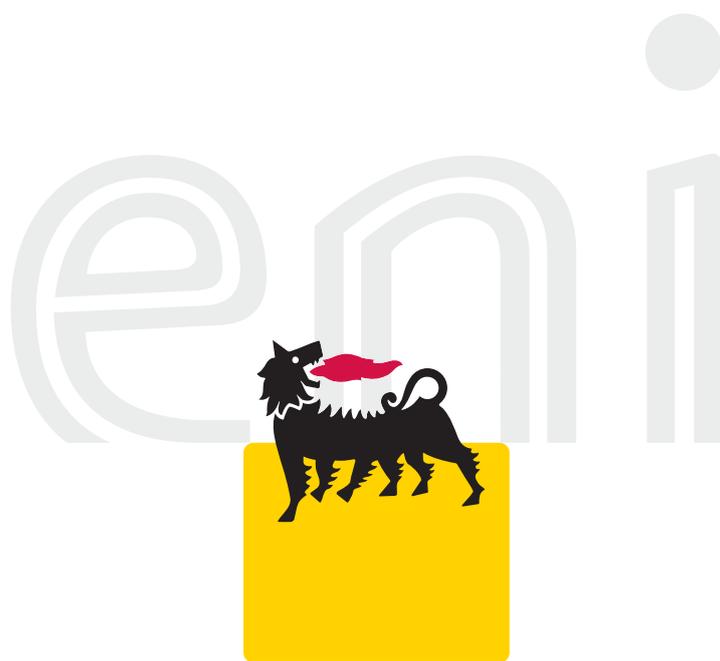


saipem



Relazione finanziaria semestrale consolidata al 30 giugno 2012

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 sicurezza, integrità, apertura, flessibilità, integrazione, innovazione, qualità, competitività, lavoro di gruppo, umiltà, internazionalizzazione

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

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

Alcuni dei rischi citati risultano approfonditi nella "Relazione intermedia sulla gestione" e nelle note illustrative al bilancio consolidato semestrale abbreviato.

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, Colombia, Ecuador, Messico, Perù, Repubblica Dominicana, Stati Uniti, Suriname, Trinidad e Tobago, Venezuela

CSI

Azerbaijan, Kazakistan, Russia, Turkmenistan, Ucraina

AFRICA

Algeria, Angola, Camerun, Congo, Costa d'Avorio, Egitto, Gabon, Libia, Marocco, Mauritania, Mozambico, Nigeria, Sudafrica, 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, Timor Est, Vietnam

Organi sociali e di controllo di Saipem SpA

CONSIGLIO DI AMMINISTRAZIONE

Presidente

Alberto Meomartini

Vice Presidente e Amministratore Delegato (CEO)

Pietro Franco Tali

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

Hugh James O'Donnell

Consiglieri

Gabriele Galateri di Genola, Nicola Greco, Maurizio Montagnese,

Mauro Sacchetto, Umberto Vergine, Michele Volpi

COLLEGIO SINDACALE

Presidente

Mario Busso

Sindaci effettivi

Anna Gervasoni¹

Adriano Propersi

Sindaci supplenti

Giulio Gamba²

Paolo Sfameni

[1] Nominata Sindaco Effettivo dall'Assemblea del 27 aprile 2012.

[2] Già Sindaco Supplente, subentrato quale Sindaco Effettivo a Fabrizio Gardi il 6 dicembre 2011 e confermato Sindaco Supplente dall'Assemblea del 27 aprile 2012.

Società di revisione

Reconta Ernst & Young SpA

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

Relazione e bilancio

Risultati del semestre	2
Struttura partecipativa del Gruppo Saipem	3
Relazione intermedia sulla gestione	
Nota sull'andamento del titolo Saipem SpA	8
Glossario	10
Andamento operativo	13
Le acquisizioni e il portafoglio	13
Gli investimenti	15
Engineering & Construction Offshore	16
Engineering & Construction Onshore	21
Drilling Offshore	25
Drilling Onshore	28
Commento ai risultati economico-finanziari	30
Risultati economici	30
Situazione patrimoniale e finanziaria	33
Rendiconto finanziario riclassificato	35
Principali indicatori reddituali e finanziari	36
Sostenibilità	37
Attività di ricerca e sviluppo	39
Qualità, salute, sicurezza e ambiente	41
Risorse umane	43
Sistema informativo	46
Gestione dei rischi d'impresa	47
Altre informazioni	54
Riconduzione degli schemi di bilancio riclassificati utilizzati nella relazione sulla gestione a quelli obbligatori	56

Bilancio consolidato semestrale abbreviato

Schemi di bilancio	60
Note illustrative al bilancio consolidato semestrale abbreviato	66
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	107
Relazione della Società di revisione	108

Risultati del semestre

I ricavi ammontano a 6.397 milioni di euro (6.021 milioni di euro nel corrispondente semestre 2011).

L'utile operativo ammonta a 762 milioni di euro (711 milioni di euro nel corrispondente semestre 2011).

L'utile netto ammonta a 473 milioni di euro (438 milioni di euro nel corrispondente semestre 2011).

Il cash flow (utile netto più ammortamenti) ammonta a 818 milioni di euro (740 milioni di euro nel corrispondente semestre 2011).

Il settore Engineering & Construction Offshore ha espresso il 39% dei ricavi e il 43% dei margini; l'Engineering & Construction Onshore il 47% dei ricavi e il 32% dei margini; il Drilling Offshore l'8% dei ricavi e il 18% dei margini e il Drilling Onshore il 6% dei ricavi e il 7% dei margini.

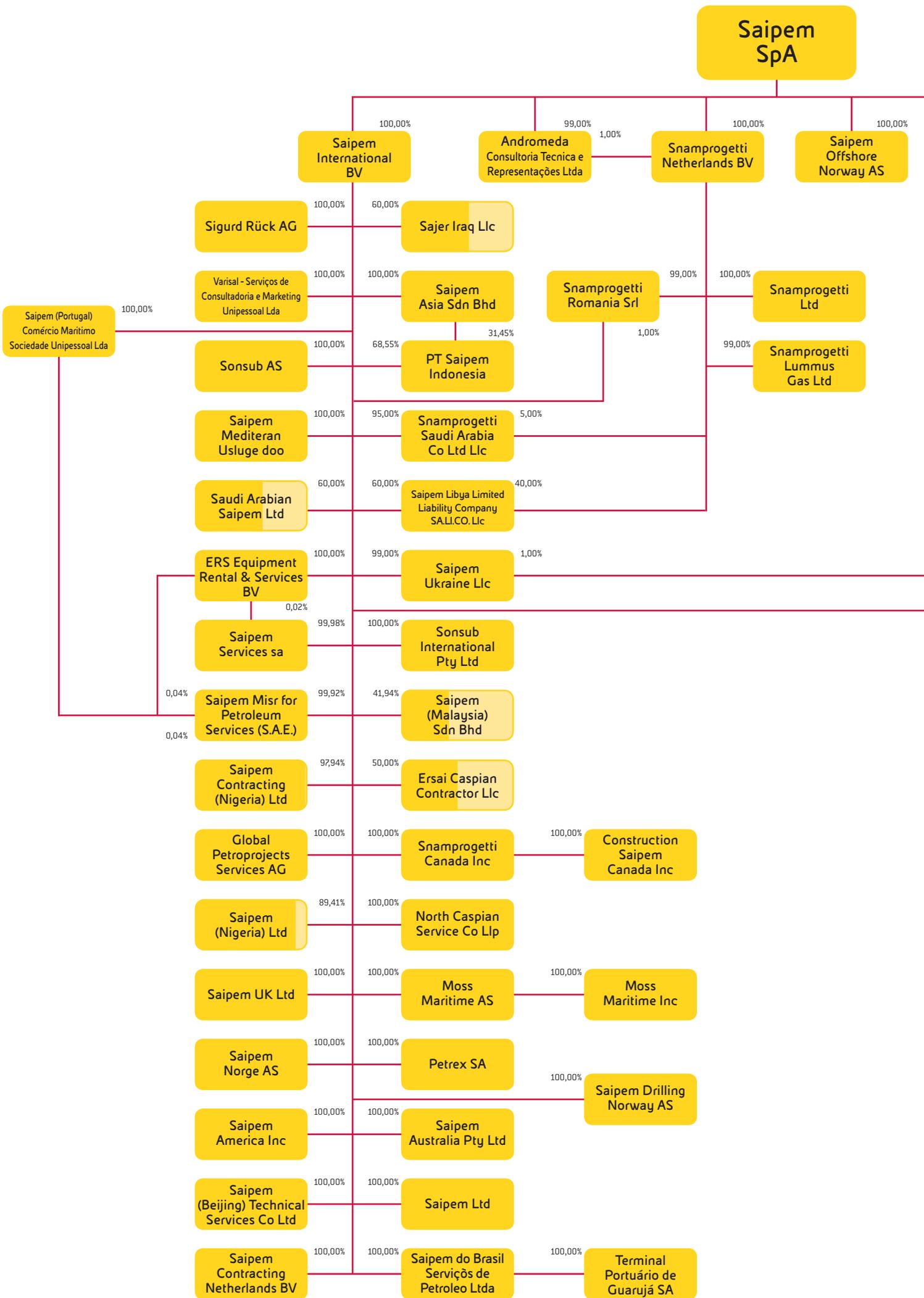
L'indebitamento finanziario netto al 30 giugno 2012 ammonta a 3.935 milioni di euro, con un incremento di 743 milioni di euro rispetto al 31 dicembre 2011. L'aumento è ascrivibile a un sensibile peggioramento del capitale circolante registrato nel primo trimestre, alla distribuzione di dividendi avvenuta nel secondo trimestre e al rinnovo di operazioni di copertura cambi in presenza di un dollaro USA rafforzato, per un esborso di circa 98 milioni di euro nel semestre. Il rientro dall'inusuale esposizione in capitale circolante generatasi nel primo trimestre è iniziato nel secondo trimestre ed è previsto proseguire nel secondo semestre.

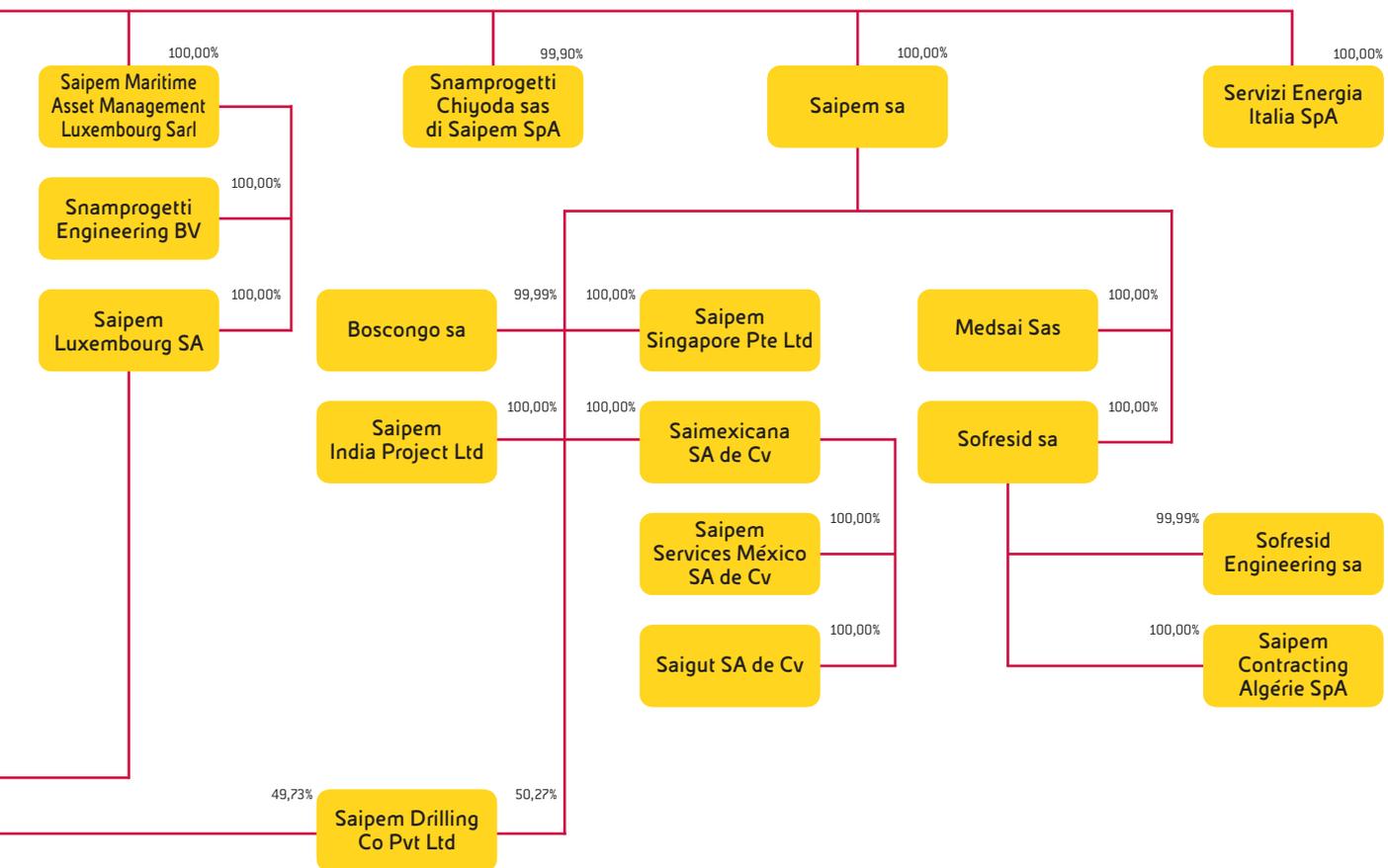
Gli investimenti tecnici effettuati nel primo semestre 2012 ammontano a 548 milioni di euro (561 milioni di euro nel primo semestre 2011); relativamente ai principali mezzi in costruzione, sono terminate le attività di costruzione della piattaforma semisommersibile Scarabeo 8, mentre sono proseguite le attività di costruzione del nuovo pipelayer Castorone.

Nei primi sei mesi del 2012 sono stati acquisiti nuovi ordini per complessivi 6.303 milioni di euro e il portafoglio ordini al 30 giugno 2012 si attesta a 20.323 milioni di euro.

Struttura partecipativa del Gruppo Saipem

(società controllate)







Relazione intermedia sulla gestione

Nota sull'andamento del titolo Saipem SpA

Nel primo semestre del 2012 la quotazione delle azioni ordinarie Saipem presso la Borsa Italiana ha registrato un incremento del 6,9%, attestandosi a fine giugno 2012 su un valore di 34,99 euro per azione, a fronte dei 32,73 euro raggiunti alla fine del 2011. Nello stesso periodo l'indice FTSE MIB, il listino dei maggiori 40 titoli italiani, ha fatto registrare una perdita superiore al 5%.

In data 24 maggio 2012 è stato distribuito un dividendo di 0,70 euro per azione, superiore dell'11% rispetto a quello pagato nel corso dell'esercizio precedente (0,63 euro per azione).

La crisi del debito che durante la seconda metà del 2011 aveva coinvolto alcuni Stati dell'area Euro, e in particolare l'Italia, ha continuato a pesare anche nel corso del 2012. Nonostante le incertezze dei mercati, le attese di crescita degli investimenti da parte delle compagnie petrolifere e di una sostenuta domanda di servizi petroliferi, hanno consentito al titolo Saipem di segnare durante il primo trimestre il nuovo massimo storico a quota 39,51 euro.

Una serie di fattori negativi, quali il protrarsi della crisi nell'area Euro accentuato dall'incertezza sull'esito del difficile negoziato sul debito della Grecia e i segnali di un deterioramento dell'economia globale, hanno spinto il prezzo del petrolio a una forte correzione al ribas-

so e condizionato negativamente l'andamento delle Borse per buona parte del secondo trimestre 2012.

In questo contesto anche il titolo Saipem ha seguito il trend negativo di mercato e ha iniziato un ritracciamento che lo ha portato a scendere ai primi di giugno sotto i 30 euro a quota 29,98 euro, per poi chiudere il semestre a quota 34,99 euro per azione. A fine giugno la capitalizzazione di mercato della Società ha raggiunto un valore di circa 15,5 miliardi di euro.

In termini di liquidità del titolo, le azioni trattate nel semestre sono state 219 milioni circa, a fronte dei 276 milioni circa del corrispondente periodo del 2011, con una media giornaliera di periodo che si attesta sui 1,7 milioni di titoli scambiati (2,2 milioni nel primo semestre nel 2011). Il controvalore degli scambi ha raggiunto i 7,7 miliardi di euro, in calo del 24% rispetto al primo semestre dello scorso anno (10,1 miliardi di euro).

Le azioni di risparmio, convertibili alla pari delle azioni ordinarie, in circolazione a fine giugno erano 116.799. La loro quotazione ha avuto un incremento dell'8,6%, attestandosi a 32,59 euro a fine giugno 2012. Il dividendo distribuito è stato di 0,73 euro per azione, in crescita del 6% rispetto a quanto pagato l'esercizio precedente.

Quotazioni alla Borsa Valori di Milano	(euro)	2008	2009	2010	2011	1° semestre 2012
Azioni ordinarie:						
- massima		30,44	24,23	37,27	38,60	39,51
- minima		10,29	10,78	23,08	23,77	29,98
- media		23,19	17,51	28,16	33,89	35,50
- fine periodo		11,92	24,02	36,90	32,73	34,99
Azioni di risparmio:						
- massima		30,05	24,02	37,00	39,25	33,26
- minima		16,82	14,85	23,00	30,00	30,00
- media		26,43	18,54	29,80	34,89	30,69
- fine periodo		16,82	24,02	36,50	30,00	32,59

Saipem e FTSE MIB - Valori medi mensili gennaio 2007-luglio 2012



Glossario

TERMINI FINANZIARI

EBIT: utile 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.

ROACE: indice di rendimento del capitale investito calcolato come rapporto tra l'utile 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.

Utile netto adjusted: utile netto con esclusione degli special item.

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.

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 una condotta o un impianto o le apparecchiature collegate. Viene effettuato alla fine della vita utile dell'impianto in seguito

a un incidente, per ragioni tecniche o economiche, per motivi di sicurezza e ambientali.

Deep water: vedi Acque profonde.

Downstream: il termine downstream riguarda le attività inerenti il settore petrolifero che si collocano a valle dell'esplorazione e produzione.

Drillship (Nave di perforazione): nave dotata di propulsione propria in grado di effettuare operazioni di perforazione in acque profonde.

Dry-tree: testa pozzo fuori acqua posta sulle strutture di produzione galleggianti.

Dynamic Positioned Heavy Lifting Vessel (Nave per grandi sollevamenti a posizionamento dinamico): mezzo navale dotato di gru di elevata capacità di sollevamento in grado di mantenere una posizione definita rispetto a un certo sistema di riferimento con elevata precisione mediante la gestione di propulsori (elicke), in modo da annullare le forzanti ambientali (vento, moto ondoso, corrente).

EPC (Engineering, Procurement, Construction): contratto tipico del 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 galleggiante.

Floatover: metodo di installazione di moduli di piattaforme marine senza l'esecuzione di operazioni di sollevamento. Un mezzo navale specifico trasporta il modulo da installare, si posiziona internamente ai punti di sostegno, varia il proprio assetto operando sulle casse di zavorra e abbassandosi posa il modulo sui punti di sostegno. Una volta che il modulo è a contatto con i punti di sostegno, il mezzo navale si sfilava e si provvede ad assicurare il modulo alla struttura di supporto.

Flowline: tubazione impiegata per il collegamento e il trasporto della produzione dei singoli pozzi a un collettore o a un centro di raccolta o trattamento.

FPSO vessel: sistema galleggiante di produzione, stoccaggio e trasbordo (Floating Production, Storage and Offloading), costituito da una petroliera di grande capacità, in grado di disporre di un impianto di trattamento degli idrocarburi di notevole dimensioni. Questo sistema, che viene ormeggiato a prua per mantenere una posizione geostazionaria, è in effetti, una piattaforma temporaneamente fissa, che collega le teste di pozzo sottomarine, mediante collettori verticali (riser) dal fondo del mare, ai sistemi di bordo di trattamento, stoccaggio e trasbordo.

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 Company: compagnie a capitale privato, tipicamente quotate su mercati azionari, coinvolte in diversi modi nelle attività petrolifere upstream e/o downstream.

Jacket: struttura reticolare inferiore di una piattaforma fissata mediante pali a fondo mare.

Jack-up: unità marina mobile di tipo autosollevante, per la perforazione dei pozzi offshore, dotata di uno scafo e di gambe a traliccio.

J-laying (posa a "J"): posa di una condotta utilizzando una rampa di varo quasi verticale per cui la condotta assume una 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 Company: compagnie di proprietà dello Stato, o da esso controllate, coinvolte in diversi modi nelle attività di esplorazione, produzione, trasporto e trasformazione degli idrocarburi.

NDT (Non Destructive Testing) Controlli Non Distruttivi: complesso di esami, prove e rilievi condotti impiegando metodi che non alterano il materiale alla ricerca e identificazione di difetti strutturali.

NDT Phased Array: metodo NDT (Non Destructive Testing) basato sull'uso di ultrasuoni per rilevare difetti in una struttura o una saldatura.

Offshore/Onshore: il termine offshore indica un tratto di mare aperto e, per estensione, le attività che vi si svolgono; onshore è riferito alla terra ferma e, per estensione, alle attività che vi si svolgono.

Oil Services Industry: settore industriale che fornisce servizi e/o prodotti alle National o International Oil Company ai fini dell'esplorazione, produzione, trasporto e trasformazione degli idrocarburi.

Ombelicale: cavo flessibile di collegamento che, in un unico involucro, contiene cavi e tubi flessibili.

Pig: apparecchiatura che viene utilizzata per pulire, raschiare e ispezionare una condotta.

Piggy back pipeline: pipeline di piccolo diametro, posto al di sopra di un'altra 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.
- Pre Travel Counselling:** suggerimenti di tipo sanitario sulla base delle condizioni di salute di chi viaggia, informando adeguatamente il lavoratore sui rischi specifici e la profilassi da adottare in base al Paese di destinazione.
- Pulling:** operazione di intervento su un pozzo per eseguire manutenzioni e sostituzioni marginali.
- QHSE (Qualità, Health, Safety, Environment):** Qualità, Salute, Sicurezza, Ambiente.
- Rig:** impianto di perforazione, composto da una struttura a traliccio (torre), dal piano sonda su cui la torre è installata, e dalle attrezzature accessorie per le operazioni di discesa, risalita e rotazione della batteria di perforazione e per il pompaggio del fango.
- Riser:** collettore utilizzato nei pozzi offshore con testa pozzo sottomarina per collegarla con la superficie.
- ROV (Remotely Operated Vehicle):** mezzo sottomarino senza equipaggio guidato e alimentato via cavo, utilizzato per attività di ispezione e per lavori subacquei.
- Shale gas:** gas metano prodotto da 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.
- 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.
- 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 2012 ammontano a 6.303 milioni di euro (6.006 milioni di euro nel corrispondente periodo del 2011).

