene a violazioni punite con sanzione amministrativa. Consob prenderà le proprie decisioni una volta esaminate le difese della Società e nel termine massimo di 360 giorni dal 19 giugno 2013.

In seguito all'emissione da parte di Saipem SpA del Comunicato Stampa del 14 giugno 2013, con il quale è stata rivista la guidance per il 2013, Consob in data 19 giugno 2013 ha inviato una nuova richiesta di informazioni ai sensi dell'art. 115, comma 1 del D.Lgs. n. 58/1998. Con tale comunicazione Consob ha richiesto elementi informativi circa: (i) i rapporti negoziali con Sonatrach da gennaio 2013; (ii) le commesse in Algeria (Arzew, MLE e GK3); (iii) le commesse in Canada e in Messico; (iv) i mezzi navali Castorone e un nuovo mezzo navale in corso di completamento; il tutto con particolare riferimento, tra l'altro, alla non prevedibilità di extracosti e alle relative cause. Consob ha chiesto inoltre informazioni circa 2 progetti in Kuwait e uno negli Emirati Arabi Uniti. Saipem SpA ha risposto a tale richiesta in data 1° luglio 2013.

Il 20 giugno 2013 Consob ha inviato al Collegio Sindacale e a Saipem SpA, quale obbligato solidale, una "contestazione" in relazione a presunte violazioni da parte del Collegio Sindacale di Saipem dell'art. 149, comma 3 del D.Lgs. n. 58/1998. Tale articolo prevede l'obbligo del Collegio Sindacale di denunciare a Consob senza indugio le irregolarità riscontrate nel corso dell'attività di vigilanza e di trasmettere i relativi verbali delle riunioni e degli accertamenti svolti e ogni altra utile documentazione.

In particolare Consob ritiene che il Collegio nel periodo dal giugno 2011 al settembre 2012 avrebbe dovuto denunciare a Consob le irregolarità rilevate relativamente ad alcune situazioni che avevano portato a richiedere delle verifiche a opera della Funzione di Internal Audit e di consulenti esterni e in relazione alle quali il Collegio ha richiesto, nel corso dell'esercizio 2011, interventi correttivi e azioni di miglioramento sul sistema di controllo interno della Società.

Le situazioni rilevate atengono secondo Consob:

- 1) a deroghe procedurali connesse a rapporti contrattuali con un fornitore nell'ambito del progetto Kuwait;
- 2) irregolarità concernenti alcune commesse acquisite in Iraq per mancato rispetto di alcune procedure aziendali;
- 3) una frode perpetrata fino al 2011 da un dipendente della filiale indiana di Saipem (ora non più alle dipendenze della Società).

Il Collegio Sindacale in risposta a una richiesta di Consob, nel febbraio 2013 aveva rappresentato di ritenere le criticità e le irregolarità riscontrate non meritevoli di segnalazione alla Consob ai sensi dell'art. 149, comma 3, del TUF. Consob ha inviato la "contestazione" sull'assunto che invece il Collegio è "tenuto a comunicare qualunque irregolarità riscontrata nell'ambito dell'attività di vigilanza sulla correttezza della gestione e sull'adeguatezza del sistema di controllo interno".

Il Collegio Sindacale in data 23 luglio 2013 ha presentato un'ampia memoria contenente le proprie deduzioni rispetto alla comunicazione inviata da Consob, contestando in linea di principio la sussistenza dei presupposti per la qualificazione dei casi in questione come "irregolarità" rilevanti ai fini dell'art. 149, comma 3, TUF, in considerazione delle caratteristiche ed entità dei fatti, in relazione alle dimensioni del Gruppo Saipem, alla sua struttura e complessità organizzativa.

Sotto un profilo fattuale, il Collegio Sindacale ha inoltre evidenziato la diligenza e tempestività delle proprie attivazioni, che hanno comportato l'avvio di audit anche con l'ausilio di consulenti esterni, la raccomandazione di possibili azioni correttive e il costante monitoraggio della loro implementazione da parte della Società. Il Collegio Sindacale confida pertanto che, alla luce dei chiarimenti forniti, Consob ritenga non sussistente alcuna violazione dell'art. 149, comma 3, TUF.

La contestazione attiene a un'asserita violazione che è punita con sanzione amministrativa.

Consob prenderà le proprie decisioni una volta esaminate le difese del Collegio Sindacale e nel termine massimo di 360 giorni dal 20 giugno 2013.

Saipem ha ricevuto anch'essa la notifica in quanto la legge prevede la responsabilità in solido della società in caso di successiva irrogazione di sanzione amministrativa.

Sempre all'esito della sopra menzionata ispezione, Consob il 24 luglio 2013 ha inviato a Saipem SpA una "contestazione" ai sensi degli artt. 193 e 195 del D.Lgs. n. 58/1998 per asserita violazione dell'art. 114, comma 1, del D.Lgs. n. 58/1998 e relative disposizioni di attuazione.

In particolare, secondo Consob, il profit warning del 29 gennaio 2013 sarebbe stato reso noto al mercato con ritardo. La contestazione attiene a una violazione punita con sanzione amministrativa. Consob prenderà le proprie decisioni una volta esaminate le difese della Società e nel termine massimo di 360 giorni dal 24 luglio 2013.

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 2012	Primo semestre 2013
Ricavi delle vendite e delle prestazioni	5.593	5.367
Variazione dei lavori in corso su ordinazione	804	(181)
Totale	6.397	5.186

e hanno la seguente articolazione per area geografica:

(milioni di euro)	Primo semestre 2012	Primo semestre 2013
Italia	269	227
Resto Europa	643	427
CSI	549	666
Middle East	1.569	1.269
Far East	578	576
Africa Settentrionale	834	67
Africa Occidentale e Resto Africa	1.188	1.056
Americhe	767	898
Totale	6.397	5.186

La variazione dei lavori in corso su ordinazione è principalmente ascrivibile alla revisione dei risultati di progetti in corso di esecuzione.

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 verso parti correlate ammontano a 983 milioni di euro (939 milioni di euro nel primo semestre 2012) e 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 2012	Primo semestre 2013
Plusvalenze da vendite di immobilizzazioni	1	-
Indennizzi	1	-
Altri proventi	4	3
Totale	6	3

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 2012	Primo semestre 2013
Costi per materie prime, sussidiarie, di consumo e merci	1.391	1.093
Costi per servizi	2.589	2.587
Costi per godimento di beni di terzi	410	426
Accantonamenti netti ai fondi per rischi e oneri	(17)	69
Altri oneri	26	35
a dedurre:		
- incrementi di attività materiali per lavori interni	(1)	(3)
- variazioni delle rimanenze di materie prime, sussidiarie, di consumo e merci	(44)	(33)
Totale	4.354	4.174

La variazione nella voce “Costi per materie prime, sussidiarie, di consumo e merci” è riconducibile alla situazione operativa dei progetti in corso di esecuzione nel periodo.

I costi per servizi comprendono compensi d’intermediazione per 2 milioni di euro (3 milioni di euro nel primo semestre 2012).

I fondi per rischi e oneri sono commentati alla nota 19 “Fondi per rischi e oneri”.

Gli acquisti, prestazioni di servizi e costi diversi verso parti correlate ammontano a 118 milioni di euro (76 milioni di euro nel primo semestre 2012) e 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 2012	Primo semestre 2013
Costo lavoro	944	1.133
a dedurre:		
- incrementi di immobilizzazioni per lavori interni	(6)	(10)
Totale	938	1.123

L’aumento del costo del lavoro è riconducibile all’incremento della forza media di periodo come evidenziato a pagina 44 della “Relazione intermedia sulla gestione”.

Piani di incentivazione dei dirigenti con azioni Saipem

Nel 2009 Saipem ha dato discontinuità al piano di incentivazione manageriale basato sull’assegnazione di stock option ai dirigenti di Saipem SpA e delle società controllate. Le condizioni generali dei piani e le altre informazioni indicate nel bilancio consolidato al 31 dicembre 2012 non hanno subito variazioni significative.

STOCK OPTION

L'evoluzione dei piani di stock option è la seguente:

(migliaia di euro)	2012			2013		
	Numero di azioni	Prezzo medio di esercizio	Prezzo di mercato ^(a)	Numero di azioni	Prezzo medio di esercizio	Prezzo di mercato ^(a)
Diritti esistenti al 1° gennaio	1.637.750	24,885	53.800	397.485	23,980	11.646
Nuovi diritti assegnati	-	-	-	-	-	-
(Diritti esercitati nel periodo)	(1.146.990)	25,109	40,086	(20.150)	17,239	416
(Diritti decaduti nel periodo)	(93.275)	-	3.260	-	-	-
Diritti esistenti a fine periodo	397.485	23,980	11.646	377.335	24,340	4.713
Di cui: esercitabili a fine periodo	397.485	23,980	11.646	377.335	24,340	4.713

(a) Il prezzo di mercato delle azioni sottostanti le opzioni assegnate, esercitate, o scadute, nel periodo corrisponde alla media dei valori di mercato delle azioni; il prezzo di mercato delle azioni sottostanti le opzioni esistenti a inizio e fine periodo è puntuale al 1° gennaio e al 30 giugno.

Al 30 giugno 2013 sono in essere n. 377.335 opzioni per l'acquisto di altrettante azioni di Saipem SpA del valore nominale di 1 euro. Le opzioni si riferiscono ai seguenti piani:

	Numero di azioni	Prezzo di esercizio (euro)	Vita media residua (mesi)	Valore di mercato unitario (euro) assegnati residenti in Italia	Valore di mercato unitario (euro) assegnati residenti in Francia
Piano 2005	36.500	11,881	1	3,1029	2,9795
Piano 2006	14.560	17,519	1	5,7208	6,1427
Piano 2007	83.300	26,521	7	8,8966	9,5320
Piano 2008	242.975	25,872	18	8,2186	8,7734
Totale	377.335				

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 2012	Primo semestre 2013
Dirigenti	428	425
Quadri	4.576	4.733
Impiegati	19.674	21.391
Operai	16.422	19.573
Marittimi	315	334
Totale	41.415	46.456

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 2012	Primo semestre 2013
Ammortamenti:		
- attività materiali	319	354
- attività immateriali	5	5
	324	359
Svalutazioni:		
- attività materiali	21	-
- attività immateriali	-	-
Totale	345	359

36 Altri proventi e oneri operativi

Negli "Altri proventi e 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 2013 ammontano a 1 milione di euro di oneri.