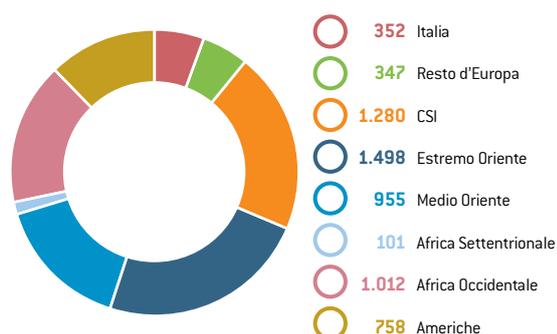
Delle acquisizioni complessive, il 67% riguarda l'attività Engineering & Construction Offshore, il 23% l'attività Engineering & Construction Onshore, il 6% il Drilling Offshore e il 4% il Drilling Onshore.

Le acquisizioni all'estero hanno rappresentato il 94% del totale e le acquisizioni di contratti da imprese del Gruppo Eni il 7%. Le acquisizioni della Capogruppo Saipem SpA sono state il 19% di quelle complessive.

Il portafoglio ordini residuo al 30 giugno ha raggiunto il livello di 20.323 milioni di euro.

Ordini acquisiti per area geografica

6.303 milioni di euro



Gruppo Saipem - Ordini acquisiti nel primo semestre 2012

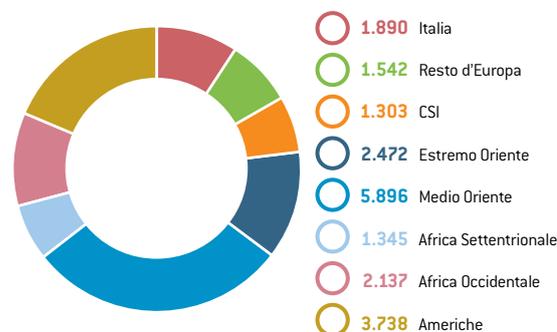
Esercizio 2011			[milioni di euro]		Primo semestre 2011		Primo semestre 2012	
Importi	%		Importi	%	Importi	%		
4.268	34	Saipem SpA	2.050	34	1.192	19		
8.237	66	Imprese del Gruppo	3.956	66	5.111	81		
12.505	100	Totale	6.006	100	6.303	100		
6.131	49	Engineering & Construction Offshore	3.262	54	4.229	67		
5.006	40	Engineering & Construction Onshore	2.077	35	1.416	23		
780	6	Drilling Offshore	349	6	405	6		
588	5	Drilling Onshore	318	5	253	4		
12.505	100	Totale	6.006	100	6.303	100		
1.116	9	Italia	889	15	352	6		
11.389	91	Estero	5.117	85	5.951	94		
12.505	100	Totale	6.006	100	6.303	100		
822	7	Gruppo Eni	395	7	427	7		
11.683	93	Terzi	5.611	93	5.876	93		
12.505	100	Totale	6.006	100	6.303	100		

Per quanto riguarda l'articolazione per settori di attività, il 41% del portafoglio ordini residuo è attribuibile all'attività Engineering & Construction Offshore, il 39% 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 14% del portafoglio totale. La Capogruppo Saipem SpA ha in carico il 52% del portafoglio ordini residuo.

Portafoglio ordini per area geografica

20.323 milioni di euro



Gruppo Saipem - Portafoglio ordini al 30 giugno 2012

31.12.2011			(milioni di euro)		30.06.2011		30.06.2012	
Importi	%		Importi	%	Importi	%		
10.764	53	Saipem SpA	10.994	54	10.656	52		
9.653	47	Imprese del Gruppo	9.464	46	9.667	48		
20.417	100	Totale	20.490	100	20.323	100		
6.600	32	Engineering & Construction Offshore	6.432	31	8.311	41		
9.604	47	Engineering & Construction Onshore	9.735	48	8.005	39		
3.301	16	Drilling Offshore	3.285	16	3.197	16		
912	5	Drilling Onshore	1.038	5	810	4		
20.417	100	Totale	20.490	100	20.323	100		
1.816	9	Italia	1.950	10	1.890	9		
18.601	91	Estero	18.540	90	18.433	91		
20.417	100	Totale	20.490	100	20.323	100		
2.883	14	Gruppo Eni	3.149	15	2.758	14		
17.534	86	Terzi	17.341	85	17.565	86		
20.417	100	Totale	20.490	100	20.323	100		

Gli investimenti

Gli **investimenti tecnici** effettuati nel corso del primo semestre 2012 ammontano a 548 milioni di euro (561 milioni di euro nel primo semestre 2011) e hanno principalmente riguardato:

- per l'Engineering & Construction Offshore 265 milioni di euro, relativi ai lavori di costruzione e approntamento di un nuovo pipelayer, al proseguimento dei lavori della yard di fabbricazione in Indonesia, all'inizio delle attività di costruzione della nuova base in Brasile, oltre a interventi di mantenimento e upgrading di mezzi esistenti;
- per l'Engineering & Construction Onshore 19 milioni di euro, rela-

tivi all'acquisto di equipment e strutture per una base in Iraq nonché al mantenimento dell'asset base;

- per il Drilling Offshore 200 milioni di euro, relativi al completamento dello Scarabeo 8, all'upgrading dello Scarabeo 6 per renderlo idoneo a operare in profondità d'acqua fino a 1.100 metri e dello Scarabeo 3 fermo a Cape Town per i lavori di rimessa in classe, oltre a interventi di mantenimento e upgrading sui mezzi esistenti;
- per il Drilling Onshore 64 milioni di euro, relativi all'upgrading dell'asset base.

In sintesi, gli investimenti del primo semestre 2012 presentano la seguente articolazione:

Investimenti		Primo semestre	
Esercizio 2011	(milioni di euro)	2011	2012
115	Saipem SpA	20	45
1.084	Imprese del Gruppo	541	503
1.199	Totale	561	548
509	Engineering & Construction Offshore	226	265
59	Engineering & Construction Onshore	10	19
509	Drilling Offshore	297	200
122	Drilling Onshore	28	64
1.199	Totale	561	548

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

Engineering & Construction Offshore

Quadro generale

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

Tra i mezzi navali più avanzati si evidenziano: il Saipem FDS 2, entrato in operatività nel 2011 e a oggi utilizzato in progetti in West Africa e in Cina. Questo mezzo, dotato di posizionamento dinamico di ultima generazione, è stato progettato per lo sviluppo di giacimenti in acque profonde fino a 3.000 metri e dispone di una torre con una capacità di sollevamento di 2.000 tonnellate per il varo con tecnica di posa a "J" di condotte del diametro massimo di 36 pollici e in grado di posare condotte dello stesso diametro con la tecnica di posa a "S"; il Saipem 7000, con posizionamento dinamico, una potenza di sollevamento di 14.000 tonnellate e la capacità di posa di condotte in acque profonde con il sistema a "J"; il Castoro Sei, idoneo 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 di 3.000 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.

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 subacquei telecomandati, e delle tecnologie di intervento su condotte in acque profonde con l'assistenza di robot specificamente equipaggiati.

Infine, il Gruppo Saipem è attivo nel settore Leased FPSO, con una flotta costituita dalle unità Cidade de Vitoria, dall'unità Gimboa e Aquila 2.

Il contesto di mercato

Il contesto macroeconomico della prima metà del 2012 è lo stesso con il quale si è chiuso il 2011, se non addirittura peggiorato per quel che riguarda la situazione europea.

I tratti salienti della crisi dell'area Euro si possono riassumere in una leggera recessione e una disoccupazione superiore al 10%.

Le ripercussioni a livello mondiale sono: negli Stati Uniti la debole ripresa non decolla, e in Asia (in particolare Cina e India) si assiste a un rallentamento della crescita economica causato dall'indebolimento della domanda estera.

Nonostante questo scenario macroeconomico, l'industria petrolifera sta attraversando un buon momento, essendosi lasciata alle spalle sia l'incidente di Macondo, con l'implementazione di più alti standard di sicurezza, sia la crisi in Libia, dove la produzione sta già raggiungendo i livelli pre-crisi.

Il prezzo del petrolio, sebbene moderato dal rallentamento della crescita della domanda, è previsto rimanere comunque a valori sostenuti per tutto il 2012, tali da incentivare gli investimenti.

Anche il settore offshore, di conseguenza, sta registrando livelli di attività abbastanza elevati, per effetto, tra l'altro, delle scoperte nel Pre-Salt brasiliano, che stanno attivando una quantità di investimenti imponente da parte di Petrobras e dello sviluppo di campi gas offshore in Australia. Inoltre quest'anno assume particolare rilevanza il trend delle nuove scoperte nell'offshore africano. In Africa occidentale l'attività nel Golfo di Guinea sta aumentando, grazie anche al Ghana e ai nuovi attori della scena deepwater, tra i quali Guinea Equatoriale e Gabon e si prospettano nuovi mercati a seguito delle importanti scoperte di gas naturale al largo della Tanzania e del Mozambico, scoperte che nei prossimi anni giocheranno un ruolo importante nell'equilibrio del mercato LNG.

Infine, seppur con effetti più nel lungo periodo, è da menzionare la sempre più crescente spinta verso l'Artico quale nuova frontiera per la ricerca e produzione di idrocarburi.

Tutto ciò trova riscontro nei dati relativi ai vari segmenti che compongono il business dell'E&C Offshore.

Per quanto riguarda gli **sviluppi sottomarini**, per l'anno in corso ci si attende un notevole incremento in termini di unità avviate rispetto all'anno precedente, aumento imputabile per un terzo proprio all'area del Golfo del Messico e per la restante parte sarà distribuito nel resto del mondo, in particolare Africa occidentale e Mare del Nord. L'America Latina, Brasile in primis, continua a mantenere un livello di attività molto elevato mentre nell'area dell'Asia-Pacifico sono in corso progetti molto importanti come Liwan, che rappresenta il primo sviluppo deepwater nel sud della Cina, e per il quale Saipem è stata incaricata dello sviluppo del campo.

Nel segmento delle **condotte sottomarine** il 2012 è previsto in crescita rispetto al 2011 in termini di chilometri installati a livello globale. La tendenza, ormai consolidata, è quella di un progressivo aumento delle installazioni in acque profonde e ultraprofonde. Il settore delle **condotte a largo diametro** è quello che quest'anno vedrà l'incremento più marcato. A livello geografico l'area trainante è quella dell'Asia-Pacifico dove sono in fase esecutiva grossi progetti come Gorgon al largo dell'Australia Nord Occidentale, che si inserisce nel più ampio piano di sviluppo delle notevoli risorse gas dell'Australia.

Anche nel Golfo del Messico e nel Mediterraneo è previsto un cospicuo aumento di attività di installazione. Nel Mediterraneo in parti-

colare, il progetto più rilevante è quello di Tamar, che collegherà l'omonimo campo gas alle coste israeliane.

Il numero previsto di **piattaforme** installate entro la fine del 2012 si mantiene ai livelli del 2011 con una distribuzione geografica che vede ancora le aree dell'Asia-Pacifico e del Medio Oriente come le più interessanti, totalizzando circa due terzi di tutte le installazioni globali.

Il settore dei sollevamenti pesanti e ultrapesanti continua a rappresentare una quota importante in termini di unità, valutabile intorno a un quinto del totale.

Nell'ambito dei **floaters**, in particolare FPSO, la situazione è altrettanto buona.

Se da un lato si prevede che il numero di installazioni si mantenga allo stesso livello del 2011 (circa 13 unità installate), dall'altro negli ultimi sei mesi è aumentato il numero di FPSO ordinati a livello mondiale, per lo più in relazione agli sviluppi dell'offshore brasiliano.

Negli ultimi sei mesi sono anche aumentate le unità FSRU ordinate e, sebbene il mercato del Floating LNG sia ancora a uno stadio embrionale, sempre più Oil Company stanno valutando l'opportunità di sviluppo di campi gas con tali mezzi. A tal proposito, un importante passo avanti è rappresentato dal raggiungimento della final investment decision da parte di Petronas sul secondo progetto al mondo di sviluppo FLNG.

Le acquisizioni

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

- per conto INPEX, in Australia, il contratto di tipo EPIC, nell'ambito del 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;
- per conto Lukoil-Nizhnevolzhskneft, in Russia, il progetto Filanovsky, di tipo EPIC, 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;
- per conto Petrobras, in Brasile, il contratto di tipo EPIC, per la realizzazione del gasdotto Rota Cabiúnas, nella regione Pre-Salt del Santos Basin. Il contratto prevede l'ingegneria e l'approvvigionamento delle strutture sottomarine e l'installazione di una condotta gas, a una profondità massima di 2.200 metri mediante l'uso dei mezzi Castorone e FDS 2;
- per conto Discovery Producers Llc, il contratto, per il trasporto e l'installazione della condotta per l'esportazione di gas, Keathley canyon Connector, nel Golfo del Messico. Le attività a mare, in acque profonde da 100 a 2.100 metri, saranno eseguite dal mezzo posatubi Castorone;
- per conto Dong E&P, il progetto di tipo EPIC, in Danimarca, che prevede le attività di ingegneria, approvvigionamento, fabbricazione e installazione di un gasdotto e un oleodotto, a una profon-

dità massima di quaranta metri, che collegheranno il campo Hejre con una piattaforma a mare;

- per conto CABGOC (Cabinda Gulf Oil Co Ltd), in Angola, due differenti contratti per lo sviluppo della parte meridionale di Mafumeira. Il primo contratto, EPIC 3, 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. Il secondo contratto, EPIC 4, comprende invece le attività di ingegneria, approvvigionamento, fabbricazione e installazione di un tratto di condotta a terra che collegherà il campo alle strutture di stoccaggio e di esportazione di petrolio presso il terminal di Malongo;
- per conto Mobil Producing Nigeria Unlimited, il 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;
- per conto Saudi Aramco, nell'ambito del quadro contrattuale del Long Term Agreement, il contratto per la fabbricazione, il trasporto e l'installazione di quattro jacket e una piattaforma di osservazione nei campi di Marjan e Manifa, nel Golfo Arabico.

Gli investimenti

Tra gli investimenti più significativi sono da segnalare:

- il proseguimento delle attività di investimento per la realizzazione di una nuova yard di fabbricazione in Indonesia;
- il proseguimento delle attività di investimento relative a un nuovo mezzo posatubi Castorone, a posizionamento dinamico, per la posa di condotte di grande diametro in clima sub-artico e in acque profonde;
- l'inizio delle attività di costruzione della nuova yard in Brasile;
- gli interventi di miglioramento e integrazione eseguiti sui principali mezzi della flotta.

Le realizzazioni

Di seguito si riportano i maggiori e più significativi progetti in esecuzione o completati durante il primo semestre 2012.

Nel Mar Mediterraneo:

- per conto UTE ACS Cobra Castor, in Spagna, nell'ambito del progetto **Castor**, sono terminate le attività relative all'installazione di una condotta offshore che collega la costa spagnola alla piattaforma WHP (Well Head Platform);
- per conto Burullus Gas Co, sono continuate le attività relative al progetto, di tipo EPIC, in Egitto, per nuovi sviluppi sottomarini nell'area della **West Delta Deep Marine Concession**. Il contratto prevede le attività di ingegneria, approvvigionamento, fabbricazione e installazione di teste pozzo sottomarine e delle relative infrastrutture, degli ombelicali e delle flowline;
- per conto Petrobrel, in Egitto, è stata installata la piattaforma offshore **SETH**.

In Arabia Saudita, per conto Saudi Aramco:

- sono continuate le attività relative al contratto di tipo EPIC nell'ambito del progetto **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 del **Long Term Agreement**, che prevede le attività di ingegneria, approvvigionamento, fabbricazione, trasporto e installazione di strutture, piattaforme e condotte, sono state completate le attività di costruzione e installazione di quattro nuovi jacket.

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 quasi terminate le attività relative al contratto per la posa del gasdotto **PNG LNG EPC2**, per conto ExxonMobil, in Papua Nuova Guinea, che prevede le attività di ingegneria, trasporto e installazione a mare di un gasdotto, che collegherà gli impianti produttivi situati sulla foce del fiume Omati, sulla costa meridionale della Papua Nuova Guinea, alla capitale Port Moresby, sulla costa sudorientale del Paese, nei pressi della quale sorgerà un impianto di liquefazione;
- sono in corso le attività relative al progetto, di tipo EPIC, **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**, sono iniziate in Vietnam le attività di ingegneria, trasporto e installazione di pipeline e cavi sottomarini, nonché di due piattaforme e relativi ponti di collegamento;
- sono in corso le attività relative al progetto **Ruby Field**, per conto PearlOil (Sebuku) Ltd, in Indonesia, che prevede le attività di trasporto e installazione di una piattaforma di produzione e alloggio, di una piattaforma che ospita la testa di pozzo e di un ponte di collegamento.

Per conto INPEX, sono in corso in Australia le attività relative al progetto, di tipo EPIC, **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:

- sono in corso le attività di pre-commissioning relative al progetto, di tipo EPIC, **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, fabbri-

cazione, 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 realizzazione 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 in fase di completamento le attività relative al progetto, di tipo EPIC, **Kizomba Satellites Epc3 Tiebacks**, per conto Esso Exploration Angola (Block 15) Ltd, al largo delle coste angolane. I lavori riguardano l'ingegneria, la fabbricazione, il trasporto e l'installazione delle condotte, degli ombelicali, dei riser e dei sistemi sottomarini che collegheranno i giacimenti di Mavacola e Clochas ai mezzi di produzione galleggiante [FPSO] di Kizomba A e B;
- sono in corso le attività relative al progetto **Critical Crude Pipeline Replacement**, per conto Mobil Producing Nigeria Unlimited, che prevede le attività di fabbricazione, trasporto, installazione e testing per la sostituzione di sei condotte che uniscono altrettante piattaforme, incluso l'approdo costiero e le strutture di protezione sottomarine;
- sono continuate 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 in corso le attività relative al contratto, di tipo EPIC, 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.

Nel Mar Baltico sono terminate le attività di posa della seconda linea e sono in corso le attività di testing nell'ambito del progetto **Nord Stream**, per conto Nord Stream AG, che prevedeva la posa di un gasdotto costituito da due condotte parallele che uniscono Vyborg in Russia con Greifswald in Germania, nonché le attività di scavo, interrimento, test e pre-commissioning.

Nel Mare del Nord:

- sono state installate varie strutture per conto ConocoPhillips (**Jasmine, Greater Ekofisk e Britannia** project), Shell (**Ormen Lange** project), Statoil (**Troll-Oseberg Gas injection** decommissioning project), BP (**Andrew** project), Chevron (**Captain** project);
- sono in corso le attività relative al progetto, di tipo EPIC, **K4 - Z**, per conto Total, che 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;
- sono in corso le attività relative al progetto, di tipo EPIC, **York**, per conto Centrica UK, che prevede le attività di fabbricazione, installazione e testing di un pipeline, un ombelicale e i relativi collegamenti;
- sono in corso le attività relative al progetto, di tipo EPIC, **Elgin B**, per conto Elf Exploration UK, che prevede le attività di ingegner-

ria, approvvigionamento, fabbricazione e installazione di un jacket.

In Russia per conto Caspian Pipeline Consortium (CPC), sono in corso le attività nell'ambito del progetto per l'espansione delle strutture del terminale marittimo di esportazione **CPC**, sulle sponde del Mar Nero, nella regione di Krasnodar. Il contratto prevede le attività di ingegneria, approvvigionamento e installazione a mare di una nuova condotta per l'esportazione di idrocarburi e l'installazione di una nuova piattaforma di attracco e uploading degli idrocarburi.

In Azerbaijan, per conto BP Exploration (Caspian Sea) Ltd, 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 continuate le attività per la costruzione del jacket della nuova piattaforma West Chirag; sono inoltre in corso le attività relative a due nuovi scopi del lavoro che prevedono la costruzione del jacket e le attività di trasporto e installazione dello stesso e della relativa topside.

In Kazakhstan, per conto Agip KCO, nell'ambito del programma per lo sviluppo del giacimento Kashagan:

- sono in fase di completamento le attività previste dall'estensione del contratto nell'ambito del progetto **Piles and Flares**, che prevedono l'installazione di moduli barge, una fiaccola, diversi piperack e ponti di collegamento e varie strutture attualmente in costruzione a Kuryk;
- sono in corso le attività di smobilizzo di mezzi e attrezzature 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 continuate le attività nell'ambito del progetto **New Hook Up, Pre-commissioning and Commissioning assistance**, presso l'isola D.

In Brasile, per conto Petrobras:

- sono continuate le attività relative al contratto, di tipo EPIC, **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, di tipo EPIC, 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 relative al contratto, di tipo EPIC, per la realizzazione del gasdotto **Lula-Nordest - Cernambi**. Il contratto prevede le attività di ingegneria, approvvigionamento, fabbricazione e installazione di una condotta gas e relative attrezzature sottomarine;
- sono iniziate le attività all'interno del contratto di tipo EPIC per la realizzazione del gasdotto **Rota Cabiúnas**, nella regione Pre-Salt del Santos Basin. 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 Santos Basin, all'impianto di trattamento a terra di Cabiúnas, situato nel distretto di Macaé, nello Stato di Rio de Janeiro.

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.

Nel segmento "Leased FPSO", nel corso del semestre 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 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;
- l'unità FPSO Aquila 2, 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.