37 Proventi (oneri) finanziari

I proventi (oneri) finanziari si analizzano come segue:

(milioni di euro)	Primo semestre 2012	Primo semestre 2013
Proventi (oneri) finanziari		
Proventi finanziari	155	234
Oneri finanziari	(221)	(246)
	(66)	(12)
Strumenti derivati	(17)	(80)
Totale	(83)	(92)

Il valore netto dei proventi e oneri finanziari si analizza come segue:

(milioni di euro)	Primo semestre 2012	Primo semestre 2013
Differenze attive (passive) nette di cambio	(6)	59
Differenze attive di cambio	149	217
Differenze passive di cambio	(155)	(158)
Proventi (oneri) finanziari correlati all'indebitamento finanziario netto	(57)	(68)
Interessi attivi e altri proventi verso società finanziarie di Gruppo	1	-
Interessi attivi verso banche e altri finanziatori	5	17
Interessi passivi e altri oneri verso società finanziarie di Gruppo	(49)	(61)
Interessi passivi e altri oneri verso banche e altri finanziatori	(14)	(24)
Altri proventi (oneri) finanziari	(3)	(3)
Altri proventi finanziari verso terzi	-	-
Proventi (oneri) finanziari su piani a benefici definiti - nuovo IAS 19	(3)	(3)
Totale proventi (oneri) finanziari	(66)	(12)

I proventi (oneri) su contratti derivati si analizzano come segue:

(milioni di euro)	Primo semestre 2012	Primo semestre 2013
Contratti su valute	(17)	(80)
Totale	(17)	(80)

Gli oneri su contratti derivati di 80 milioni di euro (17 milioni di euro di oneri nel primo semestre 2012) 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 2012	Primo semestre 2013
Quota di utile da valutazione al patrimonio netto	4	8
Quota di perdite da valutazione al patrimonio netto	-	-
Utilizzi (accantonamenti) netti del fondo copertura perdite per valutazione con il metodo del patrimonio netto	-	-
Totale	4	8

La quota di utile (perdita) da valutazione al patrimonio netto è commentata alla nota 9 "Partecipazioni valutate con il metodo del patrimonio netto".

Altri proventi (oneri) su partecipazioni

(milioni di euro)	Primo semestre 2012	Primo semestre 2013
Plusvalenze nette da vendite	1	-

39 Imposte sul reddito

Le imposte sul reddito si analizzano come segue:

(milioni di euro)	Primo semestre 2012	Primo semestre 2013
Imposte correnti:		
- imprese italiane	37	36
- imprese estere	148	81
Imposte differite e anticipate nette:		
- imprese italiane	5	(76)
- imprese estere	9	(26)
Totale	199	15

(milioni di euro)	Primo semestre 2012	Primo semestre 2013
Imposte sul reddito nel conto economico consolidato	199	15
Imposte sul reddito riconosciute nel prospetto del conto economico complessivo	(19)	(16)
Effetto fiscale sull'utile complessivo di periodo	180	(1)

40 Utile di terzi azionisti

L'utile di pertinenza di terzi azionisti ammonta a 8 milioni di euro (15 milioni di euro nel primo semestre 2012).

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.

Il numero medio ponderato delle azioni in circolazione è di 439.315.903 e di 439.163.146, rispettivamente nel 2013 e nel 2012.

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. Al 30 giugno 2013 le azioni che potenzialmente potrebbero essere emesse riguardano esclusivamente le azioni assegnate a fronte dei piani di stock option. Il numero medio ponderato delle azioni in circolazione utilizzate ai fini del calcolo dell'utile per azione diluito è di 439.806.523 e di 440.033.170, rispettivamente per il 2013 e il 2012. 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:

	30.06.2012	30.06.2013
Numero medio ponderato di azioni in circolazione per l'utile semplice	439.163.146	439.315.903
Numero di azioni potenziali a fronte dei piani di stock option	753.225	377.335
Numero di azioni di risparmio convertibili in azioni ordinarie	116.799	113.285
Numero medio ponderato di azioni in circolazione per l'utile diluito	440.033.170	439.806.523
Utile netto di competenza Saipem (milioni di euro)	473	(575)
Utile (perdita) per azione semplice (ammontari in euro per azione)	1,08	(1,31)
Utile (perdita) per azione diluito (ammontari in euro per azione)	1,08	(1,31)

42 Informazioni per settore di attività, per area geografica e contratti di costruzione

Informazioni per settore di attività

(milioni di euro)	E&C Offshore	E&C Onshore	Drilling Offshore	Drilling Onshore	Non allocato	Totale
Primo semestre 2012						
Ricavi della gestione caratteristica	3.513	3.348	648	417	-	7.926
a dedurre: ricavi infragruppo	995	333	139	62	-	1.529
Ricavi da terzi	2.518	3.015	509	355	-	6.397
Risultato operativo	330	247	140	49	-	766
Ammortamenti e svalutazioni	131	16	133	65	-	345
Proventi netti su partecipazioni	4	1	-	-	-	5
Investimenti in attività materiali e immateriali	265	19	200	64	-	548
Immobili, impianti e macchinari	3.993	471	3.655	923	-	9.042
Partecipazioni	40	75	-	-	-	115
Attività correnti	2.157	2.793	454	383	1.608	7.395
Passività correnti	2.074	2.795	451	365	2.640	8.325
Fondi per rischi e oneri	59	64	2	1	66	192
Primo semestre 2013						
Ricavi della gestione caratteristica	2.839	2.217	779	429	-	6.264
a dedurre: ricavi infragruppo	629	216	171	62	-	1.078
Ricavi da terzi	2.210	2.001	608	367	-	5.186
Risultato operativo	(107)	(595)	192	42	-	(468)
Ammortamenti e svalutazioni	140	17	131	71	-	359
Proventi netti su partecipazioni	8	-	-	-	-	8
Investimenti in attività materiali e immateriali	213	89	64	126	-	492
Immobili, impianti e macchinari	4.126	579	3.482	958	-	9.145
Partecipazioni	49	74	-	-	-	123
Attività correnti	2.321	2.156	584	490	2.149	7.700
Passività correnti	2.881	2.333	283	171	2.297	7.965
Fondi per rischi e oneri	73	109	1	8	50	241