Mezzi navali al 30 giugno 2012

Saipem 7000	Nave semisommersibile a posizionamento dinamico per il sollevamento di strutture fino a 14.000 tonnellate e 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 fino a 3.000 metri, per varo a "J" di condotte fino a 22 pollici di diametro e per sollevamento fino a 600 tonnellate.
Saipem FDS 2	Nave a posizionamento dinamico per lo sviluppo di giacimenti in acque profonde fino a 3.000 metri che dispone di una torre con una capacità di sollevamento di 2.000 tonnellate per il varo con tecnica di posa a "J" di condotte del diametro massimo di 36 pollici e per il sollevamento fino a 1.000 tonnellate. Con opportune attività opzionali è in grado di posare condotte dello stesso diametro con la tecnica di posa a "S".
Castoro Sei	Pontone 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 500 metri.
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 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 appoggio, a posizionamento dinamico, per immersioni in alti fondali e per lavori su piattaforme e campi subacquei.
Semac 1	Pontone posatubi semisommersibile, idoneo per la posa di condotte di largo diametro in profondità fino a 500 metri.
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 interro condotte fino a 60 pollici di diametro e per la posa di condotte in basso fondale.
Castoro 12	Pontone posatubi idoneo per la posa di condotte fino a 40 pollici di diametro per bassissimi fondali fino a 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 post trenching e back-filling di condotte fino a 40 pollici di diametro in bassissimo fondale (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	Bettolina per sollevamento e installazione con possibilità di lavorare adagiata sul fondo del mare, dotata di due gru cingolate, una da 300 tonnellate e l'altra da 1.800 tonnellate.
Ersai 2	Pontone con gru fissa per sollevamento di strutture fino a 200 tonnellate.
Ersai 3	Pontone propulso utilizzato come mezzo di appoggio con magazzino e uffici per 50 persone.
Ersai 4	Pontone propulso utilizzato come mezzo di appoggio con magazzino e uffici per 150 persone.
Ersai 400	Nave accommodation 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, utilizzata per stoccaggio torre S7000.
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.
Bos 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.
FPSO Aquila 2	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

L'economia mondiale sta crescendo a un livello inferiore alle aspettative del 2011 con fattori di incertezza politica ed economica che investono aree importanti come la zona Euro, l'area del Medio Oriente e del Nord Africa. Per i Paesi emergenti, tra cui la Cina, si prevede un ulteriore rallentamento dei ritmi di crescita economica.

La domanda di petrolio mondiale è in debole crescita per effetto di una diminuzione della domanda dei Paesi OECD poco più che compensata dalla crescita dei Paesi non OECD. L'offerta di petrolio è in crescita, determinata in particolare dall'aumento della produzione dei Paesi OPEC. Sussiste tuttavia un grado di incertezza nel breve-medio periodo, dovuto all'imprevedibile evoluzione dalla situazione politica di diversi Paesi (in primis l'Iran). Nell'area OECD solo Stati Uniti e Canada incrementano l'offerta di olio.

Il mercato del gas mondiale potrebbe essere influenzato dall'abbondanza di gas nel continente americano che apre possibili scenari per progetti pianificati LNG in Canada e Stati Uniti, ma che lascia spazio anche a possibili nuovi utilizzi interni nello sviluppo della petrolchimica e nella valorizzazione del gas naturale.

La catastrofe nucleare giapponese ha portato alla chiusura di tutti gli impianti nucleari nel Paese. La Germania si sta dotando di un piano per la denuclearizzazione del Paese entro il 2022 cominciato con la chiusura di alcuni impianti giudicati obsoleti; anche altri Paesi favorevoli all'energia nucleare stanno rivedendo le loro politiche energetiche favorendo l'aumento dei consumi di gas.

Il valore delle assegnazioni di nuovi contratti nel primo semestre del 2012 è superiore al valore registrato nel corrispondente periodo del 2011. Si segnala in particolare l'assegnazione di un grosso progetto LNG in Australia (Ichthys) e assegnazioni in crescita nei seg-

menti del Petrolchimico e dei Fertilizzanti. La maggior parte dei contratti EPC sanzionati è localizzata in Asia-Pacifico (Australia, India, Bangladesh, Cina e Corea del Sud).

Nel segmento **upstream** sono stati assegnati nuovi progetti in Medio Oriente e Nord America. Le assegnazioni di nuovi progetti mostrano una fase di rallentamento, dopo una serie di acquisizioni importanti negli anni passati in Medio Oriente e Nord America. Il segmento ha un buon potenziale di sviluppo nel breve-medio termine legato alle recenti scoperte di gas e olio a alla costante necessità di rimpiazzare/mantenere la produzione dei campi in graduale declino.

L'Iraq ha un'abbondanza di risorse ancora non sviluppate a causa delle tensioni interne; quando gli investimenti programmati saranno portati a termine, la capacità di produzione olio del Paese sarà paragonabile a quella dell'Arabia Saudita. Oltre al segmento upstream, gli investimenti riguarderanno i segmenti delle condotte, della raffinaria e delle infrastrutture.

Oltre agli sviluppi tradizionali, il prezzo del petrolio è sufficientemente alto da sostenere lo sviluppo di giacimenti di oli non convenzionali mantenendo aperte le opportunità di nuovi progetti in Canada e Venezuela.

Nel segmento della produzione del gas, lo sfruttamento di nuovi giacimenti non convenzionali in Nord America ha creato un'abbondanza di offerta che sta rivoluzionando le politiche energetiche del Paese, trasformando il Nord America da area importatrice di gas ad area di esportazione. Le scelte sulla destinazione del gas avranno un'influenza diretta sul segmento upstream, con l'assegnazione di nuovi impianti per il trattamento del gas naturale e di conseguenza nei segmenti delle condotte e della liquefazione del gas naturale.

Ci sono segnali sempre più evidenti di un probabile sviluppo di campi di gas non convenzionale anche in Cina.

Il segmento delle **condotte**, nel primo semestre 2012, è stato caratterizzato dall'assegnazione di un contratto per un grosso gasdotto in Canada (Coastal Gaslink Project), destinato ad alimentare un impianto LNG in fase di assegnazione, segnale forte della volontà del Paese di esportare la produzione di gas, oltre a un importante contratto per la costruzione di una condotta gas in America Latina (Messico). Il segmento è influenzato dall'abbondanza di gas disponibile e pertanto la maggior parte dei progetti attualmente in costruzione sono condotte gas e ampliamenti di reti gas già esistenti. Rimangono buone le prospettive di assegnazione di nuovi progetti nel breve-medio periodo in Medio Oriente (Iraq), in Nord America (Canada, Stati Uniti), in Asia-Pacifico (principalmente legate alle previsioni di crescita dei consumi di India e Cina), area CSI ed Europa.

La domanda di gas liquefatto è cresciuta anche a seguito della progressiva sostituzione di energia prodotta dal nucleare a favore del consumo di gas da parte del Giappone che a maggio ha fermato l'ultima centrale nucleare. Il segmento della **liquefazione del gas**

naturale ha registrato, nel primo semestre del 2012, l'assegnazione di un grosso progetto in Australia, confermando il grande interesse nell'area, grazie ai numerosi giacimenti a disposizione e alla loro relativa vicinanza ai grandi mercati asiatici. Il segmento mostra ottime possibilità di nuove assegnazioni a breve, sempre in area Asia-Pacifico (in particolare Australia) e nel medio-lungo periodo anche in Africa (Nigeria, Tanzania, Mozambico). In Nord America, la notevole produzione di gas proveniente da campi non convenzionali potrebbe determinare la costruzione di nuovi impianti di liquefazione per l'esportazione. Saranno fondamentali, per spostare o consolidare gli attuali equilibri di domanda e offerta nel mercato del gas, le future politiche energetiche di Canada e Stati Uniti relative alla destinazione del gas prodotto per uso interno o per l'esportazione.

Il segmento della **raffinazione**, nel primo semestre del 2012, ha registrato assegnazioni in Sud America (Brasile), Medio Oriente, Nord America (Canada), Asia-Pacifico (Corea del Sud), Europa (Bulgaria) e area CSI (Turkmenistan). Nei Paesi OECD (in particolare Europa) la sempre più stringente normativa ambientale costringe a una progressiva razionalizzazione delle piccole raffinerie tecnicamente obsolete. Questo processo di rinnovamento potrebbe portare a sostituire la capacità prodotta con impianti poco efficienti con raffinerie medio-grandi e tecnicamente più moderne. A livello globale, il segmento rimane interessante anche nel breve-medio periodo con numerosi progetti dislocati in molti Paesi nell'area Asia-Pacifico, del Medio Oriente, del Sud America e dell'Africa. In misura minore anche in area CSI ed Europa.

Nel segmento **Petrochimico** le assegnazioni di nuovi contratti nel primo semestre 2012 mostrano segnali di ripresa confrontabili con il periodo pre-crisi, con nuovi progetti in Medio Oriente (Arabia Saudita), Asia-Pacifico (India) e Africa (Egitto).

Ci sono segnali positivi anche per una ripresa delle assegnazioni di progetti in Nord America come conseguenza dell'abbondanza di gas non convenzionale a un prezzo basso non solo oggi, ma verosimilmente anche nel medio periodo.

Il segmento dei **fertilizzanti** continua a mostrare una certa vivacità, evidenziata già dalla metà del 2011 e sostenuta anche dall'aumento che i prezzi dei fertilizzanti hanno mostrato fino a ottobre 2011, con l'assegnazione di contratti in Africa (Libia, Gabon), Sud America (Brasile), Asia-Pacifico (Bangladesh, Cina), Medio Oriente (Arabia Saudita) e in area CSI (Ucraina). La domanda di fertilizzanti è prevista in crescita e ci sono numerosi progetti, nel breve periodo, in attesa di assegnazione; in particolare nelle aree interessanti le aree dell'Asia-Pacifico (India in particolare), Sud America, Africa, Medio Oriente e, in misura minore, in area CSI.

Nel segmento delle **infrastrutture**, lo sviluppo economico dei diversi Paesi emergenti mantiene elevato l'interesse per le grandi infrastrutture civili e portuali. In particolare, il Governo iracheno ha in programma il potenziamento delle sue infrastrutture per consentire una crescita economica del Paese fondata sull'aumento della propria produzione, trasformazione ed esportazione di petrolio.

Le acquisizioni

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

- per conto Saudi Aramco e Sumitomo Chemical, un contratto di tipo EPC, in Arabia Saudita, per il 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 nafta e un complesso per la produzione di composti aromatici;
- per conto dell'Emirato della Provincia della Mecca, il progetto, in Arabia Saudita, 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 Shell Petroleum Development Co, un contratto EPC per il progetto Otumara-Saghara-Escravos Pipeline, in Nigeria, che prevede le attività di ingegneria, approvvigionamento, costruzione e messa in servizio di una rete di gasdotti, che collegherà, in un'area paludosa, le condotte di erogazione del cliente nei campi di Otumara, Saghara e Escravos.

Gli investimenti

Nel comparto Engineering & Construction Onshore gli investimenti del semestre sono principalmente riconducibili all'acquisto di equipment e strutture per la base in Iraq, nonché all'acquisto e all'approntamento di mezzi e attrezzature necessari per l'esecuzione dei progetti.

Le realizzazioni

Di seguito si riportano i maggiori e più significativi progetti in esecuzione o completati durante il primo semestre 2012.

In Arabia Saudita:

- per conto Saudi Aramco, sono continuate le attività di costruzione relative al contratto, di tipo EPC, **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 Safco sono iniziate le attività relative al contratto EPC **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 dell'Emirato della Provincia della Mecca, sono iniziate 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.

In Qatar:

- per conto Qatar Fertiliser Co SAQ, nel complesso industriale di Qafco, nella città di Mesaieed, è in corso il progetto, di tipo EPC,

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, di tipo EPC, 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 in corso di finalizzazione le attività di costruzione relative al progetto, di tipo EPC, 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 di costruzione relative al progetto, di tipo EPC, per conto Kuwait Oil Co (KOC), per la sostituzione dei sistemi di compressione presso i **Gathering Centres 07, 08 e 21** situati nel sud del Paese. I lavori prevedono le attività di ingegneria, approvvigionamento, demolizione e smaltimento degli impianti esistenti, costruzione, installazione, avvio degli impianti, nonché l'addestramento del personale per tre nuovi compressori;
- sono continuate le attività relative al progetto, di tipo EPC, 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 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, di tipo EPC, per l'espansione del porto di Tangeri.

In Algeria, per conto Sonatrach:

- proseguono le attività di costruzione relative al contratto, di tipo EPC, 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;
- proseguono le attività di costruzione relative al contratto, di tipo EPC, **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;

- proseguono le attività di costruzione relative al contratto, di tipo EPC, 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;
- proseguono le attività di costruzione relative al contratto, di tipo EPC, per la realizzazione del gasdotto **GK3 - lotto 3**, che prevede 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.

In Nigeria:

- per conto Total Exploration and Production Nigeria Ltd (TEPNG), operatore della joint venture NNPC/TEPNG, è in corso il contratto, di tipo EPC, **OML 58 Upgrade**, che prevede le attività di ingegneria, approvvigionamento, demolizione, smontaggio, costruzione e commissioning relative a esistenti e nuove unità presso gli impianti di trattamento gas di Obagi e Obite;
- per conto ChevronTexaco proseguono le attività relative al progetto, di tipo EPC, **Escravos GTL**. L'impianto sarà costituito da due treni paralleli;
- per conto della joint venture tra Nigerian National Petroleum Corp (NNPC) e Chevron, è in corso il progetto, di tipo EPC, **Olero Creek Restoration**, che prevede il ripristino di alcune strutture produttive nella zona paludosa di Olero Creek, nello stato del Delta;
- per conto del Governo dello Stato del Rivers, proseguono le attività relative al progetto, di tipo EPC, per l'ingegneria, l'approvvigionamento e la costruzione del secondo treno della **Centrale Elettrica Indipendente di Afam**;
- per conto Shell Petroleum Development, proseguono le attività relative al contratto per la realizzazione della condotta per il trasporto di gas **Otumara-Saghara-Escravos**.

In Congo, per conto del Porto Autonomo di Pointe Noire, sono continuate le attività relative al progetto per la ricostruzione e l'estensione del terminale container di **Pointe Noire**. Il contratto prevede le attività di ingegneria, approvvigionamento di materiali e costruzione di un molo e degli elementi accessori.

In Italia:

- per conto Eni Divisione Refining & Marketing, proseguono 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 di complementari, quali sistema di alimentazione elettrica, viabilità interferita, nuova viabilità e opere di mitigazione ambientale.

In Polonia, per conto Polskie Lng, sono continuate le attività relative al progetto, di tipo EPC, **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 di tipo EPC, **Sunrise**, che prevede le attività di ingegneria, approvvigionamento e costruzione delle Central Processing Facility, costituite da due impianti;
- per conto Canadian Natural Resources Ltd, sono in corso le attività relative al contratto, di tipo EPC, 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 di tipo EPC, **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.

In Suriname, per conto Staatsolie, sono in corso le attività relative al contratto, di tipo EPC, 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 Chevron, sono in corso le attività di costruzione relative al contratto, di tipo EPC, **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;
- per conto Gladstone LNG Operations Pty Ltd, sono in corso le attività relative al contratto, di tipo EPC, **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.

Drilling Offshore

Quadro generale

Nel settore Drilling Offshore, il Gruppo ha operato in Italia, in Norvegia, in Nord Africa, in West Africa, in Mozambico, nel Golfo di Suez, nel Golfo Arabico, in Australia, in Indonesia, in Perù e nel Golfo del Messico. Tra i mezzi navali che costituiscono la flotta del Gruppo Saipem spiccano per le loro caratteristiche: lo Scarabeo 9, semisommersgibile di nuova costruzione, idoneo a operare in posizionamento dinamico su fondali fino a 3.600 metri, lo Scarabeo 8, semisommersgibile di nuova costruzione, idoneo a operare in condizioni climatiche estreme sia in posizionamento dinamico su fondali fino a 3.000 metri che ancorato e/o ancorato con l'assistenza del posizionamento dinamico su fondali fino a profondità superiori ai 1.000 metri; la Saipem 10000, mezzo idoneo a operare in posizionamento dinamico su fondali fino a 3.000 metri; la Saipem 12000 nave di perforazione idonea a operare in posizionamento dinamico su fondali fino a 3.600 metri; lo Scarabeo 7, mezzo semisommersgibile in grado di operare su fondali fino a 1.500 metri; lo Scarabeo 5, mezzo semisommersgibile della quarta generazione, capace di lavorare su fondali di oltre 1.800 metri. Completano la flotta tre mezzi semisommersgibili, sette jack-up e un Tender Assisted Drilling Unit (TAD).

Il contesto di mercato

Nel corso del primo semestre del 2012 l'attività nel settore del Drilling Offshore registra un lieve incremento del numero di rig attivi rispetto ai livelli del 2011, favorita dal buon andamento del prezzo del petrolio e da numerose scoperte in acque profonde e ultra-profonde, nonostante le forti preoccupazioni sulle prospettive dell'eurozona e i disordini interni in alcuni Paesi del Medio Oriente. L'incremento del numero di mezzi complessivi della flotta determina, in parallelo, un lieve calo delle percentuali di utilizzo rispetto al secondo semestre del 2011.

Nel Golfo del Messico il rilascio di permessi di perforazione sta gradualmente ritornando ai livelli pre-Macondo favorendo il rialzo delle rate giornaliere di jack-up e semisommersgibili. L'attività esplorativa ha dato risalto ad altre importanti regioni caratterizzate da acque profonde come il Brasile, l'Africa Occidentale (Angola) e alcuni Paesi emergenti come Tanzania e Mozambico nell'Africa Orientale dove, negli ultimi dodici mesi, sono stati scoperti importanti giacimenti di gas.

Nei primi sei mesi del 2012 si conferma il livello di attività di fine 2011, con un aumento del numero complessivo dei jack-up sotto contratto rispetto allo stesso periodo dell'anno precedente, soprattutto in Medio Oriente e Sud Est Asiatico, dove confluiscono mezzi provenienti da altre zone. A seguito dell'incremento della domanda di jack-up e con l'offerta sostanzialmente invariata rispetto al primo semestre del 2011, a livello mondiale il tasso di utilizzo dei jack-up

crece con particolare rilievo nel Sud Est Asiatico. La graduale sostituzione dei mezzi di vecchia generazione con quelli di più recente fabbricazione porta a un aumento progressivo delle rate giornaliere a livello globale. Nel segmento dei jack-up destinati ad ambienti ostili ("harsh environment") le rate dei mezzi mantengono valori mediamente più alti rispetto a quelle dei mezzi standard favorite da un'offerta ancora limitata a fronte di costi di costruzione nettamente superiori.

Il numero di navi di perforazione attive nel corso del primo semestre del 2012 continua a crescere rispetto al primo e al secondo semestre del 2011 con un sensibile sviluppo delle attività in Brasile, dove si registrano gli incrementi maggiori in termini di rate giornaliere dei mezzi. Nel Golfo del Messico si segnala invece un tasso di utilizzo delle navi di perforazione prossimo al 100% a seguito di un incremento della domanda di mezzi rispetto al corrispondente periodo del 2011.

Il segmento dei mezzi semisommersgibili mostra una certa vivacità e concentrazione nelle aree del Mare del Nord e del Sud America, in particolare in Brasile, dove il tasso di utilizzo registrato è il più alto a livello globale. Le rate a livello mondiale si mantengono stabili con aspettative di crescita entro la fine del 2012, mentre l'area geografica dove si rileva il livello più significativo è il Golfo del Messico.

Il numero dei mezzi in costruzione previsti per i prossimi mesi dell'anno e per i successivi due anni è elevato, soprattutto per quanto riguarda i jack-up di ultima generazione e le drillship che opereranno in Brasile, Mozambico, Golfo del Messico e Corea del Sud. Questo trend potrebbe contribuire a una pressione al ribasso sulle rate dei jack-up più vecchi o la loro messa fuori produzione/conversione in mezzi più evoluti.

Le acquisizioni

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

- per conto Eni, l'estensione, per un periodo di quindici mesi, del contratto di utilizzo del mezzo di perforazione semisommersgibile Scarabeo 7, in acque indonesiane;
- per conto Eni, l'estensione per due anni, a partire dal quarto trimestre del 2012, del contratto di noleggio del jack-up Perro Negro 8, per attività di perforazione nel Mare Adriatico al largo delle coste italiane;
- per conto Addax Petroleum, l'estensione del contratto di utilizzo del mezzo di perforazione semisommersgibile Scarabeo 3, in Nigeria;
- per conto Petrobel, l'estensione, per un periodo di tre anni, del contratto per il noleggio del jack-up Perro Negro 4, per attività di perforazione in Egitto;
- per conto NDC (National Development Co), l'estensione per diciotto mesi a partire dal secondo trimestre del 2012, del con-

tratto per l'utilizzo del jack-up Perro Negro 2, al largo delle coste di Abu Dhabi;

- per conto HOEC (Hindustan Oil Exploration Ltd), il contratto per il noleggio del jack-up Perro Negro 3, per attività di perforazione in acque indiane per un periodo compreso tra i quattro e i sei mesi.

Gli investimenti

Tra le attività di investimento relative al Drilling Offshore sono da segnalare:

- il completamento delle attività di investimento relative alla costruzione del mezzo semisommersibile Scarabeo 8;
- l'inizio delle attività di upgrading della piattaforma semisommersibile Scarabeo 6 per renderlo adatto a operare in fondali d'acqua fino a 1.100 metri di profondità;
- l'inizio dei lavori di rimessa in classe della piattaforma semisommersibile Scarabeo 3;
- interventi di rimessa in classe e investimenti effettuati sulla flotta per rendere i mezzi adeguati alle normative internazionali e alle richieste specifiche delle società committenti.

Le realizzazioni

L'attività ha riguardato l'esecuzione di 37 pozzi per un totale di 87.701 metri perforati.

La nave di perforazione per alti fondali **Saipem 12000** ha continuato a operare, nell'ambito di un contratto pluriennale nell'offshore angolano, per conto Total Exploration & Production.

La nave di perforazione per alti fondali **Saipem 10000**, prosegue le operazioni di perforazione nell'offshore del Mozambico per conto di Eni.

La piattaforma semisommersibile **Scarabeo 3** ha operato in Nigeria per conto Addax Petroleum fino al mese di aprile quando è stata trasferita a Cape Town per i lavori di rimessa in classe.

La piattaforma semisommersibile **Scarabeo 4** ha continuato a operare in Egitto per conto International Egyptian Oil Co (IEOC).

La piattaforma semisommersibile **Scarabeo 5** ha continuato a operare nell'offshore norvegese, per conto Eni Norge e Statoil.

La piattaforma semisommersibile **Scarabeo 6** ha continuato a operare in Egitto, per conto Burullus Gas Co.

La piattaforma semisommersibile **Scarabeo 7** ha continuato a operare in Angola, per conto Eni Angola.

La piattaforma semisommersibile **Scarabeo 8** ha iniziato a operare nell'offshore norvegese, per conto Eni Norge.

La piattaforma semisommersibile **Scarabeo 9** ha iniziato a operare nell'offshore caraibico, per conto Repsol e Petronas.

Il jack-up **Perro Negro 2**, terminate le attività ad Abu Dhabi, per conto Total Abu Bukhoosh, ha iniziato a operare dal mese di aprile negli Emirati Arabi Uniti, per conto National Drilling Co.

Il jack-up **Perro Negro 3** ha effettuato le operazioni di perforazione nel Golfo Persico, per conto Harrington Dubai fino a maggio per poi proseguire l'attività nell'offshore Indiano per conto di HOEC (Hindustan Oil Exploration Ltd).

Il jack-up **Perro Negro 4** ha continuato a operare in Egitto, per conto Petrobel.

Il jack-up **Perro Negro 5** ha continuato a operare in Arabia Saudita, per conto Saudi Aramco.

Il jack-up **Perro Negro 6** ha continuato a operare in Angola, per conto Sonangol fino a maggio per poi proseguire le attività in Congo per conto Eni.

Il jack-up **Perro Negro 7** ha continuato a operare in Arabia Saudita, per conto Saudi Aramco.

Il jack-up di nuova costruzione **Perro Negro 8** ha continuato a operare in Italia, per conto Eni Divisione Exploration & Production.

L'impianto **Packaged 5820** ha ripreso le attività operative nell'offshore libico, per conto Mabruk Oil Operations Co.

In **Congo** sono continuate le attività di perforazione del nuovo tender assisted rig **TAD 1**, per conto Eni Congo SA.

Sempre in Congo sono proseguiti i lavori di workover e manutenzione degli impianti della committente sulle piattaforme fisse di Eni Congo SA.

In **Perù**, per conto Savia SA (ex Petrotech), tre impianti hanno eseguito quarantuno interventi di workover e pulling e due tender assisted rig hanno perforato tre pozzi.

Utilizzo mezzi navali

L'utilizzo dei principali mezzi navali nel primo semestre 2012 è stato il seguente:

Mezzo navale	N. giorni venduti
Piattaforma semisommersibile Scarabeo 3	121 ⁽¹⁾
Piattaforma semisommersibile Scarabeo 4	182
Piattaforma semisommersibile Scarabeo 5	182
Piattaforma semisommersibile Scarabeo 6	113 ⁽¹⁾
Piattaforma semisommersibile Scarabeo 7	182
Piattaforma semisommersibile Scarabeo 8	57
Piattaforma semisommersibile Scarabeo 9	164
Nave di perforazione Saipem 10000	182
Nave di perforazione Saipem 12000	175 ⁽²⁾
Jack-up Perro Negro 2	182
Jack-up Perro Negro 3	120 ⁽¹⁾⁽²⁾
Jack-up Perro Negro 4	182
Jack-up Perro Negro 5	182
Jack-up Perro Negro 6	182
Jack-up Perro Negro 7	182
Jack-up Perro Negro 8	173 ⁽²⁾
Tender Assisted Drilling Unit	182

(1) Nel complemento a 182 giorni è stato interessato da lavori di rimessa in classe.

(2) Nel complemento a 182 giorni è stato interessato da lavori di manutenzione a seguito di problematiche tecniche.

Drilling Onshore

Quadro generale

Nel settore Drilling Onshore il Gruppo Saipem opera in Algeria, Arabia Saudita, Brasile, Bolivia, Colombia, Congo, Ecuador, Italia, Kazakhstan, Perù, Ucraina e Venezuela.

Il contesto di mercato

Nel primo semestre del 2012 il settore del Drilling Onshore, favorito soprattutto dalle quotazioni del prezzo del petrolio nonché dai maggiori volumi e complessità dei pozzi perforati dislocati in aree di frontiera, mostra una buona prospettiva di crescita.

Grazie allo sviluppo di risorse non convenzionali, negli Stati Uniti l'attività di perforazione, in termini di rig attivi, continua a registrare un costante aumento rispetto allo stesso periodo del 2011, con rate giornaliere in crescita nel corso del 2012. In Canada si è verificata una leggera flessione dell'attività di perforazione con un calo temporaneo dell'utilizzo, mentre si conferma l'aspettativa di una ripresa delle rate nei prossimi anni.

A livello internazionale l'attività di perforazione a terra ha mostrato segnali di crescita sostenuta dagli investimenti nell'esplorazione e produzione di nuovi giacimenti. Per la fine del 2012 si prevede un ulteriore aumento sia in termini di rig attivi sia in termini di valore delle rate giornaliere. Le aree più dinamiche sono il Medio Oriente e il Sud Est Asiatico. Alcuni Paesi storici come l'Arabia Saudita stanno pianificando la crescita di mezzi di perforazione nell'area al fine di aumentare la produzione di idrocarburi. Anche in Europa si assiste a un incremento del numero di rig attivi, nonostante l'area non sia tra le più significative in termini assoluti.

Le tariffe dei mezzi a livello internazionale si mantengono abbastanza in linea con quelle del corrispondente periodo del 2011, con prospettive di crescita nel corso del 2012.

Le acquisizioni

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

- per conto di vari clienti, contratti per l'utilizzo di cinque impianti, di cui tre nuove acquisizioni in Africa e due estensioni contrattuali, rispettivamente in Arabia Saudita e Colombia. I contratti hanno una durata variabile compresa tra i tre mesi e un anno;
- per conto di vari clienti, contratti per l'utilizzo di quattordici impianti in Sud America, Arabia Saudita, Kazakhstan e Italia. I contratti, di cui sette nuove acquisizioni e sette estensioni, hanno una durata variabile compresa tra i due mesi e i due anni.

Gli investimenti

Tra le attività di investimento relative al Drilling Onshore sono da segnalare:

- l'acquisto di un nuovo impianto destinato a operare in Arabia Saudita per conto Saudi Aramco a partire dal secondo semestre del 2012;
- l'approntamento di un nuovo impianto destinato a operare in Sud America;
- gli interventi di miglioramento e integrazione realizzati sugli impianti per garantire l'efficienza operativa.

Le realizzazioni

L'attività ha riguardato l'esecuzione di 55 pozzi per un totale di 218.265 metri perforati.

In **Italia** sono proseguite le operazioni, per conto Total Italia, nella provincia di Matera.

In **Arabia Saudita** nove impianti hanno lavorato per conto Saudi Aramco, uno per conto South Rub Al-Khali Co Ltd.

In **Algeria** hanno lavorato sette impianti per conto dei clienti First Calgary Petroleum, Gazprom, Groupement Sonatrach Agip e PTT EP.

In **Congo** hanno lavorato due impianti per conto di Eni Congo.

In **Perù** sono presenti otto impianti di perforazione e tredici impianti di workover e pulling; inoltre, sono gestiti sei impianti di terzi. Gli impianti di perforazione hanno perforato sette pozzi per conto dei clienti Petrominerales, Repsol, Savia SA e Petrobras; sono stati inoltre eseguiti cinquecentosessantanove interventi di workover e pulling per conto Pluspetrol, Petrobras, Savia SA (ex Petrotech) e Interoil.

In **Venezuela** sono presenti ventiquattro impianti di perforazione e quattro impianti di workover e pulling. Gli impianti di perforazione hanno perforato sessantaquattro pozzi, principalmente per conto PDVSA e Baripetrol; sono stati inoltre eseguiti cinquantadue interventi di workover e pulling per conto PDVSA.

In **Colombia** otto impianti hanno perforato sedici pozzi per conto Petro Magdalena, Petrominerales, Ecopetrol, C&C Energy, Hocol ed Equion.

In **Brasile** tre impianti di perforazione hanno perforato dieci pozzi per conto Petrobras.

In **Ecuador** due impianti hanno perforato sette pozzi per conto Repsol e altri vari operatori.

In **Bolivia** quattro impianti hanno perforato dodici pozzi per conto YPFB Andina, Repsol e PDVSA.

In **Kazakhstan** è proseguita l'attività di workover per conto Karachaganak Petroleum Operating (KPO) nella provincia di Uralsk. Sono stati utilizzati due impianti presi a noleggio dalla statunitense Parker.

Sempre nella provincia di Uralsk ha continuato a operare anche un impianto di medio/alta potenza per conto di Zhaikmunai Llp; un secondo impianto, terminate le attività con la committente United Orogen Ltd nell'ambito di un contratto per la realizzazione di due pozzi, ha iniziato le attività per la realizzazione di tre pozzi per conto Zhaikmunai Llp.

Nella provincia di Aktobe un impianto di alta potenza ha portato a termine la realizzazione di due pozzi per conto Oiltechgroup e ha iniziato la realizzazione di due pozzi per conto SAMEK.

Per conto Agip KCO continua a operare un impianto di nuova realizzazione, nell'ambito di un contratto per la realizzazione di quattordici pozzi, un secondo impianto è in approntamento per adeguarlo alle specifiche del cliente.

In **Ucraina** un impianto ha operato per conto Cadogan.

Utilizzo impianti

L'attività operativa ha comportato un utilizzo medio degli impianti del 96% (95,8% nel 2011); gli impianti di proprietà al 30 giugno 2012 ammontano a 92, oltre a uno in approntamento, dislocati nei seguenti Paesi: 28 in Venezuela, 21 in Perù, 10 in Arabia Saudita, 8 in Colombia, 7 in Algeria, 5 in Kazakhstan, 4 in Bolivia, 3 in Brasile, 2 in Congo, 2 in Ecuador, 1 in Italia e 1 in Ucraina. Inoltre sono stati utilizzati 6 impianti di terzi in Perù e 2 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'anda-

mento 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		Primo semestre		Var. %
		2011	2012	
	(milioni di euro)			
12.593	Ricavi della gestione caratteristica	6.021	6.397	6,2
21	Altri ricavi e proventi	5	4	
(8.729)	Acquisti, prestazioni di servizi e costi diversi	(4.180)	(4.352)	
(1.750)	Lavoro e oneri relativi	(833)	(942)	
2.135	Margine operativo lordo (EBITDA)	1.013	1.107	9,3
(642)	Ammortamenti e svalutazioni	(302)	(345)	
1.493	Utile operativo (EBIT)	711	762	7,2
(133)	Oneri finanziari netti	(67)	(80)	
19	Proventi netti su partecipazioni	8	5	
1.379	Utile adjusted prima delle imposte	652	687	5,4
(392)	Imposte sul reddito	(183)	(199)	
987	Utile adjusted prima degli interessi di terzi azionisti	469	488	4,1
(66)	Risultato di competenza di terzi azionisti	(31)	(15)	
921	Utile netto adjusted	438	473	8,0

I ricavi della gestione caratteristica realizzati nel corso del primo semestre del 2012 ammontano a 6.397 milioni di euro, con un aumento del 6,2% rispetto a quelli dello stesso periodo del 2011, grazie ai maggiori volumi di attività sviluppati in tutti i settori.

Il margine operativo lordo (EBITDA), pari a 1.107 milioni di euro, registra un incremento del 9,3% rispetto al medesimo periodo del 2011. Gli ammortamenti delle immobilizzazioni materiali e immateriali sono pari a 345 milioni di euro, in aumento rispetto al primo semestre del 2011, principalmente a causa dell'entrata in operatività di nuovi mezzi nel settore Drilling Offshore.

L'utile operativo (EBIT) conseguito nel primo semestre del 2012, pari a 762 milioni di euro, aumenta di 51 milioni di euro rispetto a quello consuntivato nel primo semestre del 2011, come commentato nel dettaglio di seguito analizzando l'andamento delle varie attività.

Gli oneri finanziari netti aumentano, rispetto al primo semestre del 2011, di 13 milioni di euro, principalmente a causa del maggiore indebitamento medio netto.

I proventi netti su partecipazioni, pari a 5 milioni di euro, sono in diminuzione rispetto al corrispondente semestre del 2011 per riduzione dell'attività di alcune società collegate.

L'utile adjusted prima delle imposte si attesta a 687 milioni di euro, con un incremento del 5,4% rispetto al primo semestre del 2011.

Le imposte sul reddito, pari a 199 milioni di euro, aumentano dell'8,7% rispetto al medesimo periodo del 2011, come conseguenza principalmente dell'aumento della base imponibile.

L'utile netto adjusted raggiunge l'importo di 473 milioni di euro, con un incremento dell'8% rispetto al primo semestre del 2011.

Utile operativo e costi per destinazione

Esercizio 2011	(milioni di euro)	Primo semestre		Var. %
		2011	2012	
12.593	Ricavi della gestione caratteristica	6.021	6.397	6,2
(10.608)	Costi della produzione	(5.081)	(5.397)	
(134)	Costi di inattività	(50)	(60)	
(158)	Costi commerciali	(81)	(72)	
(12)	Costi di ricerca e sviluppo	(7)	(6)	
(4)	Proventi (oneri) diversi operativi netti	1	(6)	
(184)	Spese generali	(92)	(94)	
1.493	Utile operativo (EBIT)	711	762	7,2

Il Gruppo Saipem ha conseguito nel primo semestre del 2012 **ricavi della gestione caratteristica** di 6.397 milioni di euro con un aumento di 376 milioni di euro rispetto al primo semestre del 2011. 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 5.397 milioni di euro con un incremento (316 milioni di euro) coerente con i maggiori volumi del periodo.

I costi di inattività sono aumentati di 10 milioni di euro, principalmente a causa di un minore impiego sui progetti operativi dei mezzi del settore E&C Offshore.

I costi commerciali, pari a 72 milioni di euro, registrano un decremento (9 milioni di euro) rispetto al medesimo periodo del 2011, come conseguenza di una maggiore selezione e focalizzazione nelle offerte seguite.

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

Le spese generali pari a 94 milioni di euro, registrano un aumento di 2 milioni di euro.

L'**utile operativo (EBIT)** registra un incremento del 7,2% rispetto al primo semestre del 2011.

Analizzando i risultati espressi dalle principali attività:

Engineering & Construction Offshore

Esercizio 2011	(milioni di euro)	Primo semestre	
		2011	2012
5.075	Ricavi della gestione caratteristica	2.374	2.518
(4.134)	Costo del venduto	(1.938)	(2.059)
941	Margine operativo lordo (EBITDA)	436	459
(255)	Ammortamenti e svalutazioni	(114)	(131)
686	Utile operativo (EBIT)	322	328

I ricavi del primo semestre del 2012 ammontano a 2.518 milioni di euro, con un incremento del 6,1% rispetto al corrispondente periodo del 2011, riconducibile principalmente ai maggiori volumi sviluppati in Medio ed Estremo Oriente.

L'incremento di attività operativa determina un aumento del 6,2% del costo del venduto, pari a 121 milioni di euro, rispetto al primo semestre del 2011.

Gli ammortamenti risultano superiori di 17 milioni di euro rispetto a quanto consuntivato nel medesimo periodo del 2011.

L'utile operativo (EBIT) del primo semestre del 2012 ammonta a 328 milioni di euro, pari al 13% dei ricavi, rispetto a 322 milioni di euro del corrispondente periodo del 2011, pari al 13,6% dei ricavi. L'incidenza del margine operativo lordo (EBITDA) sui ricavi si attesta al 18,2%, pressoché in linea con il corrispondente periodo del 2011. Il progetto Al Wasit, in Arabia Saudita, per conto Saudi Aramco, esprimerà minori volumi nell'anno per una riprogrammazione di parte delle attività per modifiche richieste dal cliente.

Engineering & Construction Onshore

Esercizio 2011	(milioni di euro)	Primo semestre	
		2011	2012
5.945	Ricavi della gestione caratteristica	2.885	3.015
(5.427)	Costo del venduto	(2.637)	(2.753)
518	Margine operativo lordo (EBITDA)	248	262
(35)	Ammortamenti e svalutazioni	(17)	(16)
483	Utile operativo (EBIT)	231	246

I ricavi del primo semestre del 2012 ammontano a 3.015 milioni di euro, con un incremento del 4,5% rispetto al corrispondente periodo del 2011, riconducibile principalmente ai maggiori volumi sviluppati in Medio Oriente e Africa Occidentale.

Anche il costo del venduto pari a 2.753 milioni di euro, coerentemente con i ricavi, si incrementa rispetto al corrispondente periodo del 2011.

Gli ammortamenti risultano inferiori di 1 milione di euro rispetto a quanto consuntivato nel medesimo periodo del 2011.

L'utile operativo (EBIT) del primo semestre del 2012 ammonta a 246 milioni di euro rispetto a 231 milioni di euro del corrisponden-

te periodo del 2011, con un'incidenza sui ricavi che passa dall'8% all'8,2%. L'incidenza del margine operativo lordo (EBITDA) sui ricavi si attesta all'8,7%, rispetto all'8,6% del corrispondente periodo del 2011.

Il progetto Jurassic, in Kuwait, per conto di Kharafi National, che a sua volta aveva sottoscritto un contratto con Kuwait Oil Co, è di fatto sospeso in attesa che il cliente ne definisca la struttura finanziaria.

Drilling Offshore

Esercizio		Primo semestre	
2011	(milioni di euro)	2011	2012
833	Ricavi della gestione caratteristica	418	509
(390)	Costo del venduto	(196)	(237)
443	Margine operativo lordo (EBITDA)	222	272
(221)	Ammortamenti e svalutazioni	(107)	(133)
222	Utile operativo (EBIT)	115	139

I ricavi del primo semestre del 2012 ammontano a 509 milioni di euro, con un incremento del 21,8% rispetto al corrispondente periodo del 2011, riconducibile principalmente all'utilizzo delle piattaforme sommergibili Scarabeo 8 e Scarabeo 9, in fase di costruzione nel primo semestre del 2011, che compensano il fermo della piattaforma semisommergibile Scarabeo 6, interessata da lavori di upgrading.

Il costo del venduto registra un incremento del 20,9% rispetto al primo semestre del 2011, coerentemente con i maggiori volumi del periodo.

Gli ammortamenti aumentano di 26 milioni di euro rispetto al corri-

spondente periodo del 2011 per effetto dell'entrata in attività dei nuovi mezzi.

L'utile operativo (EBIT) del primo semestre del 2012 ammonta a 139 milioni di euro rispetto a 115 milioni di euro del corrispondente periodo del 2011, con un'incidenza sui ricavi in calo dal 27,5% al 27,3%. Tale flessione risente dell'incremento degli ammortamenti, principalmente ascrivibile all'entrata in attività dei nuovi mezzi Scarabeo 8 e Scarabeo 9.

L'incidenza del margine operativo lordo (EBITDA) sui ricavi si attesta al 53,4%, in leggero miglioramento rispetto al 53,1% del corrispondente periodo del 2011.

Drilling Onshore

Esercizio		Primo semestre	
2011	(milioni di euro)	2011	2012
740	Ricavi della gestione caratteristica	344	355
(507)	Costo del venduto	(237)	(241)
233	Margine operativo lordo (EBITDA)	107	114
(131)	Ammortamenti e svalutazioni	(64)	(65)
102	Utile operativo (EBIT)	43	49

I ricavi del primo semestre del 2012 ammontano a 355 milioni di euro, con un incremento del 3,2% rispetto al corrispondente periodo del 2011, riconducibile principalmente alla piena operatività di impianti in Sud America.

Il costo del venduto registra un aumento dell'1,7% rispetto al primo semestre del 2011.

L'aumento degli ammortamenti è riconducibile all'entrata in operatività dei nuovi mezzi.

L'utile operativo (EBIT) del primo semestre del 2012 ammonta a 49 milioni di euro rispetto a 43 milioni di euro del corrispondente periodo del 2011, con un'incidenza sui ricavi che passa dal 12,5% al 13,8%.

L'incidenza del margine operativo lordo (EBITDA) sui ricavi si attesta al 32,1% rispetto al 31,1% del corrispondente periodo del 2011, grazie principalmente a una maggiore efficienza operativa e a un più elevato utilizzo degli impianti.

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.

30.06.2011	(milioni di euro)	31.12.2011	30.06.2012
7.482	Attività materiali nette	8.024	8.289
756	Attività immateriali nette	752	753
8.238		8.776	9.042
3.645	- Engineering & Construction Offshore	3.851	3.993
437	- Engineering & Construction Onshore	464	471
3.324	- Drilling Offshore	3.550	3.655
832	- Drilling Onshore	911	923
107	Partecipazioni	102	107
8.345	Capitale immobilizzato	8.878	9.149
(308)	Capitale di esercizio netto	(663)	(51)
(201)	Fondo per benefici ai dipendenti	(200)	(210)
7.836	Capitale investito netto	8.015	8.888
4.347	Patrimonio netto	4.709	4.819
90	Capitale e riserve di terzi	114	134
3.399	Indebitamento finanziario netto	3.192	3.935
7.836	Coperture	8.015	8.888
0,78	Leverage (indebitamento/patrimonio netto)	0,66	0,79
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. 56.

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 2012 a 9.149 milioni di euro, con un incremento di 271 milioni di euro rispetto al 31 dicembre 2011. L'incremento deriva da investimenti per 548 milioni di euro e dall'effetto positivo derivante principalmente dalla conversione dei bilanci espressi in moneta estera per 68 milioni di euro, solo parzialmente compensato da ammortamenti per 345 milioni di euro.

Il **capitale di esercizio netto** aumenta di 612 milioni di euro, passando da un valore negativo di 663 milioni di euro al 31 dicembre 2011 a un valore negativo di 51 milioni di euro al 30 giugno 2012, per effetto di un aumento del capitale circolante, principalmente correlato all'aumento dei lavori in corso e a minori anticipi su progetti acquisiti nel semestre, nonché dell'effetto della valutazione al fair value degli strumenti derivati.

Il **fondo per benefici ai dipendenti** ammonta a 210 milioni di euro, con un incremento di 10 milioni di euro rispetto al 31 dicembre 2011.

A seguito di quanto prima analizzato il **capitale investito netto** aumenta di 873 milioni di euro, attestandosi, al 30 giugno 2012, a 8.888 milioni di euro, rispetto a 8.015 milioni di euro del 31 dicembre 2011.

Il **patrimonio netto**, compresa la quota attribuibile alle minoranze, aumenta di 130 milioni di euro, attestandosi, al 30 giugno 2012, a 4.953 milioni di euro, rispetto a 4.823 milioni di euro del 31 dicembre 2011. L'incremento è riconducibile all'utile netto del periodo pari a 488 milioni di euro e all'effetto positivo sul patrimonio netto derivante dalla conversione dei bilanci espressi in moneta estera e da altre variazioni per 59 milioni di euro, parzialmente compensato dalla distribuzione di dividendi per 307 milioni di euro e dalla variazione della valutazione al fair value degli strumenti derivati di copertura del rischio di cambio e commodity per 110 milioni di euro.

L'aumento del capitale investito netto, superiore all'incremento del patrimonio netto, determina la crescita dell'indebitamento finanziario netto che al 30 giugno 2012 raggiunge i 3.935 milioni di euro, rispetto a 3.192 milioni di euro del 31 dicembre 2011 (+743 milioni di euro).