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 2012									
Investimenti in attività materiali e immateriali	10	2	5	60	2	4	26	439	548
Attività materiali e immateriali	373	21	406	567	46	423	799	6.407	9.042
Attività direttamente attribuibili (correnti)	393	1.128	359	2.079	941	996	842	660	7.395
Primo semestre 2013									
Investimenti in attività materiali e immateriali	9	8	5	118	1	9	141	201	492
Attività materiali e immateriali	356	28	358	702	37	387	881	6.396	9.145
Attività direttamente attribuibili (correnti)	301	1.378	678	1.954	545	976	1.007	861	7.700

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 2012	Primo semestre 2013
Contratti di costruzione - attività	1.695	1.717
Contratti di costruzione - passività	(955)	(1.239)
Contratti di costruzione - netto	740	478
Costi e margini (percentuale di completamento)	6.096	6.150
Fatturazione ad avanzamento lavori	(5.365)	(5.591)
Variazione fondo perdite future	9	(81)
Contratti di costruzione - netto	740	478

43 Rapporti con parti correlate

Saipem SpA è una società controllata da Eni SpA. Le operazioni compiute da Saipem SpA e dalle imprese incluse nel campo di consolidamento con le parti correlate riguardano essenzialmente la prestazione di servizi, lo scambio di beni, l'ottenimento e l'impiego di mezzi finanziari e la stipula di contratti derivati con altre imprese controllate e collegate di Eni SpA e con alcune società controllate dallo Stato; esse fanno parte dell'ordinaria gestione e sono regolate generalmente 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 2013 sono state effettuate le seguenti operazioni con parti correlate:

- in data 26 aprile 2013 la società Saipem (Portugal) Comércio Marítimo Sociedade Unipessoal Lda, controllata indirettamente da Saipem SpA, ha deliberato l'incremento e l'estensione di un'esistente linea di finanziamento revolving di 300 milioni di euro a medio-lungo termine con Eni Finance International SA, società controllata da Eni SpA. L'incremento della linea ammonta a 800 milioni di euro con durata estesa a 5 anni con remunerazione pari al tasso Libor euro coerente con la durata dei singoli tiraggi aumentato di uno spread di 115 punti base, ed è finalizzato all'attività operativa della controllata portoghese.

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 di Eni;
- imprese collegate di Eni;
- altre parti correlate.

Rapporti commerciali e diversi

I rapporti commerciali e diversi sono di seguito analizzati:

(milioni di euro)

Denominazione	31.12.2012			Primo semestre 2012			
	Crediti	Debiti	Garanzie	Costi		Ricavi	
				Beni	Servizi	Beni e servizi	Altri
Imprese controllate escluse dall'area di consolidamento							
SAGIO - Companhia Angolana de Gestão de Instalação Offshore Ltda	-	1	-	-	1	-	-
Totale controllate escluse dall'area di consolidamento	-	1	-	-	1	-	-
Imprese collegate e a controllo congiunto							
CEPAV (Consorzio Eni per l'Alta velocità) Due	51	51	84	-	2	7	-
KWANDA Suporte Logistico Lda	54	1	-	-	-	5	-
Gruppo Rosetti Marino SpA	-	1	-	-	-	-	-
Milano-Brescia-Verona Scarl	-	-	-	-	2	-	-
PLNG 9 Snc di Chiyoda Corp e Servizi Energia Italia SpA	5	-	-	-	-	-	-
Saipem Taqa Al Rushaid Fabricators Co Ltd	9	7	-	-	8	-	-
Totale collegate e a controllo congiunto	119	60	84	-	12	12	-
Imprese controllate consolidate di Eni							
Eni SpA	2	11	5.714	1	9	-	-
Eni SpA Divisione Exploration & Production	129	2	-	-	2	30	-
Eni SpA Divisione Gas & Power	1	-	-	-	1	-	-
Eni SpA Divisione Refining & Marketing	48	-	-	4	1	16	-
Agip Energy & Natural Resources (Nigeria) Ltd	2	-	-	-	-	-	-
Agip Karachaganak BV	1	-	-	-	-	1	-
Burren Energy Services Ltd	3	-	-	-	-	4	-
Eni Adfin SpA	-	-	-	-	2	-	-
Eni Algeria Production BV	1	-	-	-	-	1	-
Eni Angola SpA	38	-	-	-	-	62	-
Eni Canada Holding Ltd	70	7	-	-	-	51	-
Eni Congo SA	35	-	-	-	-	44	-
Eni Corporate University SpA	1	4	-	-	2	-	-
Eni East Africa SpA	36	-	-	-	-	62	-
Eni Finance USA Inc	54	-	-	-	-	-	-
Eni Ghana Exploration & Production Ltd	2	-	-	-	-	-	-
Eni Insurance Ltd	8	11	-	-	15	6	-
Eni Iraq BV	2	-	-	-	-	7	-
Eni Mediterranea Idrocarburi SpA	-	-	-	-	-	-	-
Eni Norge AS	54	-	-	-	-	60	-
EniPower SpA	3	-	-	-	-	1	-
EniServizi SpA	1	18	-	-	22	-	-
Eni Togo BV	6	-	-	-	-	-	-
Eni Trading & Shipping SpA	-	-	-	2	-	-	-
Eni Venezuela BV	-	-	-	-	-	1	-
Hindustan Oil Exploration Co Ltd	3	-	-	-	-	6	-
Naoc - Nigerian Agip Oil Co Ltd	4	-	-	-	-	1	-
Polimeri Europa France SAS	1	-	-	-	-	-	-
Raffineria di Gela SpA	3	-	-	-	-	1	-
Serfactoring SpA	3	44	-	-	1	-	-
Snam Rete Gas SpA	-	-	-	-	-	31	-
Stoccaggi Gas Italia SpA	-	-	-	-	-	8	-
Syndial SpA	16	-	-	-	-	9	-
Tecnomare SpA	-	-	-	-	-	3	-
Versalis SpA (ex Polimeri Europa SpA)	12	-	-	-	-	-	-
Altre (per rapporti di importo unitario non superiore a 500 migliaia di euro)	3	2	-	-	-	-	-
Totale imprese controllate consolidate di Eni	542	99	5.714	7	55	405	-