Composizione indebitamento finanziario netto

30.06.2011	(milioni di euro)	31.12.2011	30.06.2012
(3)	Crediti verso altri finanziatori esigibili oltre l'esercizio successivo	(2)	(1)
200	Debiti verso banche esigibili oltre l'esercizio successivo	200	200
2.613	Debiti verso altri finanziatori esigibili oltre l'esercizio successivo	2.376	2.807
2.810	Indebitamento finanziario netto a medio/lungo termine	2.574	3.006
(875)	Depositi bancari, postali e presso imprese finanziarie di Gruppo	(1.022)	(1.230)
(7)	Denaro e valori in cassa	(7)	(6)
(29)	Crediti verso altri finanziatori esigibili entro l'esercizio successivo	(75)	(74)
244	Debiti verso banche esigibili entro l'esercizio successivo	94	143
1.256	Debiti verso altri finanziatori esigibili entro l'esercizio successivo	1.628	2.096
589	Indebitamento finanziario netto a breve termine	618	929
3.399	Indebitamento finanziario netto	3.192	3.935

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", 18 "Altre passività correnti" e 23 "Altre passività non correnti".

Per la suddivisione per valuta dell'indebitamento finanziario lordo di 5.246 milioni di euro si rimanda a quanto indicato nella nota 14 "Passività finanziarie a breve termine" e nella nota 19 "Passività

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

Prospetto dell'utile complessivo

	(milioni di euro)	Primo semestre	
		2011	2012
Utile netto del periodo		469	488
Altre componenti dell'utile complessivo:			
- variazione del fair value derivati cash flow hedge (*)		237	(129)
- differenze di cambio da conversione dei bilanci in moneta diversa dall'euro		(75)	35
- quota di pertinenza delle "altre componenti dell'utile complessivo" delle partecipazioni valutate con il metodo del patrimonio netto		-	2
- effetto fiscale relativo alle altre componenti dell'utile complessivo		(55)	19
Totale altre componenti dell'utile complessivo		107	(73)
Totale utile complessivo del periodo		576	415
Di competenza:			
- Gruppo Saipem		552	396
- terzi azionisti		24	19

(*) 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 2011		4.823	
Totale utile complessivo di periodo		415	
Dividendi distribuiti		(307)	
Cessione di azioni proprie		22	
Totale variazioni		130	
Patrimonio netto comprese interessenze di terzi azionisti al 30 giugno 2012		4.953	
Di competenza:			
- Gruppo Saipem		4.819	
- terzi azionisti		134	

Rendiconto finanziario riclassificato ⁽¹⁾

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

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

Esercizio		Primo semestre	
2011	(milioni di euro)	2011	2012
921	Utile del periodo di Gruppo	438	473
66	Utile del periodo di terzi azionisti	31	15
<i>a rettifica:</i>			
627	Ammortamenti e altri componenti non monetari	323	343
2	[Plusvalenze] minusvalenze nette su cessioni e radiazioni di attività	3	-
483	Dividendi, interessi e imposte	222	249
2.099	Flusso di cassa dell'utile operativo prima della variazione del capitale di periodo	1.017	1.080
(174)	Variazione del capitale di periodo relativo alla gestione	(199)	(777)
(376)	Dividendi incassati, imposte pagate, interessi pagati e incassati	(162)	(160)
1.549	Flusso di cassa netto da attività di periodo	656	143
(1.106)	Investimenti tecnici	(561)	(548)
(93)	Investimenti in partecipazioni, imprese consolidate e rami d'azienda	-	-
18	Dismissioni e cessioni parziali di partecipazioni consolidate	-	(6)
49	Altre variazioni relative all'attività di finanziamento	-	-
417	Free cash flow	95	(411)
(52)	Investimenti e disinvestimenti relativi all'attività di finanziamento	(10)	5
20	Variazione debiti finanziari a breve e lungo termine	190	906
11	Cessione di azioni proprie	7	22
(297)	Flusso di cassa del capitale proprio	(297)	(329)
-	Variazioni area di consolidamento e differenze di cambio sulle disponibilità	(33)	14
99	FLUSSO DI CASSA NETTO DEL PERIODO	(48)	207
417	Free cash flow	95	(411)
11	Cessione di azioni proprie	7	22
(297)	Flusso di cassa del capitale proprio	(297)	(329)
(60)	Differenze di cambio sull'indebitamento finanziario netto e altre variazioni	59	(25)
71	VARIAZIONE DELL'INDEBITAMENTO FINANZIARIO NETTO	(136)	(743)

[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. 56.

Il **flusso di cassa netto da attività di periodo** pari a 143 milioni di euro ha solo parzialmente finanziato gli investimenti netti in attività materiali generando un free cash flow negativo per 411 milioni di euro.

Il **flusso di cassa del capitale proprio**, negativo per 329 milioni di euro, è riconducibile al pagamento dei dividendi; la cessione di azioni proprie, finalizzate al piano di incentivazione dei dirigenti, ha generato un flusso positivo per 22 milioni di euro, le differenze di cambio sull'indebitamento finanziario netto e altre variazioni

hanno avuto un effetto netto positivo per 25 milioni di euro.

Pertanto l'**indebitamento finanziario netto** ha subito un aumento di 743 milioni di euro.

In particolare

Il **flusso di cassa dell'utile operativo** prima della variazione del capitale di periodo, di 1.080 milioni di euro, deriva:

- dall'utile del periodo di 488 milioni di euro comprensivo della quota di competenza di terzi azionisti pari a 15 milioni di euro;

- dagli ammortamenti e svalutazioni di attività materiali e immateriali per 345 milioni di euro, dalla variazione del fondo per benefici ai dipendenti per 10 milioni di euro al netto delle altre variazioni per 12 milioni di euro;
- dagli oneri finanziari netti per 50 milioni di euro e dalle imposte sul reddito per 199 milioni di euro.

La variazione negativa del capitale dell'esercizio relativa alla gestione di 777 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 2012 per 160 milioni di euro si riferisce princi-

palmente al pagamento e al rimborso di imposte e all'acquisizione/cessione di crediti d'imposta.

Gli investimenti in attività materiali e immateriali ammontano a 548 milioni di euro. La suddivisione del totale investimenti per area di business è: Engineering & Construction Offshore (265 milioni di euro), Drilling Offshore (200 milioni di euro), Drilling Onshore (64 milioni di euro) ed Engineering & Construction Onshore (19 milioni di euro). Ulteriori informazioni, in ordine agli investimenti effettuati nel primo semestre 2012, sono riportate nel commento all'andamento operativo.

Il flusso di cassa generato dai disinvestimenti è stato di 6 milioni di euro.

Principali indicatori reddituali e finanziari

Return On Average Capital Employed (ROACE)

Indice di rendimento del capitale investito, calcolato come rapporto tra l'utile 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.

		31.12.2011	30.06.2011	30.06.2012
Utile netto adjusted	(milioni di euro)	987	937	1.006
Esclusione degli oneri finanziari correlati al debito [al netto dell'effetto fiscale]	(milioni di euro)	96	83	106
Utile netto adjusted unlevered	(milioni di euro)	1.083	1.020	1.112
Capitale investito netto:	(milioni di euro)			
- a inizio periodo		7.417	6.737	7.836
- a fine periodo		8.015	7.836	8.888
Capitale investito netto medio	(milioni di euro)	7.716	7.287	8.362
ROACE adjusted	(%)	14,0	14,0	13,3
ROACE operative	(%)	20,0	22,5	16,9

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, 2.308 milioni di euro al 31 dicembre 2011, 2.747 milioni di euro con riferimento ai dodici mesi chiusi al 30 giugno 2011 e 779 milioni di euro con riferimento ai dodici mesi chiusi al 30 giugno 2012.

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 incidenza 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. L'obiettivo del management, nell'arco del periodo di piano quadriennale, è quello di arrivare a un valore del leverage non superiore a 0,5.

	31.12.2011	30.06.2012
Leverage	0,66	0,79

Sostenibilità

L'impegno di Saipem è quello di gestire le operazioni a livello mondiale in modo sostenibile e responsabile e di consolidare le relazioni con i propri stakeholder, coinvolgendoli e comprendendo appieno le loro esigenze e le loro aspettative.

Misurazione del valore generato sul territorio

La massimizzazione del Contenuto Locale rappresenta uno dei pilastri fondamentali della strategia di sostenibilità di Saipem. Il Gruppo persegue l'obiettivo di promuovere lo sviluppo sostenibile e di creare benessere massimizzando il numero di dipendenti e fornitori locali e contribuendo a svilupparne le competenze e il know-how. Saipem si impegna concretamente per comprendere e quantificare il contributo reale allo sviluppo socio-economico delle comunità locali nelle aree in cui è attiva. Nel 2009 Saipem ha lanciato il Modello SELCE (Saipem Externalities Local Content Evaluation), uno strumento di misura volto ad 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 Kazakistan, Angola, Perù, Algeria e Nigeria ed è anche stato messo a disposizione dei clienti per alcuni progetti.

Nel primo semestre 2012, il Gruppo ha iniziato l'applicazione del Modello SELCE per analizzare le attività svolte in Francia. I risultati dello studio saranno finalizzati entro la fine dell'anno.

Inoltre, nel primo semestre del 2012, Saipem ha completato uno studio basato sulla metodologia SROI (Social Return On Investment). Lo studio misura il valore che le attività di Saipem hanno creato nella società nel suo complesso e la percezione di tale valore attraverso un'approfondita analisi del contesto locale e il coinvolgimento degli stakeholder. Il Modello è stato applicato alle attività di Saipem Indonesia Karimun Branch, per una prima analisi. I risultati sono stati ufficialmente presentati alle autorità locali e altri stakeholder locali nel mese di maggio a Karimun, per condividere l'esito dello studio.

Reporting di sostenibilità

Nel 2012, Saipem ha aggiornato il sistema di reporting della sostenibilità attraverso la realizzazione di due diversi documenti: Saipem Sustainability Performance e Saipem Sustainability.

Il primo documento descrive nel dettaglio la performance di sostenibilità del Gruppo nel 2011 e fornisce informazioni qualitative e quantitative, come richiesto dalla linea guida del Global Reporting Initiative (GRI). Ciò garantisce una divulgazione trasparente e la comparabilità con altri attori presenti sul mercato. Il secondo documento, "Saipem Sustainability", è un report a sé stante che pone l'at-

tenzione sui problemi più significativi, individuati come rilevanti per il business di Saipem e importanti per gli stakeholder della Società.

Network interno

A febbraio 2012 è stato inaugurato il Portale Sustainability che costituisce uno strumento interno aperto al personale Saipem in tutto il mondo. Lo scopo è quello di comunicare e diffondere ogni informazione significativa in materia di sostenibilità, compresa la documentazione (report, newsletter e linee guida), le iniziative concrete e i progetti in tutto il mondo.

Oltre a ciò, nel primo semestre del 2012, il Team di Sostenibilità ha realizzato in Perù e Francia due workshop rivolti ai Sustainability Facilitator di Saipem. L'obiettivo principale è stato quello di sviluppare ulteriormente le loro competenze e abilità, migliorare la capacità di individuare e ideare in loco soluzioni sostenibili a sostegno delle esigenze di business, rafforzare la rete professionale di sostenibilità e condividere lesson learned, best practice e strumenti comuni.

Iniziative presso la Comunità Locale

Le iniziative di sostenibilità mirate alle comunità locali sono proseguite nelle aree in cui Saipem opera, così come da pianificazione e relativi budget fissati per l'anno 2012. Nel seguito, sono riportati i dettagli delle attività più rappresentative intraprese.

In Kazakistan, Ersai Caspian Contractor Llc sta attuando il suo piano di sostenibilità, diretto specificatamente al vicino villaggio di Kuryk, sulla costa del Mar Caspio. Nello specifico, le principali attività in corso sono il programma anti-tubercolosi, iniziative formative e la partecipazione a eventi sociali con lo scopo di sensibilizzare ulteriormente la comunità sul tema della salute.

Saipem Kazakhstan Branch, che coordina le attività nell'area nord del Caspio, è stata particolarmente attiva nell'incoraggiare la promozione e la preservazione ambientale. La società sta anche svolgendo iniziative di formazione che mirano ad accrescere le opportunità d'impiego per i giovani, nonché alcune campagne sulla sicurezza.

In Algeria, Saipem Contracting Algérie SpA ha organizzato delle campagne di sensibilizzazione per bambini e durante il primo semestre ha continuato la realizzazione del programma sanitario di consulenza e assistenza per donne in gravidanza.

In Indonesia, Saipem sta proseguendo il suo programma di miglioramento della qualità delle infrastrutture scolastiche locali nell'isola di Karimun, in cui la nuova Fabrication Yard svolge le sue attività. La società sta lavorando anche sull'organizzazione di campagne di sicurezza stradale e di iniziative per le comunità locali, in particolar modo nel campo dell'istruzione di base.

Durante il primo semestre del 2012 è continuata l'attività di sostenibilità da parte di Boscongo, la società operativa di Saipem in Congo. Una nuova iniziativa attualmente in corso consiste nel sostegno a un programma di smaltimento e riciclaggio di rifiuti per i villaggi locali. Oltre a ciò, si prosegue il programma di prevenzione

della malaria e si continua a contribuire alla formazione tecnica. In Perù, Petrex è particolarmente attiva in progetti di sviluppo e di supporto all'imprenditorialità, in programmi sanitari che si concretizzano sotto forma di workshop e campagne, e iniziative di formazione per comunità locali.

Attività di ricerca e sviluppo

Nella prima metà del 2012 le attività d'innovazione e sviluppo tecnologico sono state realizzate come da programma. Esse si sono rivolte alle nuove sfide in acque profonde e ultra profonde, agli impianti galleggianti di liquefazione, allo sviluppo di nuovi metodi e attrezzature per la posa e lo scavo di tubi in condizioni estreme, alla riduzione dell'impatto ambientale durante l'installazione e all'intervento subacqueo in emergenza sugli impianti di esplorazione e produzione. In questo periodo è stato conseguito anche il miglioramento di tecnologie di processo proprietarie, così come l'ampliamento del portafoglio dei servizi ambientali, lo sviluppo delle energie rinnovabili sia onshore che offshore, e le collaborazioni di alto contenuto tecnologico con centri di ricerca e altri attori dell'industria.

Nell'area delle acque profonde sono stati raggiunti traguardi importanti per lo sviluppo dei sistemi di subsea processing, avviato negli anni precedenti.

Lo sviluppo della tecnologia brevettata "Multipipe gas/liquid gravity separation system" ha fatto un nuovo passo in avanti. È in corso una nuova fase del JIP (Joint Industry Project), con il supporto finanziario e i casi di applicazione di alcune compagnie petrolifere. JIP mira alla definizione dell'intera stazione sottomarina e a stabilire il grado di maturità di tutti i suoi componenti.

Lo sviluppo del "liquid/liquid gravity spool separation system" sta procedendo. Dopo una fase di pre-design, è stata lanciata una prima fase di test prestazionali, mentre una campagna di test effettivi verrà svolta nella seconda metà del 2012.

Il progetto preliminare di soluzioni per il trattamento dell'acqua prodotta dagli impianti sottomarini è stato eseguito e presentato alle compagnie petrolifere e alle conferenze internazionali. La prima fase di qualifica di questi sistemi è stata completata, con risultati positivi per le applicazioni in acque profonde e ultra profonde.

Nell'area SURF (Subsea, Umbilicals, Risers e Flowlines) si è visto lo sviluppo di soluzioni innovative individuate negli anni passati e che portano a nuovi mercati nell'ambito dello sviluppo dei campi sottomarini.

Per le applicazioni in acque mediamente profonde (dai 300 ai 500 metri) la progettazione di riser in acciaio e titanio sta proseguendo. È stato completato con successo lo studio di fattibilità, e le attività di sviluppo si stanno ora concentrando sulle procedure d'installazione.

Soluzioni innovative di materiali galleggianti e termicamente isolanti per applicazioni SURF sono in fase di qualifica dai clienti. È proseguita la progettazione di soluzioni di riscaldamento attivo delle flowline.

Nel settore degli impianti di produzione galleggianti innovativi e dei sistemi associati, le attività si sono concentrate sulla progettazione di un sistema di trasbordo offshore dell'LNG in "tandem", che utilizza manichette criogeniche galleggianti.

Nel settore dello scavo di condotte sottomarine, è continuata l'attività sulla mitigazione dell'impatto ambientale e il ripristino di aree marine protette. Durante il primo semestre del 2012 è iniziata la campagna di sperimentazione in mare di tecniche di trapianto di Posidonia. È stato inoltre avviato uno studio per la rilevazione da satellite dell'impatto ambientale dovuto alle operazioni di scavo in mare.

Proseguono gli studi per un nuovo metodo di scavo e installazione di condotte in mare, caratterizzato da un bassissimo impatto ambientale, mentre sono stati avviati nuovi studi per lo sviluppo di sistemi di misura della planarità delle condotte, dopo il loro affossamento in trincea.

Nelle operazioni di costruzione delle condotte sottomarine, dopo i risultati positivi ottenuti lo scorso anno col nuovo sistema di rivestimento del giunto saldato, sono partiti gli sviluppi per estendere lo stesso metodo ad altri ambiti di applicazione. Le analisi preliminari per l'applicazione di un processo altamente produttivo di saldatura di condotte a bordo delle navi di posa sono in corso, mentre è stato approntato un apparato per la saldatura di tubazioni offshore in acciaio inox. Sono in corso anche studi e sperimentazioni per il riconoscimento automatico degli spezzoni di tubo in prefabbricazione, e studi per aumentare il grado di sicurezza di alcune attrezzature durante le operazioni di posa.

Proseguono le attività per aumentare la capacità massima di tiro della condotta dalla nave e per monitorarne l'integrità durante la fase di posa. A tal fine, è stato allestito un sito di prova per lo sviluppo e la validazione di un nuovo strumento di misura remota dell'ovalizzazione interna del tubo durante la posa. Gli sviluppi e le sperimentazioni di un sistema che eviti l'allagamento dei tubi durante la fase di posa continuano, su fronti diversi, per i componenti critici.

Nell'ambito delle operazioni subacquee, proseguono gli sviluppi del sistema di riparazione di condotte ed è partito uno studio riguardante la riduzione dell'impatto idro-acustico nelle operazioni di battitura dei pali sottomarini.

Attenzione è stata anche dedicata ai sistemi in grado di intervenire in caso di fuoriuscita del petrolio da apparecchiature di esplorazione e produzione e alle operazioni di installazione in mare nelle regioni artiche.

Le attività di sviluppo di processo si sono concentrate sul raggiungimento di continui miglioramenti nelle prestazioni e nella compatibilità ambientale della tecnologia proprietaria per la produzione di fertilizzanti "Snamprogetti™ Urea", che è stata licenziata in 127 impianti in tutto il mondo.

L'attenzione è focalizzata sulla minimizzazione dell'impatto ambientale degli impianti per la produzione di Urea (Urea Zero Emission) mediante implementazione di tecnologie innovative attualmente in via di sviluppo. È stata avviata una collaborazione con l'Università di Bologna volta a validare componenti tecnologi-

che sviluppate da terzi per la loro inclusione negli schemi di processo "Zero Emission".

Nel campo dell'energia eolica offshore, Saipem prosegue le attività nello sviluppo di nuove soluzioni di strutture di sostegno per turbine eoliche e dei metodi associati di installazione in loco, con obiettivi di riduzione di costi e di maggiore sicurezza.

Le attività si sono focalizzate su soluzioni per lo stoccaggio di energia in larga scala e la qualifica di materiali per l'accumulo di energia elettrica.

Qualità, salute, sicurezza e ambiente

Qualità

Nei primi sei mesi del 2012 è proseguito il miglioramento delle attività di Quality Assurance e Quality Control con particolare focus all'integrazione dei Sistemi di Gestione per la Qualità Onshore e Offshore.

In particolare, sono state promosse le seguenti iniziative.

Qualità di Sistema:

- pianificazione degli Standard Corporate di riferimento per l'integrazione nel nuovo sistema gestionale della Business Unit E&C dei Sistemi Gestionali Onshore e Offshore. In particolare, è stato fornito supporto per la finalizzazione degli Standard Corporate dei processi di Ingegneria;
- con riferimento alla standardizzazione delle esperienze acquisite è in fase di redazione il relativo Standard Corporate e la finalizzazione dell'applicativo web per la raccolta, la gestione e la diffusione delle Lesson Learned acquisite in ambito E&C Onshore, E&C Offshore e Drilling;
- revisione del sistema di reporting OCQR (Operating Company Quality Reporting) per migliorare il monitoraggio e la periodica valutazione dei Sistemi di Gestione per la Qualità delle società del Gruppo sui progetti più significativi;
- rafforzamento del sistema di repository e knowledge sharing mediante QHSE Corner basati su piattaforma Microsoft Sharepoint.

Project Quality Management:

- integrazione delle metodologie di Project Quality Management dei progetti E&C Onshore ed E&C Offshore e definizione delle prime bozze di procedure;
- continuo aggiornamento della documentazione a bordo dei mezzi navali tramite il Sistema di Gestione Documentale condiviso DAMS;
- coordinamento e supervisione del processo di revisione del corpo documentale della flotta E&C quale parte integrante del Sistema Documentale Saipem;
- progettazione di un portale web-based per la reportistica attinente i progetti Drilling.

Quality Control:

- completamento del processo di standardizzazione dei Piani di Controllo Qualità per progetti E&C Onshore ed E&C Offshore e conseguente condivisione con le strutture interessate;
- implementazione della metodologia NDT Phased Array nelle Fabrication Yard con particolare riferimento a Petromar (dove è in corso l'acquisto della necessaria attrezzatura) e Star (dove è stato avviato uno studio di fattibilità);
- automazione e miglioramento del Pipe Tracking System (PTS) per la rintracciabilità e il controllo dei tubi posati. A fronte dei

positivi risultati conseguiti durante le simulazioni a terra, sono in corso di esecuzione dei test a bordo del Crawler;

- implementazione di un portale per il tracking dei sistemi BOP utilizzati nei progetti Drilling Onshore;
- sviluppo e implementazione di specifici criteri per la manutenzione e il test dei sistemi BOP utilizzati nei progetti di perforazione Onshore e Offshore;
- definizione e sviluppo di corsi di formazione nelle diverse discipline di Quality Control;
- integrazione dei processi di Quality Control all'interno del Fabrication Management System sviluppato dalla Business Unit E&C.

Sicurezza

Nel marzo 2012 le certificazioni ISO 14001 e OHSAS 18001 sono state estese alle attività di Saipem corporate e alla gestione dei Palazzi Uffici sul territorio italiano. Questo importante risultato conferma l'impegno di Saipem sulle tematiche HSE e dimostra fino a che punto l'HSE è parte integrante del modus operandi di Saipem. Attualmente sono certificati 14001 e OHSAS 18001 le attività di Business Unit Engineering & Construction, Integrated Projects, Corporate e uffici Saipem in Italia. Proseguono le attività per estendere le certificazioni alla Business Unit Drilling.

Nel corso della prima metà del 2012 sono proseguite le attività di coordinamento, supporto e divulgazione del programma LiHS, giunto al suo quinto anno di implementazione: contestualmente è continuata la campagna Leading Behaviours, fase 4 della strategia LiHS che ha contato oltre 600 eventi di cascading organizzati da manager Saipem in tutto il mondo. Le persone toccate dal programma LiHS in questi cinque anni hanno superato le 50.000 unità.

Il primo semestre 2012 vede anche la diffusione del programma LiHS in Eni, ridenominato "Eni in Safety".

Con l'entrata in vigore dell'Accordo Stato Regioni relativo alla formazione "Obbligatoria" è stato intrapreso l'iter relativo alla formazione "Base" da erogare a tutti i lavoratori: è stato pianificato il modulo formativo denominato "Corso Generale ai Lavoratori".

Con la partecipazione del Dipartimento HSE di Saipem Corporate e supporto della Business Unit Engineering & Construction è stato strutturato il corso "Safe Crane Operations" per fornire le conoscenze tecniche e di HSE richieste agli addetti alle operazioni di sollevamento per mezzo di gru. La prima edizione e anche test del corso è stato organizzato presso Saipem Contracting (Nigeria) Ltd nella fabrication yard di Rumolumeni.

Per assicurare la standardizzazione dei corsi HSE svolti nelle varie realtà operative Saipem, e anche per un supporto di comunicazione e scambio di informazioni tra i trainer HSE, è stato realizzato l'HSE Training Portal - Delphi. Delphi è un canale informativo sui vari corsi HSE disponibili, permettendo ai dipendenti di conoscere i corsi HSE erogati in Saipem e formulare delle richieste di partecipazione.

Le prestazioni di sicurezza del primo semestre 2012 sono in linea con i target stabiliti. L'indice relativo agli incidenti registrabili è migliorato, con un risultato finale di 1,20 verso il target 1,30. Nonostante il generale mantenimento del trend positivo, nel primo semestre sono avvenuti sui progetti Saipem due incidenti con conseguenze fatali per le persone coinvolte.

Il primo incidente è avvenuto in Nigeria nel mese di febbraio, dove su un progetto di posa tubi un dipendente Saipem è stato schiacciato da un tubo in tensione al termine di operazioni di collaudo.

Nel mese di giugno sul progetto Shah negli Emirati Arabi Uniti, un dipendente contrattista è stato colpito dalla benna di un escavatore che gli ha provocato ferite mortali.

A seguito dei risultati delle prestazioni sicurezza del 2011 è stato rilevata la necessità di avviare sui siti e progetti Saipem una campagna di prevenzione di cadute dall'alto. L'iniziativa è indirizzata a tutto il personale che effettua lavori in altezza, con lo scopo di diminuire, se non eliminare, gli incidenti causati dalle cadute dall'alto.

Ambiente

È stata promossa l'ultima parte della campagna ambientale "Ecological footprint minimization" relativo all'impronta ecologica e la riduzione delle emissioni di CO₂ nelle attività operative di Saipem. La campagna è anche un invito rivolto a tutti a ridurre la propria impronta ecologica e l'impatto sul pianeta.

In occasione della Giornata Mondiale dell'Ambiente (giugno 2012), sono state promosse diverse iniziative. È stato organizzato il seminario "Oil Spill Management" con il supporto dell'Oil Spill Response Team di Saipem. Sono state inoltre distribuite le nuove bottigliette dedicate alla Quinta Giornata dell'Ambiente nell'ambito dell'iniziativa "Message in a bottle".

Continua la pubblicazione della rivista formativa ambientale **eNews**, che si propone di raccogliere e dare rilevanza alle principali iniziative e attività ambientali, sia dal punto di vista tecnico sia per quanto riguarda l'educazione e la sensibilizzazione del personale.

Salute

Al fine di aiutare i dipendenti sovrappeso e obesi a raggiungere il loro peso forma, è stata disegnata e programmata per implementazione una campagna di sostegno. La campagna si basa sulla misurazione del BMI (Body Mass Index) a tutti i dipendenti e, in seguito, impegnarli in una competizione nella perdita del peso. Il tutto supportato da poster e messaggi motivazionali. Un'importante parte della campagna è anche il programma H-Factor (Be.ST). Il programma è stata avviato su Castoro 2, Perro Negro 8 e i siti operativi Petrex in Perù.

Nel programma GIPSI (Gestione Informatica Prestazioni Sanitarie Individuali) sono stati fatti degli "aggiornamenti tecnici" relativi all'assegnazione dei dipendenti al "sito/cantiere". Sono in corso di attivazione delle "GIPSI smart card" del personale medico e infermieristico, con le nuove posizioni aggiornate.

In linea con le giornate internazionali (celebrate dall'Organizzazione Mondiale della Sanità), il team medico di Saipem ha organizzato:

- Giornata mondiale sulla tubercolosi;
- Giornata mondiale contro la malaria;
- Giornata mondiale contro l'ipertensione;
- Giornata mondiale senza tabacco.

Risorse umane

Andamento Occupazionale

I primi mesi del 2012 sono stati caratterizzati da un lieve incremento della forza numerica complessiva.

Il decremento dettato dal rilascio di risorse per completamento progetti in essere (Kazakhstan, Nigeria) è bilanciato dagli ingressi effettuati per progetti onshore acquisiti in aree geografiche in sviluppo (Canada e Messico) e progetti offshore in Asia/Middle East (Wasit e yard di Karimun).

Relazioni Industriali

A seguito del completamento delle analisi e confronto delle procedure e pratiche di espatrio adottate dalla diverse realtà societarie di Saipem, che ha determinato, quale principale risultato, il consolidamento e l'armonizzazione delle politiche di mobilità internazionale, è stata avviata, in un'ottica di confronto e allineamento con le best practice del mercato, un'analisi e benchmarking dei modelli e delle prassi di assegnazione internazionale applicate dalle realtà aziendali maggiormente significative e comparabili per dimensioni e articolazione geografica.

Saipem, nell'ambito delle relazioni industriali ha sempre mostrato attenzione alla gestione delle diversità del contesto socio economico e della legislazione dei Paesi in cui opera. Il modello adottato è volto, ormai da diversi anni, 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.

In Saipem SpA, coerentemente con le premesse esposte, il primo semestre è stato contrassegnato dalla conclusione della vigenza dell'accordo quadriennale su redditività e produttività aziendale con la consuntivazione dei risultati dell'anno di riferimento 2011.

La sofferenza generale del settore dei trasporti marittimi italiani ha avuto ricadute anche sul personale marittimo di Saipem, causa mancato rinnovo del CCNL del settore, che si trascina da ben un anno.

Il settore Energia sarà coinvolto, come altri comparti nel 2012 nel rinnovo del proprio CCNL di settore, che presumibilmente dovrebbe trovare una sua conclusione nel secondo semestre di quest'anno.

Gestione Risorse Umane

Nel corso del primo semestre del 2012 la funzione Gestione Risorse Umane, in continuità con le attività e iniziative avviate lo scorso anno, ha proseguito la propria azione di miglioramento continuo dei processi operativi e di sviluppo di modelli e strumenti di analisi e reporting in grado di assicurare un più puntuale monitoraggio e

analisi dei principali fenomeni gestionali e la relativa ottimizzazione dei costi a essi associati.

In tale ottica, la funzione si è particolarmente concentrata nel consolidamento e ulteriore potenziamento delle funzionalità tecniche di una serie di strumenti informatici (InfoDip e Vacation Planning System) in grado di assicurare un più efficace supporto ai processi decisionali e alle relative azioni, poste in essere dalla Direzione Risorse Umane, con particolare riferimento a fenomeni gestionali "critici" quali ferie, straordinari, orario di lavoro, assenteismo.

Sviluppo, Organizzazione, Comunicazione e Compensation

A fronte di uno scenario mondiale sempre più complesso e competitivo, nonostante l'incertezza dei mercati del lavoro, Saipem conferma la volontà di perseguire una strategia basata sulla valorizzazione delle proprie risorse come approccio vincente per raggiungere livelli di eccellenza nel business.

In tale contesto si inquadra lo sviluppo e mantenimento di relazioni di cooperazione con Paesi e Comunità di interesse, attraverso iniziative di massimizzazione del Local Content, in un'ottica di coinvolgimento e valorizzazione delle proprie risorse.

Nel corso del primo semestre dell'anno, al fine di rispondere con efficacia e tempestività all'evoluzione delle strategie di business, Saipem ha concentrato la propria attenzione sull'analisi e conseguente ridefinizione dei processi di lavoro attraverso l'ottimizzazione delle strutture e dell'assetto **organizzativo**, in Italia e all'estero. Tutti gli interventi sono stati condotti nel rispetto del modello di governance di Saipem e quindi dei principi di segregazione dei compiti e delle responsabilità.

A tal fine, nell'ambito della Business Unit Engineering & Construction sono stati realizzati interventi rivolti alla rivisitazione della funzione commerciale e delle attività di realizzazione dei progetti; è stato definito un nuovo modello commerciale con lo scopo di garantire un efficace approccio al cliente a livello locale, mantenendo al contempo un ruolo centrale di indirizzo operativo e assistenza commerciale worldwide.

Inoltre, la funzione Projects Execution è stata riorganizzata prevedendo posizioni a presidio di specifiche aree di business responsabilizzate sui risultati dei progetti di riferimento, sulla capitalizzazione delle esperienze e la definizione di schemi realizzativi ottimizzati; nell'ambito della stessa funzione, a fronte della crescente richiesta da parte del mercato di servizi integrati per lo sviluppo di nuovi giacimenti e l'ottimizzazione di campi già in corso di sfruttamento, è stato istituito un presidio per la valutazione delle potenzialità di tale business per Saipem e alla definizione di strategie e piani che possano rispondere efficacemente alle prospettive rilevate.

Nell'ottica di garantire un'efficace risposta alle Business Unit è stata riorganizzata la funzione Procurement con l'adozione di un modello che prevede strutture dedicate a ciascuno dei business ed è stato rivisitato il modello operativo relativo alle attività di Post Order, al fine di assicurare un miglior presidio locale dei mercati delle forniture di interesse strategico per Saipem, ottimizzare la gestione a progetto di tali attività nonché l'efficienza operativa attraverso lo sviluppo di centri low-cost da dedicare alle attività di back-office.

Sul fronte estero, prosegue l'attività di adeguamento delle strutture societarie al modello definito per la Business Unit Engineering & Construction e in particolare in Saipem do Brasil Serviços de Petroleo Ltda, Saipem Contracting Algérie SpA, Saipem Contracting (Nigeria) Ltd e Saipem India Projects Ltd.

Nel periodo di riferimento sono stati condotti studi finalizzati alla definizione di soluzioni rivolte all'ottimizzazione complessiva e al recupero di efficienza a livello di Paese.

È stata condotta un'analisi preliminare sul Sistema di Gestione Rischi e di Controllo Interno (strutture, processi, modelli, etc.) finalizzata all'identificazione di aree di ottimizzazione dello stesso, a seguito della quale è stata avviata un'iniziativa per la puntuale definizione e implementazione di azioni e interventi finalizzati a migliorare l'efficacia del Sistema di Saipem e a diffonderne capillarmente i suoi principi all'interno del Gruppo.

Proseguendo nel processo di revisione del sistema normativo societario, si è avuta l'introduzione ed emissione delle Management System Guideline (MSG) a regolamentazione dei processi di Procurement - Gestione Materiali - Anticorruzione - ICT - Risorse Umane - Fiscale - Operazioni con Interessi degli Amministratori e Sindaci e Operazioni con Parti Correlate.

Saipem pone una particolare attenzione alle attività di **sviluppo** delle risorse umane che si è realizzata, nel primo semestre dell'anno, attraverso il consolidamento dei contenuti relativi a People Strategy ed Employee Value Proposition e consecutiva definizione di un piano di comunicazione e attività di diffusione delle stesse. Nell'ambito delle attività di diffusione, è in aggiornamento la sezio-

ne del sito internet Saipem dedicata alle tematiche di Recruiting al fine di renderlo coerente con l'Employee Value Proposition.

Le disposizioni del Codice di Autodisciplina hanno portato alla costituzione di un Comitato Remunerazione e Nomine, rendendo necessaria una maggiore strutturazione della metodologia di definizione di tavole di successione per le posizioni di vertice (Succession Plan) e per le altre posizioni strategiche dell'azienda. Al fine di supportare le attività di gestione delle risorse umane nel Gruppo Saipem, prosegue l'implementazione di strumenti in modalità Self Service. In particolare, nell'ambito di una ristrutturazione del sistema informatico per la gestione delle risorse (GHRIS), sono in fase di realizzazione una serie di interventi per integrare e informatizzare tutti i processi di gestione delle risorse umane, rendendo i dipendenti e i manager partecipanti attivi nella gestione e condivisione delle informazioni e nella realizzazione di percorsi di formazione e sviluppo individuali.

I trend di mercato e lo scenario economico internazionale hanno indotto nella prima parte dell'anno, a mantenere un atteggiamento cauto e differenziato nella definizione delle politiche di **compensation**. Per questo motivo, con riferimento ai piani di incentivazione del management, è stato confermato, per la generalità delle risorse manageriali italiane e internazionali, il Piano di Incentivazione Monetaria di Breve Termine collegato agli obiettivi di performance individuale, nonché il Piano di Incentivazione Monetaria di Lungo Termine collegato a condizioni di performance aziendali di lungo periodo.

A seguito della consuntivazione delle valutazioni delle prestazioni 2011 del management, sono stati erogati in marzo gli incentivi monetari annuali individuali complessivamente 216 dirigenti italiani (72% della popolazione totale), per una spesa globale di 7.224.500 euro (22,34% sul monte salari al 1° gennaio 2012). Sono anche stati definiti, per questa stessa popolazione, i nuovi obiettivi per il 2012.

Per raggiungere elevati livelli di competitività nel mercato di riferimento, ma con la consapevolezza della necessità di mantenere al contempo i propri livelli di eccellenza, Saipem indirizza le proprie

Esercizio		Primo semestre	
2011	(unità)	Forza media 2011	Forza media 2012
13.336	Engineering & Construction Offshore	13.557	13.632
16.242	Engineering & Construction Onshore	15.798	16.280
1.655	Drilling Offshore	1.592	2.213
5.823	Drilling Onshore	5.685	6.679
3.332	Funzioni di staff	3.309	2.611
40.388	Totale	39.941	41.415
7.204	Italiani	7.115	7.365
33.184	Altre nazionalità	32.826	34.050
40.388	Totale	39.941	41.415
6.222	Italiani a tempo indeterminato	6.161	6.350
982	Italiani a tempo determinato	954	1.015
7.204	Totale	7.115	7.365
31.12.2011		30.06.2011	
	(unità)		30.06.2012
7.355	Numero di ingegneri	7.632	7.362
40.830	Numero di dipendenti	40.468	41.785

attività di **selezione** 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 ha progettato e sviluppato alcune iniziative rivolte da un lato verso atenei italiani di maggiore interesse, attraverso attività mirate di employer branding dall'altro verso istituti tecnici italiani di eccellenza. In coerenza con le evoluzioni del mondo industriale e istituzionale, 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 business di Saipem e la capacità di attrazione dei giovani diplomati, orientandone i percorsi formativi.

A tale scopo è stato inoltre riproposto un intenso programma di formazione tecnico-professionale, rivolto a giovani risorse neodiplomate per sviluppare e consolidare le competenze necessarie ad alcuni ruoli critici per il business.

Relativamente alla popolazione aziendale presente all'estero, si stanno realizzando iniziative di **local content** in Kazakistan e in Arabia Saudita, al fine di aumentare l'impiego delle risorse locali in ruoli tecnici in ambito offshore e drilling. In particolare in Arabia Saudita è stata attivata una collaborazione con il Governo locale in cui Saipem assume il ruolo di partner in una scuola per lo sviluppo dei ruoli professionali tipici del Drilling. Allo scopo di sviluppare e sostenere la crescita di risorse locali in ruoli di maggiore criticità, sono portate avanti azioni specifiche di selezione, sia in Angola che a supporto delle attività della Yard di Karimun, anche grazie al monitoraggio del mercato del lavoro dell'isola e dell'area circostante, e sono stati definiti, per quanto concerne l'Angola, specifici piani di formazione all'interno di un centro di training Saipem dedicato ad aspetti legati in particolare alle attività di Fabrication.

Gli interventi, in particolare, riguardano la creazione di specifici percorsi formativi e professionali dedicati alle attività operative.

Saipem conferma un forte interesse per Paesi quali Brasile e Canada, le cui attività di sviluppo del business sono accompagnate dal potenziamento delle iniziative di employer branding, all'attraction, alla retention e all'engagement delle risorse verso il Gruppo Saipem allo scopo di rafforzarne la conoscenza nel territo-

rio. All'interno di un piano di dimensionamento degli organici che si articola in un mix bilanciato tra giovani ed esperti, locali ed espatriati sono state pianificate collaborazioni specifiche con le Università e con le Scuole tecniche superiori al fine di creare canali privilegiati di inserimento di giovani risorse qualificate.

La crescente attenzione verso la "law compliance" e il Modello di Controllo Interno ha influito sulle attività di **formazione** indirizzando gli sforzi nella diffusione del Modello a tutti i livelli gerarchici, sia in ambito italiano che internazionale.

Infine, si conferma l'erogazione dei corsi in modalità e-learning per la formazione relativa al D.Lgs. 231/2001 e alle tematiche di Security. Proseguono le iniziative formative destinate ai componenti degli Organismi di Vigilanza delle società controllate, così come quelle previste dal D.Lgs. 81/2008 per i Ruoli Istituzionali come Datori di Lavoro, Dirigenti Delegati e Preposti.

Per alcuni ruoli aziendali critici, quali il Project Director e l'Area Manager, è stato riproposto con successo il percorso internazionale sulle tematiche di Business Leadership in collaborazione con ECU e le altre società del mondo Eni.

In ottemperanza alle necessità di innovazione e controllo dei costi di Progettazione e nell'ottica di supportare lo sviluppo delle capacità di leadership, comunicazione, gestione e sviluppo delle risorse sono stati avviati un ciclo di workshop operativi per la famiglia professionale dell'ingegneria e corsi ad hoc rivolti alla popolazione di senior e middle manager.

Nell'ambito delle attività di **comunicazione**, al fine di accrescere la partecipazione dei dipendenti e il coinvolgimento della linea nei processi HR, è stato avviato un progetto pilota in Italia (GHRS OSA One Step Ahead) volto allo sviluppo di un portale con servizi e funzionalità a valore aggiunto che consentono di supportare i processi HR che, grazie a questo sistema, sono stati ulteriormente standardizzati a livello globale, con conseguente incremento di efficienza, efficacia e controllo dei dati.

Saipem infine, riconoscendo l'importanza di fidelizzare le risorse fin dalla fase di ingresso in azienda, ha attivato la progettazione di un Welcome Kit, volto alla conoscenza del business e a facilitare l'inserimento delle risorse in azienda.

Sistema informativo

Information, Communication, Technologies

Il primo semestre del 2012 ha rappresentato una fase di consolidamento dei risultati ottenuti dalle iniziative di cambiamento sui sistemi informativi centrali che Saipem ha sviluppato negli ultimi anni.

Il pluriennale piano di cambiamento relativo a SAP R/3 è stato completato e le funzionalità offerte dalla release 6.0 sono in corso di roll out sulle società del Gruppo, con particolare riferimento al Material Ledger. È stato inoltre avviato il roll out di SAP per la società Saipem do Brasil Serviços de Petróleo Ltda, in risposta alla crescente rilevanza delle iniziative di business in Brasile, nonché di Saipem Drilling Norway AS; entrambe le attività sono pianificate per un completamento nel prossimo semestre 2012. Il roll out in Brasile include l'introduzione di nuove componenti specifiche per gestire la complessità della fiscalità locale.

La diffusione del Material Ledger coinvolge in modo coordinato anche il sistema AMOS di Spectec, dedicato all'asset management e specificamente alla manutenzione degli asset aziendali. Sono in corso le ultime attività a piano per la centralizzazione e l'unificazione delle istanze database AMOS, che dovrebbero concludersi nell'ottobre 2012 e che renderanno molto più semplice in futuro le manutenzioni dell'ambiente applicativo.

La collaborazione con la Oracle Corp nell'area HR sull'applicativo Peoplesoft-GHRS prosegue con soddisfazione e le iniziative avviate nel 2011 con il progetto OSA (One Step Ahead) hanno prodotto quest'anno i primi rilasci. Le nuove funzionalità in rilascio si orientano verso una maggiore fruibilità dell'ambiente da parte del management di linea, nonché di tutto il personale in modalità self-service.

Prosegue il roll out della soluzione Saipem dedicata al payroll internazionale. Nel primo semestre 2012 sono stati completati i payroll delle società Saipem in Lussemburgo, Arabia Saudita, Algeria, India e Singapore, mentre sono in fase di analisi e dovrebbero essere completati nel prossimo semestre i payroll di Nigeria, Svizzera, Egitto e del consorzio STAR in Arabia Saudita. Lo sviluppo e la manutenzione del software sono stati allocati presso la Saipem India Projects Ltd a Chennai, in chiave di offshoring.

La progressiva migliore qualità dei dati HR disponibili in GHRS ha facilitato la diffusione del sistema aziendale di gestione del workload. Il

successo dell'iniziativa è stato ampio e positivo, permettendo la copertura, in termini di business demand e HR capacity, di tutte le aree operative aziendali, per un totale di oltre trentamila risorse gestite. Sono coperte le famiglie professionali dei mezzi offshore E&C, ROV e drilling, nonché quelle di fabrication e di construction. Il piano prevede di completare la reportistica con un pannello riepilogativo per il management, che verrà rilasciata nei primi mesi del secondo semestre del 2012 sul datawarehouse aziendale, fruibile in modalità web e su dispositivi tablet.

Il supporto offerto da ICT alle attività di business è focalizzato sull'adozione di strumenti innovativi, orientati ad aumentare l'efficienza 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. L'attenzione rivolta al supporto operativo della commessa Shah Gas ha richiesto da un lato uno sforzo significativo per garantire un'adeguata introduzione del nuovo strumento di modellazione SmartPlant 3D, dall'altro ha consentito la messa a punto di nuove procedure di controllo della qualità dei dati.