(milioni di euro)

Denominazione	31.12.2012			Primo semestre 2012			
	Crediti	Debiti	Garanzie	Costi		Ricavi	
				Beni	Servizi	Beni e servizi	Altri
Imprese controllate di Eni escluse dall'area di consolidamento							
Agip Kazakhstan North Caspian Operating Co NV	199	16	-	-	-	471	-
Totale imprese controllate di Eni	741	115	5.714	7	55	876	-
Imprese collegate e a controllo congiunto di Eni	25	-	-	-	-	51	-
Totale imprese di Eni	766	115	5.714	7	55	927	-
Imprese controllate o possedute dallo Stato	63	1	-	-	1	-	-
Totale rapporti con parti correlate	948	177	5.798	7	69	939	-
Totale generale	3.252	4.982	7.326	1.391	2.999	6.397	6
Incidenza (%)	29,15	3,55	79,14	0,50	2,30	14,68	-

I rapporti commerciali e diversi al 30 giugno 2013 sono di seguito analizzati:

(milioni di euro)

Denominazione	30.06.2013			Primo semestre 2013			
	Crediti	Debiti	Garanzie	Costi		Ricavi	
				Beni	Servizi	Beni e servizi	Altri
Imprese controllate escluse dall'area di consolidamento							
SAGIO - Companhia Angolana de Gestão Instalação Offshore Ltda	1	1	-	-	1	-	-
Totale controllate escluse dall'area di consolidamento	1	1	-	-	1	-	-
Imprese collegate e a controllo congiunto							
CEPAV (Consorzio Eni per l'Alta velocità) Due	48	81	158	-	29	71	-
KWANDA Suporte Logístico Lda	53	8	-	-	5	4	-
Gruppo Rosetti Marino SpA	-	-	-	-	-	-	-
Milano-Brescia-Verona Scarl	-	-	-	-	-	-	-
PLNG 9 Snc di Chiyoda Corp e Servizi Energia Italia SpA	2	-	-	-	-	3	-
Sabella SAS	1	-	-	-	-	-	-
Saidel Ltd	4	7	-	-	7	4	-
Saipem Taqa Al Rushaid Fabricators Co Ltd	7	17	-	-	23	-	-
Totale collegate e a controllo congiunto	115	113	158	-	64	82	-
Imprese controllate consolidate di Eni							
Eni SpA	1	27	6.235	1	8	-	-
Eni SpA Divisione Exploration & Production	73	2	-	-	-	71	-
Eni SpA Divisione Gas & Power	1	1	-	-	1	-	-
Eni SpA Divisione Refining & Marketing	35	-	-	2	-	18	-
Agip Energy & Natural Resources (Nigeria) Ltd	2	-	-	-	-	-	-
Agip Karachaganak BV	1	-	-	-	-	-	-
Burren Energy Services Ltd	7	-	-	-	-	4	-
Eni Adfin SpA	-	2	-	-	2	-	-
Eni Algeria Production BV	-	-	-	-	-	-	-
Eni Angola SpA	37	-	-	-	-	70	-
Eni Canada Holding Ltd	56	5	-	-	-	6	-
Eni Congo SA	46	2	-	-	1	50	-
Eni Corporate University SpA	-	2	-	-	3	-	-
Eni East Africa SpA	31	-	-	-	-	68	-
Eni Finance International SA	-	-	-	-	-	-	-
Eni Finance USA Inc	45	-	-	-	-	-	-
Eni Ghana Exploration & Production Ltd	20	-	-	-	-	18	-
Eni Insurance Ltd	8	5	-	-	11	7	-
Eni Iraq BV	2	-	-	-	-	-	-
Eni Mediterranea Idrocarburi SpA	1	-	-	-	-	1	-
Eni Norge AS	47	-	-	-	-	83	-
EniPower SpA	3	-	-	-	-	3	-
EniServizi SpA	-	36	-	-	21	-	-

(milioni di euro)