Per quanto riguarda l'infrastruttura IT, prosegue il consolidamento del dominio Saipem.com e la diffusione del progetto WIE - Windows Infrastructure Evolution, che porta in azienda i benefici provenienti dalle nuove funzionalità Microsoft. È in fase avanzata il progetto dedicato agli elementi strutturali della nuova architettura distribuita di Microsoft, che hanno visto l'implementazione del modello "a foresta unificata". La distribuzione complessiva dei nuovi software è stata avviata e un primo gruppo di siti è già stato completato, includendo numerosi mezzi navali, in parallelo alla più complessa diffusione sui principali siti italiani e francesi, che si completerà nel 2012. Le attività di governance e i processi di compliance e di sicurezza sono stati svolti secondo calendario, mentre l'analisi dei dati societari e dei rischi associati ai loro trattamenti è in corso e dovrebbe terminare nel 2012. 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, l'affidabilità dell'informativa finanziaria, il rispetto di leggi e regolamenti, nonché dello statuto e delle procedure. 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 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 verificano 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 sia in fase commerciale che operativa.

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 2012 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 con-

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

siderate e ha interessato in particolare le seguenti fattispecie:

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

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

Si rileva che l'analisi non ha riguardato l'effetto delle variazioni del cambio sulla valutazione dei lavori in corso, in quanto gli stessi non rappresentano un'attività finanziaria secondo lo IAS 32. Inoltre, 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 -88 milioni di euro (-113 milioni di euro al 31 dicembre 2011) e un effetto complessivo sul patrimonio netto, al lordo dell'effetto imposte, di -489 milioni di euro (-364 milioni di euro al 31 dicembre 2011).

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 42 milioni di euro (76 milioni di euro al 31 dicembre 2011) e un effetto sul patrimonio netto, al lordo dell'effetto imposte, di 433 milioni di euro (311 milioni di euro al 31 dicembre 2011).

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 -2 milioni di euro (-6 milioni di euro al 31 dicembre 2011) e un effetto complessivo sul patrimonio netto, al lordo dell'effetto imposte, di -2 milioni di euro (-6 milioni di euro al 31 dicembre 2011). Una variazione negativa dei tassi di interesse comporterebbe un effetto complessivo ante imposte sul risultato di 2 milioni di euro (6 milioni di euro al 31 dicembre 2011) e un effetto complessivo sul patrimonio netto, al lordo dell'effetto imposte, di 2 milioni di euro (6 milioni di euro al 31 dicembre 2011).

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 (1 milione di euro al 31 dicembre 2011) e un effetto sul patrimonio netto, al lordo dell'effetto d'imposta, di 1 milione di euro (3 milioni di euro al 31 dicembre 2011). Un'ipotetica variazione negativa del 10% nei prezzi sottostanti non comporterebbe alcun effetto significativo sul risultato economico (-1 milione di euro al 31 dicembre 2011) e un effetto sul patrimonio netto, al lordo dell'effetto d'imposta, di -1 milione di euro (-3 milioni di euro al 31 dicembre 2011).

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 evi-

tare 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 2012 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 aggiuntivi 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 2012 Saipem dispone di linee di credito non utilizzate per 1.485 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
	2013 (*)	2014	2015	2016	Oltre	
Passività finanziarie a lungo termine	1.175	476	1.430	277	450	3.808
Passività finanziarie a breve termine	1.438	-	-	-	-	1.438
Passività per strumenti derivati	300	17	6	-	-	323
	2.913	493	1.436	277	450	5.569
Interessi su debiti finanziari	104	56	40	25	38	263

(*) Include il secondo semestre 2012.

Pagamenti futuri a fronte di debiti commerciali e altri debiti

(milioni di euro)	Anni di scadenza			
	2013 (*)	2013-2015	Oltre	Totale
Debiti commerciali	3.006	-	-	3.006
Altri debiti e anticipi	2.338	2	-	2.340

(*) Include il secondo semestre 2012.

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					
	2013 (*)	2014	2015	2016	Oltre	Totale
Contratti di leasing operativo non annullabili	143	52	45	43	93	376

(*) Include il secondo semestre 2012.

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	
	2012	2013
Impegni per Major Projects	74	-
Impegni per altri investimenti	94	-
	168	-

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 costituiscono 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 avanzata 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 poco 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 inadempienze contrattuali da parte di soggetti privati o Enti di Stato; (ii) sviluppi o applicazioni penalizzanti di leggi, regolamenti, modifiche contrattuali unilaterali che comportano la riduzione di valore degli asset, disinvestimenti forzosi ed espropriazioni; (iii) restrizioni di varia natura sulle attività di costruzione, perforazione, importazione ed esportazione; (iv) incrementi della fiscalità applicabile; (v) conflitti sociali interni che sfociano in atti di sabotaggio, attentati, violenze e accadimenti simili. 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 antiggiuridiche 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 Operational 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 protegge-

re, 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 300 milioni di euro per evento per le operazioni offshore e fino a un limite di 400 milioni di euro per evento per le operazioni onshore;
- polizza "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 tutte le 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 securities 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 contraffattista, Saipem procede alla definizione di un'assicurazione idonea a coprire, per la sua durata, tutti i rischi correlati al progetto.

Queste polizze assicurative solitamente sono riferibili alle coperture "Builders' All Risks", che hanno lo scopo di coprire lo scope of work del contratto ossia i danni materiali all'opera in costruendo, nonché alle attrezzature, prodotti e materiali necessari alla sua realizzazione, e di responsabilità civile verso terzi per tutti i lavori

che saranno effettuati dal Gruppo durante tutte le fasi di esecuzione del progetto (progettazione, trasporto, costruzione, assemblaggio, test) incluso il periodo di garanzia contrattualmente previsto.

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

Altre informazioni

Acquisto di azioni proprie

Il capitale sociale al 30 giugno 2012 ammonta a 441.410.900 euro. Alla stessa data le azioni in circolazione sono 439.151.953; 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 2012 fra le controllate Saipem rientrano nella previsione regolamentare tredici società.

Precisamente:

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

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

Nel piano di adeguamento per il 2012 si procederà inoltre con l'implementazione del sistema di controllo interno per le finalità previste dallo stesso art. 36 nelle seguenti società:

- Saipem Offshore Norway AS;
- Saipem Drilling Norway AS.

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 13 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 2012 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 2012 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 2012 sono stati acquisiti nuovi ordini per un totale di circa 1.000 milioni di dollari, relativi principalmente alle attività Drilling Onshore ed E&C Offshore, per contratti già dettagliati rispettivamente nei comunicati stampa del 24 luglio e 26 luglio.

Evoluzione prevedibile della gestione

Gli investimenti complessivi della Oil Industry sono ancora previsti in aumento nel corrente anno rispetto al 2011. La debole domanda di gas nell'eurozona ha comunque determinato sia lo slittamento di importanti progetti di sviluppo che la costruzione di infrastrutture di trasporto destinate al mercato europeo. Inoltre la recessione economica e le problematiche del sistema finanziario in diversi Paesi europei stanno creando un clima di crescente incertezza sull'andamento dell'economia globale con impatti sulla tempistica dell'effettiva approvazione e avvio delle iniziative pianificate dalle Oil Company. Diversi progetti in Nigeria, Angola, Brasile, Medio Oriente e Sud Est Asiatico sembrano comunque essere avviati a un loro sanzionamento nel corso del secondo semestre con possibilità da parte di Saipem di beneficiare del buon posizionamento competitivo in molte di dette aree.

Pur in un quadro complessivo di maggiore incertezza sull'evoluzione del mercato di riferimento, il portafoglio ordini esistente e i risultati del primo semestre consentono di confermare la guidance per l'esercizio 2012: ricavi per circa 13 miliardi di euro, EBIT di circa 1,6 miliardi di euro e utile netto di circa un miliardo di euro. Gli investimenti sono ora previsti in circa un miliardo di euro; l'aumento di 100 milioni di euro, rispetto alla guidance iniziale, deriva da tre rig terra per Saudi Aramco, dall'espansione della yard di Edmonton in Canada e dall'effetto cambio per l'apprezzamento del dollaro USA verso l'euro.

Comitati del Consiglio di Amministrazione

In ottemperanza alle previsioni del nuovo Codice di Autodisciplina delle società quotate, il Consiglio di Amministrazione ha deliberato di istituire:

- il Comitato per la Remunerazione e le Nomine: il già costituito Comitato per la Remunerazione assume quindi funzioni propositive e consultive nei confronti del Consiglio di Amministrazione anche in tema di nomine;

- il Comitato per il Controllo e Rischi, individuato nell'attuale Audit Committee, con il compito di supportare le valutazioni e le decisioni del Consiglio stesso in relazione al sistema di controllo interno e di gestione dei rischi.

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 di utile 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 all'utile operativo. Il margine operativo lordo è una grandezza economica intermedia e viene calcolato sommando gli ammortamenti all'utile 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.

Dichiarazione ai sensi del D.Lgs. 196 del 30 giugno 2003

Il Presidente in qualità di titolare del trattamento dei dati personali dichiara che è stato aggiornato il documento programmatico sulla sicurezza ai sensi del D.Lgs. 30 giugno 2003, n. 196.

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)	(milioni di euro)	31.12.2011		30.06.2012	
		Valori parziali da schema obbligatorio	Valori da schema riclassificato	Valori parziali da schema obbligatorio	Valori da schema riclassificato
A) Attività materiali nette			8.024		8.289
Nota 7 - Immobili, impianti e macchinari		8.024		8.289	
B) Attività immateriali nette			752		753
Nota 8 - Attività immateriali		752		753	
C) Partecipazioni			102		107
Nota 9 - Partecipazioni valutate con il metodo del patrimonio netto		109		114	
Nota 10 - Altre partecipazioni		1		1	
Ricl. da E) - fondo copertura perdite di imprese partecipate		(8)		(8)	
D) Capitale circolante			(462)		133
Nota 2 - Crediti commerciali e altri crediti		3.504		3.329	
Ricl. a I) - crediti finanziari non strumentali all'attività operativa		(75)		(74)	
Nota 3 - Rimanenze		1.353		2.215	
Nota 4 - Attività per imposte sul reddito correnti		78		53	
Nota 5 - Attività per altre imposte correnti		256		291	
Nota 6 - Altre attività correnti		498		271	
Nota 11 - Altre attività finanziarie		2		1	
Ricl. a I) - crediti finanziari non strumentali all'attività operativa		(2)		(1)	
Nota 12 - Attività per imposte anticipate		100		88	
Nota 13 - Altre attività non correnti		146		151	
Nota 15 - Debiti commerciali e altri debiti		(5.341)		(5.344)	
Nota 16 - Passività per imposte sul reddito correnti		(244)		(292)	
Nota 17 - Passività per altre imposte correnti		(150)		(109)	
Nota 18 - Altre passività correnti		(506)		(341)	
Nota 22 - Passività per imposte differite		(79)		(70)	
Nota 23 - Altre passività non correnti		(2)		(35)	
E) Fondi per rischi e oneri			(201)		(184)
Nota 20 - Fondi per rischi e oneri		(209)		(192)	
Ricl. a C) - fondo copertura perdite di imprese partecipate		8		8	
F) Fondo per benefici ai dipendenti			(200)		(210)
Nota 21 - Fondi per benefici ai dipendenti		(200)		(210)	
CAPITALE INVESTITO NETTO			8.015		8.888
G) Patrimonio netto			4.709		4.819
Nota 25 - Patrimonio netto di Saipem		4.709		4.819	
H) Capitale e riserve di terzi			114		134
Nota 24 - Capitale e riserve di terzi azionisti		114		134	
I) Indebitamento finanziario netto			3.192		3.935
Nota 1 - Disponibilità liquide ed equivalenti		(1.029)		(1.236)	
Nota 14 - Passività finanziarie a breve termine		956		1.438	
Nota 19 - Passività finanziarie a lungo termine		2.576		3.007	
Nota 19 - Quote a breve di passività finanziarie a lungo termine		766		801	
Ricl. da D) - crediti finanziari non strumentali all'attività operativa (nota 2)		(75)		(74)	
Ricl. da D) - crediti finanziari non strumentali all'attività operativa (nota 11)		(2)		(1)	
COPERTURE			8.015		8.888

Voci del conto economico riclassificato

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

- gli altri ricavi e proventi, pari a 6 milioni di euro, afferenti a rimborsi per prestazioni che non costituiscono l'attività caratteristica (4 milioni di euro), indennizzi (1 milione di euro) e plusvalenze da vendite di immobilizzazioni (1 milione di euro), indicati nello schema obbligatorio nella voce "altri ricavi e proventi" sono stati portati in diminuzione delle corrispondenti componenti di costo nel conto economico riclassificato;
- le voci "proventi finanziari" (155 milioni di euro), "oneri finanziari" (-218 milioni di euro) e "strumenti derivati" (-17 milioni di euro), indicate separatamente nello schema obbligatorio, sono esposte nette nella voce "oneri finanziari netti" (-80 milioni di euro) del conto economico riclassificato;
- le voci "effetto della valutazione con il metodo del patrimonio netto" (4 milioni di euro) e "altri proventi su partecipazioni" (1 milione di euro), indicate separatamente nello schema obbligatorio, sono esposte quali valori netti nella voce "proventi netti su partecipazioni" (5 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" (324 milioni di euro), "svalutazioni nette di attività materiali e immateriali" (21 milioni di euro), "variazione fondo per benefici ai dipendenti" (10 milioni di euro), "altre variazioni" (-8 milioni di euro) ed "effetto valutazione con il metodo del patrimonio netto" (-4 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" (343 milioni di euro);
- le voci "imposte sul reddito" (199 milioni di euro), "interessi passivi" (55 milioni di euro) e "interessi attivi" (-5 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" (249 milioni di euro);

- le voci relative alle variazioni delle "rimanenze" (-850 milioni di euro), delle "altre attività e passività" (-255 milioni di euro), dei "fondi per rischi e oneri" (-17 milioni di euro), dei "crediti commerciali" (301 milioni di euro) e dei "debiti commerciali" (44 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" (-777 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" (-109 milioni di euro) e "interessi pagati" (-55 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" (-160 milioni di euro);
- le voci relative agli investimenti in "attività immateriali" (-5 milioni di euro) e "attività materiali" (-543 milioni di euro), indicate separatamente e incluse nel flusso di cassa degli investimenti nello schema obbligatorio, sono esposte nette nella voce "investimenti tecnici" (-548 milioni di euro);
- le voci relative ai disinvestimenti in "attività materiali" (2 milioni di euro) e "imprese uscite dall'area di consolidamento e rami d'azienda" (-8 milioni di euro), indicate separatamente e incluse nel flusso di cassa dei disinvestimenti nello schema obbligatorio, sono esposte nette nella voce "dimissioni e cessioni di partecipazioni consolidate" (-6 milioni di euro);
- le voci relative agli investimenti in "crediti finanziari" (-2 milioni di euro) e disinvestimenti in "crediti finanziari" (7 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" (478 milioni di euro), "rimborsi di debiti finanziari non correnti" (-53 milioni di euro) e "incremento (decremento) di debiti finanziari correnti" (481 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" (906 milioni di euro).

Le altre voci sono direttamente riconducibili allo schema obbligatorio.



Bilancio consolidato semestrale abbreviato

Schemi di bilancio

Stato patrimoniale

(milioni di euro)		31.12.2011		30.06.2012		
30.06.2011	Nota	Totale	<i>di cui verso parti correlate</i>	Totale	<i>di cui verso parti correlate</i>	
ATTIVITÀ						
Attività correnti						
882	Disponibilità liquide ed equivalenti	(N. 1)	1.029	572	1.236	617
3.458	Crediti commerciali e altri crediti	(N. 2)	3.504	880	3.329	801
1.392	Rimanenze	(N. 3)	1.353		2.215	
51	Attività per imposte sul reddito correnti	(N. 4)	78		53	
251	Attività per altre imposte correnti	(N. 5)	256		291	
362	Altre attività correnti	(N. 6)	498	240	271	105
6.396	Totale attività correnti		6.718		7.395	
Attività non correnti						
7.482	Immobili, impianti e macchinari	(N. 7)	8.024		8.289	
756	Attività immateriali	(N. 8)	752		753	
116	Partecipazioni valutate con il metodo del patrimonio netto	(N. 9)	109		114	
2	Altre partecipazioni	(N. 10)	1		1	
3	Altre attività finanziarie	(N. 11)	2		1	
92	Attività per imposte anticipate	(N. 12)	100		88	
37	Altre attività non correnti	(N. 13)	146		151	
8.488	Totale attività non correnti		9.134		9.397	
14.884	TOTALE ATTIVITÀ		15.852		16.792	
PASSIVITÀ E PATRIMONIO NETTO						
Passività correnti						
1.274	Passività finanziarie a breve termine	(N. 14)	956	826	1.438	1.282
226	Quota a breve di passività finanziarie a lungo termine	(N. 19)	766	765	801	800
5.182	Debiti commerciali e altri debiti	(N. 15)	5.341	246	5.344	186
196	Passività per imposte sul reddito correnti	(N. 16)	244		292	
89	Passività per altre imposte correnti	(N. 17)	150		109	
155	Altre passività correnti	(N. 18)	506	494	341	291
7.122	Totale passività correnti		7.963		8.325	
Passività non correnti						
2.813	Passività finanziarie a lungo termine	(N. 19)	2.576	2.376	3.007	2.807
179	Fondi per rischi e oneri	(N. 20)	209		192	
201	Fondi per benefici ai dipendenti	(N. 21)	200		210	
130	Passività per imposte differite	(N. 22)	79		70	
2	Altre passività non correnti	(N. 23)	2	-	35	33
3.325	Totale passività non correnti		3.066		3.514	
10.447	TOTALE PASSIVITÀ		11.029		11.839	
PATRIMONIO NETTO						
90	Capitale e riserve di terzi azionisti	(N. 24)	114		134	
4.347	Patrimonio netto di Saipem:	(N. 25)	4.709		4.819	
441	- capitale sociale	(N. 26)	441		441	
55	- riserva sopraprezzo delle azioni	(N. 27)	55		55	
160	- altre riserve	(N. 28)	23		(56)	
3.330	- utili relativi a esercizi precedenti		3.342		3.956	
438	- utile del periodo		921		473	
[??]	- azioni proprie	(N. 29)	[73]		[50]	
4.437	Totale patrimonio netto di Gruppo		4.823		4.953	
14.884	TOTALE PASSIVITÀ E PATRIMONIO NETTO		15.852		16.792	

Conto economico

(milioni di euro)		Primo semestre 2011		Primo semestre 2012	
Esercizio 2011	Nota	Totale	di cui verso parti correlate	Totale	di cui verso parti correlate
RICAVI					
12.593	Ricavi della gestione caratteristica (N. 32)	6.021	996	6.397	939
38	Altri ricavi e proventi (N. 33)	9	1	6	-
12.631	Totale ricavi	6.030		6.403	
Costi operativi					
(8.749)	Acquisti, prestazioni di servizi e costi diversi (N. 34)	(4.184)	(50)	(4.354)	(76)
(1.750)	Costo del lavoro (N. 35)	(833)		(942)	
(642)	Ammortamenti e svalutazioni (N. 36)	(302)		(345)	
3	Altri proventi (oneri) operativi	-	-	-	-
1.493	UTILE OPERATIVO	711		762	
Proventi (oneri) finanziari					
524	Proventi finanziari	283	1	155	1
(586)	Oneri finanziari	(366)	(39)	(218)	(49)
(71)	Strumenti derivati	16	20	(17)	(16)
(133)	Totale proventi (oneri) finanziari (N. 37)	(67)		(80)	
Proventi (oneri) su partecipazioni					
16	Effetto della valutazione con il metodo del patrimonio netto	8		4	
3	Altri proventi su partecipazioni	-		1	
19	Totale proventi (oneri) su partecipazioni (N. 38)	8		5	
1.379	UTILE ANTE IMPOSTE	652		687	
(392)	Imposte sul reddito (N. 39)	(183)		(199)	
987	UTILE NETTO	469		488	
di competenza:					
921	- Saipem	438		473	
66	- terzi azionisti (N. 40)	31		15	
Utile per azione sull'utile netto di competenza Saipem (ammontare in euro per azione)					
2,10	Utile per azione semplice (N. 41)	1,00		1,08	
2,09	Utile per azione diluito (N. 41)	0,99		1,08	

Prospetto dell'utile complessivo

(milioni di euro)	Primo semestre 2011	Primo semestre 2012
Utile netto del periodo	469	488
Altre componenti dell'utile complessivo:		
- variazione del fair value derivati di copertura cash flow hedge ⁽¹⁾	237	(129)
- differenze di cambio da conversione dei bilanci in moneta diversa dall'euro	(75)	35
- quota di pertinenza delle "altre componenti dell'utile complessivo" delle partecipazioni valutate con il metodo del patrimonio netto	-	2
- effetto fiscale relativo alle altre componenti dell'utile complessivo	(55)	19
Totale altre componenti dell'utile complessivo	107	(73)
Totale utile complessivo del periodo	576	415
Di competenza:		
- Gruppo Saipem	552	396
- terzi azionisti	24	19

[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	Utili relativi a esercizi precedenti	Utile del periodo	Azioni proprie	Totale	Capitale e riserve di terzi azionisti	Totale patrimonio netto
Saldi al 31 dicembre 2010	441	55	7	88	-	3	(52)	2.758	844	(84)	4.060	94	4.154
Utile primo semestre 2011	-	-	-	-	-	-	-	-	438	-	438	31	469
Altre componenti dell'utile complessivo													
Variazione del fair value derivati cash flow hedge al netto dell'effetto fiscale	-	-	-	-	-	182	-	-	-	-	182	-	182
Differenze cambio da conversione dei bilanci in moneta diversa dall'euro	-	-	-	-	-	-	(68)	-	-	-	(68)	(7)	(75)
Totale utile (perdita) complessivo primo semestre 2011	-	-	-	-	-	182	(68)	-	438	-	552	24	576
Operazioni con gli Azionisti													
Dividendi distribuiti primo semestre 2011	-	-	-	-	-	-	-	-	(276)	-	(276)	(21)	(297)
Riporto a nuovo utile e attribuzione a riserva legale	-	-	-	-	-	-	-	568	(568)	-	-	-	-
Cessione azioni proprie	-	-	-	-	-	-	-	-	-	7	7	-	7
Altri movimenti di patrimonio netto													
Altre variazioni	-	-	-	-	-	-	-	4	-	-	4	(7)	(3)
Totale	-	-	-	-	-	-	-	572	(844)	7	(265)	(28)	(293)
Saldi al 30 giugno 2011	441	55	7	88	-	185	(120)	3.330	438	(77)	4.347	90	4.437
Utile secondo semestre 2011	-	-	-	-	-	-	-	-	483	-	483	35	518
Altre componenti dell'utile complessivo													
Variazione del fair value derivati cash flow hedge al netto dell'effetto fiscale	-	-	-	-	-	(245)	-	-	-	-	(245)	-	(245)
Partecipazioni valutate al fair value	-	-	-	-	-	-	-	(1)	-	-	(1)	-	(1)
Differenze cambio da conversione dei bilanci in moneta diversa dall'euro	-	-	-	-	-	-	108	-	-	-	108	12	120
Totale utile (perdita) complessivo secondo semestre 2011	-	-	-	-	-	(245)	108	(1)	483	-	345	47	392
Operazioni con gli Azionisti													
Dividendi distribuiti secondo semestre 2011	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	(22)	(22)
Riporto a nuovo utile	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
Cessione azioni proprie	-	-	-	-	-	-	-	-	-	4	4	-	4
Altri movimenti di patrimonio netto													
Costo stock option/grant	-	-	-	-	-	-	-	1	-	-	1	-	1
Operazioni con società under common control	-	-	-	-	-	-	-	4	-	-	4	-	4
Altre variazioni	-	-	-	-	-	-	-	8	-	-	8	(1)	7
Totale	-	-	-	-	-	-	-	13	-	4	17	(23)	(6)
Saldi al 31 dicembre 2011	441	55	7	88	-	(60)	(12)	3.342	921	(73)	4.709	114	4.823