Denominazione	30.06.2013			Primo semestre 2013			
	Crediti	Debiti	Garanzie	Costi		Ricavi	
				Beni	Servizi	Beni e servizi	Altri
Eni Togo BV	12	-	-	-	-	42	-
Eni Trading & Shipping SpA	-	-	-	-	[1]	-	-
Eni Venezuela BV	-	-	-	-	-	-	-
Hindustan Oil Exploration Co Ltd	1	-	-	-	-	-	-
Naoc - Nigerian Agip Oil Co Ltd	4	-	-	-	-	-	-
Polimeri Europa France SAS	-	-	-	-	-	-	-
Raffineria di Gela SpA	3	-	-	-	-	2	-
Serfactoring SpA	3	49	-	-	-	-	-
Servizi Aerei SpA	-	-	-	-	-	-	-
Syndial SpA	13	-	-	-	-	5	-
Tecnomare SpA	-	-	-	-	-	-	-
Versalis SpA (ex Polimeri Europa SpA)	17	-	-	-	-	10	-
Altre (per rapporti di importo unitario non superiore a 500 migliaia euro)	1	3	-	-	1	-	-
Totale imprese controllate consolidate di Eni	470	134	6.235	3	47	458	-
Imprese controllate di Eni escluse dall'area di consolidamento							
Agip Kazakhstan North Caspian Operating Co NV	120	11	-	-	-	321	-
Totale imprese controllate di Eni	590	145	6.235	3	47	779	-
Imprese collegate e a controllo congiunto di Eni	18	-	-	-	-	18	-
Totale imprese di Eni	608	145	6.235	3	47	797	-
Imprese controllate o possedute dallo Stato	43	1	-	-	3	104	-
Totale rapporti con parti correlate	767	260	6.393	3	115	983	-
Totale generale	3.158	5.452	8.326	1.093	3.013	5.186	3
Incidenza (%)	24,29	4,77	76,78	0,27	3,82	18,95	-

I valori riportati in tabella fanno riferimento alle note 2 "Crediti commerciali e altri crediti", 14 "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 ricavi nei confronti di imprese collegate di Eni, pari a 18 milioni di euro, sono realizzati principalmente per 14 milioni di euro nei confronti della società Petrobel Belayim Petroleum Co. I crediti, pari a 18 milioni di euro, sono vantati principalmente per 11 milioni di euro nei confronti di Petrobel Belayim Petroleum Co e 3 milioni di euro verso Mellitah Oil & Gas BV.

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)	31.12.2012		30.06.2013	
	Altre attività	Altre passività	Altre attività	Altre passività
Eni SpA	203	86	75	144
Banque Eni SA	4	3	13	6
Eni Insurance Ltd	-	-	-	7
Eni Trading & Shipping SpA	-	-	-	1
Totale rapporti con parti correlate	207	89	88	158
Totale generale	562	96	396	221
Incidenza (%)	36,83	92,71	22,22	71,49

Rapporti finanziari

I rapporti finanziari sono di seguito analizzati:

(milioni di euro)

Denominazione	31.12.2012		Primo semestre 2012		
	Debiti ⁽¹⁾	Impegni	Oneri	Proventi	Derivati
Eni SpA	2.183	13.116	(24)	-	(44)
Banque Eni SA	-	385	-	-	28
Eni Finance International SA	3.072	-	(24)	1	-
Serfactoring SpA	10	-	(1)	-	-
Totale rapporti con parti correlate	5.265	13.501	(49)	1	(16)

(1) Esposti nello stato patrimoniale per 1.523 milioni di euro alla voce "Passività finanziarie a breve termine"; per 3.343 milioni di euro alla voce "Passività finanziarie a lungo termine" e per 399 milioni di euro alla voce "Quota a breve di passività finanziarie a lungo termine".

I rapporti finanziari al 30 giugno 2013 sono di seguito analizzati:

(milioni di euro)

Denominazione	30.06.2013		Primo semestre 2013		
	Debiti ⁽¹⁾	Impegni	Oneri	Proventi	Derivati
Eni SpA	2.095	12.335	(28)	-	(90)
Banque Eni SA	-	299	-	-	10
Eni Finance International SA	3.655	-	(32)	-	-
Eni Trading & Shipping	-	-	-	-	(1)
Ferrovie dello Stato	-	-	-	9	-
Serfactoring SpA	-	-	(1)	-	-
Totale rapporti con parti correlate	5.750	12.634	(61)	9	(81)

(1) Esposti nello stato patrimoniale per 1.426 milioni di euro alla voce "Passività finanziarie a breve termine"; per 3.971 milioni di euro alla voce "Passività finanziarie a lungo termine" e per 353 milioni di euro alla voce "Quota a breve di passività finanziarie a lungo termine".

Si segnala che i rapporti finanziari comprendono anche i rapporti di copertura con Eni Trading & Shipping SpA che nel conto economico sono riclassificati nella voce "Altri proventi (oneri) operativi".

Con l'Unità Finanza di Eni SpA è in essere una convenzione in base alla quale Eni SpA provvede, per le imprese italiane del Gruppo Saipem, alla copertura dei fabbisogni finanziari e all'impiego della liquidità, nonché alla stipula di contratti derivati per la copertura dei rischi di cambio e di tasso di interesse.

L'incidenza delle operazioni o posizioni con parti correlate relative ai rapporti finanziari è la seguente:

(milioni di euro)	31.12.2012			30.06.2013		
	Totale	Entità correlate	Incidenza %	Totale	Entità correlate	Incidenza %
Passività finanziarie a breve termine	1.740	1.523	87,53	1.611	1.426	88,52
Passività finanziarie a lungo termine (comprenditive delle quote a breve termine)	3.943	3.742	94,90	4.568	4.324	94,66

(milioni di euro)	Primo semestre 2012			Primo semestre 2013		
	Totale	Entità correlate	Incidenza %	Totale	Entità correlate	Incidenza %
Proventi finanziari	155	1	0,65	234	9	3,85
Oneri finanziari	(221)	(49)	22,17	(246)	(61)	24,80
Strumenti derivati	(17)	(16)	94,12	(80)	(80)	100,00
Altri proventi (oneri) operativi	-	-	-	(1)	(1)	100,00

I principali flussi finanziari con parti correlate sono indicati nella seguente tabella:

(milioni di euro)	30.06.2012	30.06.2013
Ricavi e proventi	939	983
Costi e oneri	(76)	(118)
Proventi (oneri) finanziari e strumenti derivati	(64)	(133)
Variazione crediti/debiti commerciali e diversi	19	264
Flusso di cassa netto da attività di periodo	818	996
Variazione debiti finanziari	922	485
Flusso di cassa netto da attività di finanziamento	922	485
Flusso di cassa totale verso entità correlate	1.740	1.481

L'incidenza dei flussi finanziari con parti correlate è indicata nella seguente tabella di sintesi:

(milioni di euro)	30.06.2012			30.06.2013		
	Totale	Entità correlate	Incidenza %	Totale	Entità correlate	Incidenza %
Flusso di cassa da attività di periodo	143	818	572,03	499	996	199,60
Flusso di cassa da attività di investimento	(549)	-	-	(445)	-	-
Flusso di cassa da attività di finanziamento (*)	599	922	153,92	502	485	96,61

(*) Nel flusso di cassa da attività di finanziamento non sono stati considerati i dividendi distribuiti e l'acquisto netto di azioni proprie.

Informazioni relative alle imprese a controllo congiunto

I valori relativi alla situazione al 30 giugno 2013 delle imprese a controllo congiunto consolidate con il metodo dell'integrazione proporzionale, confrontati con lo stesso periodo dell'anno precedente, sono i seguenti:

(milioni di euro)	30.06.2012	30.06.2013
Capitale investito netto	(139)	(125)
Totale attività	547	446
Totale attività correnti	453	370
Totale attività non correnti	94	76
Totale passività	512	394
Totale passività correnti	489	375
Totale passività non correnti	23	19
Totale ricavi	434	240
Totale costi operativi	410	236
Utile operativo	24	4
Utile (perdita) di periodo	16	3

44 Eventi e operazioni significativi e non ricorrenti

Nel primo semestre 2012 e nel primo semestre 2013 non si segnalano eventi e/o operazioni significativi non ricorrenti.

45 Posizioni o transazioni derivanti da operazioni atipiche e inusuali

Nel primo semestre 2012 e nel primo semestre 2013 non si segnalano operazioni atipiche e/o 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 - Avvio di procedimenti Consob

In seguito all'emissione da parte della Società del Comunicato Stampa del 29 gennaio 2013, con il quale sono state riviste le previsioni di utile per l'esercizio 2012 e l'outlook 2013, Consob ha inviato una comunicazione, in data 31 gennaio 2013, con la quale ha richiesto alla Società di ricostruire il processo di valutazione e le considerazioni che hanno portato alla decisione di emettere il citato Comunicato Stampa, di descrivere gli elementi informativi utilizzati per la revisione delle stime dei risultati economici per gli esercizi 2012 e 2013 e dell'outlook per l'esercizio 2014.

Con lettera del 1° febbraio 2013, Consob ha dato avvio a verifica ispettiva nei confronti di Saipem ai sensi dell'art. 187-*octies*, comma 3 del D.Lgs. n. 58 del 24 febbraio 1998, al fine di acquisire atti, documenti e informazioni in merito al processo di formazione del citato Comunicato Stampa e alla gestione delle informazioni privilegiate.

Successivamente, con comunicazioni dell'8 febbraio 2013, del 25 febbraio 2013 e del 2 maggio 2013, ulteriori informazioni sono state richieste da Consob con riferimento, tra l'altro, agli scostamenti tra l'ultimo piano industriale approvato anteriormente al 29 gennaio 2013 e il nuovo piano industriale 2013-2016, ai dati per il monitoraggio delle commesse e ad alcuni dettagli relativi al trattamento contabile dei costi di commessa. La Società ha risposto alle comunicazioni menzionate, fornendo la documentazione, le informazioni richieste e offrendo piena collaborazione alla Commissione.

In seguito all'emissione da parte di Saipem SpA del Comunicato Stampa del 14 giugno 2013, con il quale è stata ulteriormente rivista la guidance di utile operativo e di utile netto per il 2013, Consob in data 19 giugno 2013 ha richiesto elementi informativi circa: (i) i rapporti negoziali con Sonatrach da gennaio 2013; (ii) le commesse per le quali sono state riviste le stime di redditività e i motivi di tali revisioni di stima. Saipem ha risposto fornendo la documentazione e le informazioni richieste.

Il 19 luglio 2013 Consob ha comunicato alla Società l'avvio del procedimento finalizzato a una possibile rettifica dell'informativa finanziaria diffusa con i bilanci di esercizio e consolidato al 31 dicembre 2012, ovvero impugnativa della relazione finanziaria avanti l'autorità giudiziaria (ex art. 154-*ter*, comma 7, ovvero ex art. 157, comma 2 del D.Lgs. n. 58/1998). Secondo Consob, sembrerebbero emergere profili di non conformità di tali bilanci ai principi contabili internazionali e in particolare allo IAS 11 "Commesse a lungo termine". In particolare gli ipotizzati profili di non conformità si riferirebbero ai dati contabili di otto commesse, delle quali sette in corso di esecuzione al 31 dicembre 2012. Per cinque delle otto commesse, Consob ipotizza la competenza 2012 della revisione di stima di circa 500 milioni di euro annunciata con il profit warning del 14 giugno e rilevata contabilmente nel primo semestre 2013 con questa relazione semestrale. Per le rimanenti tre commesse, Consob individua profili di criticità che farebbero ritenere l'esistenza di margini negativi da rilevare nei bilanci 2012 per circa 130 milioni di euro.

La Società ritiene di confermare le valutazioni di bilancio fatte al 31 dicembre 2012 e che non sussistano tuttora i presupposti per la rilevazione nella presente relazione degli ipotizzati margini negativi relativi alle tre commesse non comprese nel profit warning del 14 giugno 2013 ed esporrà a Consob, nei termini consentiti, le proprie controdeduzioni.

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 Umberto Vergine e Stefano Goberti 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 al 30 giugno 2013, nel corso del primo semestre 2013.

2. Le procedure amministrative e contabili per la formazione del bilancio semestrale abbreviato al 30 giugno 2013 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. Ai fini della presente attestazione si è tenuto conto di quanto rappresentato alla nota 47 "Altre informazioni - Avvio di procedimenti Consob" a pagina 110 della presente relazione finanziaria semestrale.

3. Si attesta, inoltre che:

3.1 il bilancio semestrale abbreviato al 30 giugno 2013:

- 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.

30 luglio 2013

Umberto Vergine

Amministratore Delegato (CEO)

Stefano Goberti

Chief Financial Officer

Relazione della Società di revisione



Reconta Ernst & Young S.p.A.
Via della Chiusa, 2
20123 Milano
Tel. (+39) 02 722121
Fax (+39) 02 72212037
www.ey.com

Relazione della società di revisione sulla revisione contabile limitata del bilancio consolidato semestrale abbreviato

Agli Azionisti della
Saipem S.p.A.

1. Abbiamo effettuato la revisione contabile limitata del bilancio consolidato semestrale abbreviato della Saipem S.p.A. e controllate (Gruppo Saipem) al 30 giugno 2013, costituito dallo stato patrimoniale, dal conto economico, dal prospetto del conto economico complessivo, dal prospetto delle variazioni nelle voci del patrimonio netto, dal rendiconto finanziario e dalle relative note illustrative. La responsabilità della redazione del bilancio consolidato semestrale abbreviato in conformità al principio contabile internazionale applicabile per l'informativa finanziaria infrannuale (IAS 34) adottato dall'Unione Europea, compete agli Amministratori della Saipem S.p.A.. E' nostra la responsabilità della redazione della presente relazione in base alla revisione contabile limitata svolta.
2. 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 è consistita principalmente nella raccolta di informazioni sulle poste del bilancio consolidato semestrale abbreviato e sull'omogeneità dei criteri di valutazione, tramite colloqui con la direzione della società, e nello svolgimento di analisi di bilancio sui dati contenuti nel predetto bilancio consolidato. La revisione contabile limitata ha escluso procedure di revisione quali sondaggi di conformità e verifiche o procedure di validità delle attività e delle passività ed ha comportato un'estensione di lavoro significativamente inferiore a quella di una revisione contabile completa svolta secondo gli statuiti principi di revisione. Di conseguenza, diversamente da quanto effettuato sul bilancio consolidato di fine esercizio, non esprimiamo un giudizio professionale di revisione sul bilancio consolidato semestrale abbreviato.

Il bilancio consolidato semestrale abbreviato presenta ai fini comparativi i dati dell'esercizio precedente e del semestre dell'anno precedente, alcuni dei quali, come illustrato nelle note esplicative, sono stati riesposti in seguito all'applicazione retroattiva dell'emendamento allo IAS 19, rispetto ai dati precedentemente presentati e da noi assoggettati rispettivamente a revisione contabile e a revisione contabile limitata, sui quali avevamo emesso le nostre relazioni in data 3 aprile 2013 e in data 2 agosto 2012. Le modalità di rideterminazione dei dati comparativi e la relativa informativa presentata nelle note esplicative sono state da noi esaminate ai fini dell'emissione della presente relazione.

3. Sulla base di quanto svolto, non sono pervenuti alla nostra attenzione elementi che ci facciano ritenere che il bilancio consolidato semestrale abbreviato del Gruppo Saipem al 30 giugno 2013 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.
4. A titolo di richiamo di informativa si segnala quanto riportato nella nota 47 "Altre informazioni" del bilancio consolidato semestrale abbreviato del Gruppo Saipem al 30 giugno 2013, che illustra i termini del procedimento avviato da Consob relativamente all'informativa finanziaria diffusa con i bilanci d'esercizio e consolidato al 31 dicembre 2012.

Milano, 5 agosto 2013

Reconta Ernst & Young S.p.A.


Pietro Carena
(Socio)

Reconta Ernst & Young S.p.A.
Sede Legale: 00198 Roma - Via Po, 32
Capitale Sociale € 1.402.500,00 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
P.I. 00891231003
Iscritta all'Albo Revisori Contabili 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



saipem

saipem Società per Azioni
Capitale Sociale euro 441.410.900 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

Progetto grafico: Gruppo Korus Srl - Roma
Copertina: Inarea
Impaginazione e supervisione: Studio Joly Srl - Roma
Stampa: Impronta Grafica - Cantù

www.saipem.com