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	Utili relativi a esercizi precedenti	Utile 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
Utile primo semestre 2012	-	-	-	-	-	-	-	-	473	-	473	15	488
Altre componenti dell'utile complessivo													
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 dell'utile complessivo" delle partecipazioni valutate con il metodo del patrimonio netto	-	-	-	-	-	-	-	2	-	-	2	-	2
Totale utile (perdita) complessivo primo semestre 2012	-	-	-	-	-	(110)	31	2	473	-	396	19	415
Operazioni con gli Azionisti													
Dividendi distribuiti primo semestre 2012	-	-	-	-	-	-	-	-	(307)	-	(307)	-	(307)
Riporto 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	3.956	473	(50)	4.819	134	4.953

Rendiconto finanziario

(milioni di euro)	Nota	Primo semestre 2011	Primo semestre 2012
Utile del periodo di Gruppo		438	473
Risultato di pertinenza di terzi azionisti		31	15
Rettifiche per ricondurre l'utile del periodo al flusso di cassa da attività operativa:			
- ammortamenti	(N. 36)	288	324
- svalutazioni nette di attività materiali e immateriali	(N. 36)	14	21
- effetto valutazione con il metodo del patrimonio netto	(N. 38)	(8)	(4)
- (plusvalenze) minusvalenze nette su cessioni di attività		3	-
- interessi attivi		(3)	(5)
- interessi passivi		42	55
- imposte sul reddito	(N. 39)	183	199
- altre variazioni		18	(8)
Variazioni del capitale di periodo:			
- rimanenze		(631)	(850)
- crediti commerciali		887	301
- debiti commerciali		34	44
- fondi per rischi e oneri		15	(17)
- altre attività e passività		(504)	(255)
<i>Flusso di cassa del capitale di periodo</i>		<i>807</i>	<i>293</i>
Variazione fondo per benefici ai dipendenti		11	10
Dividendi incassati		-	1
Interessi incassati		4	3
Interessi pagati		(53)	(55)
Imposte sul reddito pagate al netto dei crediti d'imposta rimborsati		(113)	(109)
Flusso di cassa netto da attività operativa		656	143
<i>di cui verso parti correlate</i>	(N. 43)	<i>1.152</i>	<i>818</i>
Investimenti:			
- attività materiali	(N. 7)	(559)	(543)
- attività immateriali	(N. 8)	(2)	(5)
- partecipazioni	(N. 9)	-	-
- imprese entrate nell'area di consolidamento e rami d'azienda		-	-
- crediti finanziari		(13)	(2)
<i>Flusso di cassa degli investimenti</i>		<i>(574)</i>	<i>(550)</i>
Disinvestimenti:			
- attività materiali		-	2
- imprese uscite dall'area di consolidamento e rami d'azienda		-	(8)
- partecipazioni		-	-
- titoli		-	-
- crediti finanziari		3	7
<i>Flusso di cassa dei disinvestimenti</i>		<i>3</i>	<i>1</i>
Flusso di cassa netto da attività di investimento ⁽¹⁾		(571)	(549)
<i>di cui verso parti correlate</i>	(N. 43)	<i>-</i>	<i>-</i>

segue **Rendiconto finanziario**

(milioni di euro)	Nota	Primo semestre 2011	Primo semestre 2012
Assunzione di debiti finanziari non correnti		285	478
Rimborsi di debiti finanziari non correnti		(379)	(53)
Incremento (decremento) di debiti finanziari correnti		284	481
		190	906
Dividendi pagati		(297)	(329)
Cessione di azioni proprie		7	22
Flusso di cassa netto da attività di finanziamento		(100)	599
<i>di cui verso parti correlate</i>	(N. 43)	139	922
Effetto delle variazioni dell'area di consolidamento		(3)	-
Effetto delle differenze di cambio da conversione e altre variazioni sulle disponibilità liquide ed equivalenti		(30)	14
Flusso di cassa netto del periodo		(48)	207
Disponibilità liquide ed equivalenti a inizio periodo	(N. 1)	930	1.029
Disponibilità liquide ed equivalenti a fine periodo	(N. 1)	882	1.236

[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 2011	Primo semestre 2012
Investimenti finanziari:		
- crediti finanziari	(13)	(1)
	(13)	(1)
Disinvestimenti finanziari:		
- titoli	-	-
- crediti finanziari	3	6
	3	6
Flusso di cassa netto degli investimenti/disinvestimenti relativi all'attività finanziaria	(10)	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.

Le note al bilancio sono presentate in forma sintetica.

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.

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 2012, approvato dal Consiglio di Amministrazione di Saipem nella riunione del 30 luglio 2012, 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" per la parte di competenza del Gruppo e alla voce "Interessenze di terzi" per la parte di competenza di terzi. La riserva per differenze cambio è rilevata a conto economico all'atto della dismissione integrale, ovvero quando la partecipata cessa di essere qualificata come impresa controllata. All'atto della dismissione parziale, senza perdita del controllo, la quota delle differenze di cambio afferente alla frazione di partecipazione dismessa è attribuita al patrimonio netto delle interesenze di terzi.

I bilanci utilizzati per la conversione sono quelli espressi nella moneta funzionale, rappresentata dalla moneta locale o dalla diversa moneta nella quale sono denominate la maggior parte delle transazioni economiche e delle attività e passività.

I cambi applicati nella conversione in euro dei bilanci espressi in moneta estera sono i seguenti:

Valuta	Cambio al 31.12.2011	Cambio al 30.06.2012	Cambio medio 2012
USA dollaro	1,2939	1,259	1,29647
Regno Unito lira sterlina	0,8353	0,8068	0,82252
Algeria dinaro	97,466	99,806	97,7057
Angola kwanza	122,618	120,058	123,39
Arabia Saudita riyal	4,85236	4,72157	4,8621
Argentina peso	5,56769	5,6432	5,69097
Australia dollaro	1,2723	1,2339	1,25586
Azerbaijan manat	1,01749	0,987811	1,01855
Brasile real	2,4159	2,5788	2,41443
Canada dollaro	1,3215	1,2871	1,30403
Croazia kuna	7,537	7,5178	7,54278
EAU dirham	4,75237	4,6243	4,7619
Egitto lira	7,80328	7,62765	7,83008
India rupia	68,713	70,12	67,5963
Indonesia rupia	11.731,5	11.878,5	11.916,9
Malesia ringgit	4,1055	3,996	4,00224
Nigeria naira	208,165	205,224	206,558
Norvegia corona	7,754	7,533	7,57286
Perù new sol	3,48747	3,35398	3,4677
Qatar riyal	4,71164	4,58387	4,72047
Repubblica Dominicana peso	50,0217	49,1992	50,5329
Romania nuovo leu	4,3233	4,4513	4,39041
Russia rublo	41,765	41,37	39,7093
Singapore dollaro	1,6819	1,5974	1,63908
Svizzera franco	1,2156	1,203	1,20483

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 non ancora omologate dalla Commissione Europea.

In data 28 giugno 2012, lo IASB ha emesso il documento "Consolidated Financial Statements, Joint Arrangements and Disclosure of Interests in Other Entities: Transition Guidance (Amendments to IFRS 10, IFRS 11 and

IFRS 12]" che fornisce alcuni chiarimenti e semplificazioni con riferimento ai transition requirements dei principi IFRS 10, IFRS 11 e IFRS 12. Le disposizioni sono efficaci a partire dagli esercizi che hanno inizio il, o dopo il, 1° gennaio 2013.

In data 17 maggio 2012, lo IASB ha emesso il documento "Annual Improvements to IFRSs 2009-2011 Cycle" contenente modifiche, essenzialmente di natura tecnica e redazionale, dei principi contabili internazionali. Le disposizioni sono efficaci a partire dagli esercizi che hanno inizio il, o dopo il, 1° gennaio 2013.

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

Area di consolidamento al 30 giugno 2012

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 Corporate SpA Saipem SpA Soci terzi	42,91 0,51 56,58		

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.
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.

Esteri

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 (Canada)	CAD	1.000	Snamprogetti Canada Inc	100,00	100,00	C.I.
Ersai 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	Ersai Caspian Contractor Llc	100,00	50,00	P.N.
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.
Medsai SAS	Montigny le Bretonneux (Francia)	EUR	37.000	Saipem sa	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.

(***) 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.
Nigerian Services & Supply Co Ltd (**)(***)	Lagos (Nigeria)	NGN	40.000.000	Saipem sa	100,00	100,00	P.N.
North Caspian Service Co Llp	Almaty (Kazakhstan)	KZT	1.910.000.000	Saipem International BV	100,00	100,00	C.I.
Petrex SA	Iquitos (Perù)	PEN	485.469.045	Saipem International BV	100,00	100,00	C.I.
Professional Training Center Llc (***)	Karakiyan District, Mangistau Oblast (Kazakhstan)	KZT	1.000.000	Ersai Caspian Contractor Llc	100,00	50,00	P.N.
PT Saipem Indonesia	Jakarta (Indonesia)	USD	111.290.000	Saipem International BV Saipem Asia Sdn Bhd	68,55 31,45	100,00	C.I.
Sagio - Companhia Angola de Gestão de Instalação Offshore Lda	Luanda (Angola)	AOA	1.600.000	Saipem International BV Soci terzi	60,00 40,00	60,00	P.N.
Saigut SA de CV	Col Juarez (Messico)	MXN	90.050.000	Saimexicana SA de CV	100,00	100,00	C.I.
Saimexicana SA de CV	Col Juarez (Messico)	MXN	232.438.000	Saipem sa	100,00	100,00	C.I.
Saipem (Beijing) Technical Services Co Ltd	Pechino (Cina)	USD	250.000	Saipem International BV	100,00	100,00	C.I.
Saipem (Malaysia) Sdn Bhd	Kuala Lumpur (Malesia)	MYR	1.033.500	Saipem International BV Soci terzi	41,94 58,06	100,00	C.I.
Saipem (Nigeria) Ltd	Lagos (Nigeria)	NGN	259.200.000	Saipem International BV Soci terzi	89,41 10,59	89,41	C.I.
Saipem (Portugal) Comércio Marítimo Sociedade Unipessoal Lda	Funchal (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 Samic y F. (**)(***)	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	Sydney (Australia)	AUD	10.661.000	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 Pvt 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	90.000	Saipem International BV	100,00	100,00	C.I.
Saipem East Africa Ltd	Kampala (Uganda)	UGX	50.000.000	Saipem International BV Soci terzi	51,00 49,00	51,00	P.N.
Saipem India Project Ltd	Chennai (India)	INR	407.000.000	Saipem sa	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.
(***) 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 Ingeniería y Construcciones S.L.U.	Madrid (Spagna)	EUR	40.000	Saipem International BV	100,00	100,00	P.N.
Saipem International BV	Amsterdam (Paesi Bassi)	EUR	172.444.000	Saipem SpA	100,00	100,00	C.I.
Saipem Libya Limited Liability Company - 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	New Malden - 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	110.000	Saipem SpA	100,00	100,00	C.I.
Saipem Qatar Llc	Doha (Qatar)	QAR	2.000.000	Saipem International BV Soci terzi	49,00 51,00	49,00	P.N.
Saipem sa	Montigny le Bretonneux (Francia)	EUR	26.488.695	Saipem SpA	100,00	100,00	C.I.
Saipem Services México SA de CV	Col Juarez (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	New Malden - Surrey (Regno Unito)	GBP	6.470.000	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 Company 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 Canada Inc	Montreal (Canada)	CAD	100.100	Saipem International BV	100,00	100,00	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

Ragione sociale	Sede legale	Valuta	Capitale sociale	Soci	% Possesso	% Consolidata di pertinenza Saipem	Metodo di consolidamento o criterio di valutazione (*)
Snamprogetti Ltd	Basingstoke (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 AS	Sola (Norvegia)	NOK	1.882.000	Saipem International BV	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.
TBE Ltd (**)	Damietta (Egitto)	EGP	50.000	Saipem sa Soci terzi	70,00 30,00	70,00	P.N.
Terminal Portuário do Guarujá SA	Guarujá - San Paolo (Brasile)	BRL	31.757.206	Saipem do Brasil Serviços de Petróleo Ltda	100,00	100,00	C.I.
Varisal - Serviços de Consultadoria e Marketing, Unipessoal Lda	Funchal (Portogallo)	EUR	500.000	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

Ragione 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	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.
SP - TKP Fertilizer Srl (**)	San Donato Milanese	EUR	50.000	Saipem SpA Soci terzi	50,00 50,00	50,00	P.N.

Estero

Ragione sociale	Sede legale	Valuta	Capitale sociale	Soci	% Possesso	% Consolidata di pertinenza Saipem	Metodo di consolidamento o criterio di valutazione (*)
02 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.
Bonny Project Management Co Ltd	Greenford (Regno Unito)	GBP	1.000	LNG - Serviços e Gestão de Projectos Lda	100,00	25,00	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.
Dalia Floater Angola Snc	Parigi 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 (**)	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 Suporto Logistico Lda	Luanda (Angola)	AOA	25.510.204	Saipem sa Soci terzi	40,00 60,00	40,00	P.N.
LNG - Serviços e Gestão 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.
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	1.603.800	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	Medsai SAS 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.
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 120 di cui: 61 consolidate con il metodo integrale, 21 con il metodo proporzionale, 34 valutate con il metodo del patrimonio netto e 4 valutate al costo.

Al 30 giugno 2012 le imprese di Saipem SpA sono così ripartite:

	Controllate			Collegate e a controllo congiunto		
	Italia	Estero	Totale	Italia	Estero	Totale
Imprese controllate e loro partecipazioni	2	59	61	4	17	21
Consolidate con il metodo integrale	2	59	61	-	-	-
Consolidate con il metodo proporzionale	-	-	-	4	17	21
Partecipazioni di imprese consolidate ⁽¹⁾	1	12	13	7	18	25
Valutate con il criterio del patrimonio netto	-	10	10	6	18	24
Valutate con il criterio del costo	1	2	3	1	-	1
Totale imprese	3	71	74	11	35	46

(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 2012 non sono intervenute variazioni significative nell'area di consolidamento del Gruppo rispetto alla relazione finanziaria annuale al 31 dicembre 2011. Le variazioni intervenute sono esposte nel seguito in ordine di accadimento.

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

- la società **BOS Investment Ltd** (in liquidazione), precedentemente consolidata con il metodo integrale, è stata valutata con il metodo del costo nell'attesa di cancellazione dal Registro delle Imprese;
- la società **BOS-UIE Ltd** (in liquidazione), precedentemente consolidata con il metodo integrale, è stata valutata con il metodo del costo nell'attesa di cancellazione dal Registro delle Imprese;
- la società **Saipem Energy Services SpA**, precedentemente consolidata con il metodo integrale, è stata fusa per incorporazione nella società Saipem SpA;
- la società **Snamprogetti Management Services SA** (in liquidazione), precedentemente valutata con il metodo del patrimonio netto, è stata cancellata dal Registro delle Imprese;
- è stata costituita la società **PLNG 9 Snc di Chiyoda Corp e Servizi Energia Italia SpA**, con sede in Italia, valutata con il metodo del patrimonio netto;
- la società **Caspian Barge Builders Ltd** (in liquidazione), precedentemente valutata con il metodo del patrimonio netto, è stata cancellata dal Registro delle Imprese;
- è stata costituita la società **Saipem East Africa Ltd**, con sede in Uganda, valutata con il metodo del patrimonio netto;
- è stata costituita la società **Saipem Drilling Norway AS**, con sede in Norvegia, che viene consolidata con il metodo integrale;
- la società **Sairus Llc**, precedentemente consolidata con il metodo integrale, è stata consolidata con il metodo proporzionale per cessione a terzi del 50% del capitale;
- la società **Nigetecsa Free Zone Enterprise**, precedentemente valutata con il metodo del patrimonio netto, è stata cancellata dal Registro delle Imprese;
- la società **Saipem Engineering Nigeria Ltd** (in liquidazione), precedentemente valutata con il metodo del patrimonio netto, è stata cancellata dal Registro delle Imprese;
- la società **Shipping & Maritime Services Ltd** (in liquidazione), precedentemente valutata con il metodo del patrimonio netto, è stata cancellata dal Registro delle Imprese;
- la società **Saipem Logistics Services Ltd** (in liquidazione), precedentemente valutata con il metodo del patrimonio netto, è stata cancellata dal Registro delle Imprese;
- la società **Star Gulf Free Zone Co**, precedentemente consolidata con il metodo integrale, è stata ceduta a terzi;
- la società **BOS Shelf Ltd Society**, precedentemente consolidata con il metodo proporzionale, risulta detenuta da terzi in seguito alla cessione della società Star Gulf Free Zone Co;
- la società **TZS Llc (NV)**, precedentemente consolidata con il metodo proporzionale, è stata cancellata;
- la società **TZS Llc (TX)**, precedentemente consolidata con il metodo proporzionale, è stata cancellata;
- la società **Tecnip-Zachry-Saipem LNG Lp**, precedentemente consolidata con il metodo proporzionale, è stata cancellata.

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

- la società **Servizi Energia Italia SpA**, consolidata con il metodo integrale, risulta totalmente detenuta dalla società Saipem SpA in seguito alla fusione della società Saipem Energy Services SpA;
- la società **Consorzio F.S.B.**, valutata con il metodo del costo, risulta detenuta dalla società Saipem SpA in seguito alla fusione della società Saipem Energy Services SpA.

Variazioni valuta funzionale

- la società **Global Petroprojects Services AG** ha modificato la propria moneta funzionale da franco svizzero a euro a partire dal 1° gennaio 2012;
- la società **Saipem Offshore Norway AS** ha modificato la propria moneta funzionale da corona norvegese a euro a partire dal 1° aprile 2012.

Attività correnti

1 Disponibilità liquide ed equivalenti

Le disponibilità liquide ed equivalenti di 1.236 milioni di euro aumentano di 207 milioni di euro rispetto al 31 dicembre 2011 (1.029 milioni di euro). Le disponibilità liquide di fine periodo, denominate in euro per il 43%, in dollari USA per il 34% e in altre valute per il 23%, hanno trovato remunerazione a un tasso medio dello 0,595% e sono riferibili per 617 milioni di euro (572 milioni di euro al 31 dicembre 2011) a depositi presso società finanziarie del Gruppo Eni. La voce include denaro e valori in cassa per 6 milioni di euro (7 milioni di euro al 31 dicembre 2011). Le disponibilità presso tre conti correnti della controllata Saipem Contracting Algérie SpA (per un totale di 30,7 milioni di euro equivalenti al 30 giugno 2012) sono oggetto, dal febbraio 2010, di un blocco temporaneo dei movimenti bancari a seguito di un'investigazione su terzi. La controllata Saipem sa ha aperto in giugno 2012 un conto corrente vincolato (escrow account) sul quale ha depositato la somma di 10,7 milioni di euro equivalenti, vincolati alla risoluzione di una disputa con un cliente. Le disponibilità esistenti al 30 giugno 2012 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)	31.12.2011	30.06.2012
Italia	72	195
Resto d'Europa	620	675
CSI	37	111
Middle East	61	59
Far East	28	52
Africa Settentrionale	11	40
Africa Occidentale e resto Africa	143	67
Americhe	57	37
Totale	1.029	1.236

2 Crediti commerciali e altri crediti

I crediti commerciali e altri crediti di 3.329 milioni di euro (3.504 milioni di euro al 31 dicembre 2011) si analizzano come segue:

(milioni di euro)	31.12.2011	30.06.2012
Crediti commerciali	2.822	2.568
Crediti finanziari strumentali all'attività operativa	3	3
Crediti finanziari non strumentali all'attività operativa	75	74
Acconti per servizi	405	431
Altri crediti	199	253
Totale	3.504	3.329

I crediti sono esposti al netto del fondo svalutazione di 99 milioni di euro.

(milioni di euro)	31.12.2011	Accantonamenti	Utilizzi	Differenze di cambio da conversione	Altre variazioni	30.06.2012
Crediti commerciali	94	-	(7)	1	-	88
Altri crediti	11	-	-	-	-	11
Totale	105	-	(7)	1	-	99

I crediti commerciali di 2.568 milioni di euro diminuiscono di 254 milioni di euro rispetto al 31 dicembre 2011.

Al 30 giugno 2012 sono in essere operazioni di cessione pro-soluto senza notifica di crediti commerciali, anche non scaduti, per un importo di 342 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 147 milioni di euro (116 milioni di euro al 31 dicembre 2011), di cui 60 milioni di euro scadenti entro l'esercizio e 87 milioni di euro scadenti oltre l'esercizio.

I crediti finanziari strumentali all'attività operativa di 3 milioni di euro (3 milioni di euro al 31 dicembre 2011) si riferiscono principalmente al credito vantato da Saipem SpA verso Serfactoring SpA.

I crediti finanziari non strumentali all'attività operativa di 74 milioni di euro (75 milioni di euro al 31 dicembre 2011) si riferiscono principalmente al credito finanziario vantato da Saipem America Inc verso Eni Finance USA Inc per 47 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 principalmente crediti commerciali e si analizzano come segue:

(milioni di euro)	31.12.2011	30.06.2012
02 Pearl snc	3	3
Petromar Lda	22	20
Saipon snc	9	22
Société pour la Réalisation du Port de Tanger Méditerranée	3	2
Southern Gas Constructors Ltd	3	2
TMBYS sas	7	10
Totale	47	59

Gli altri crediti di 253 milioni di euro si analizzano come segue:

(milioni di euro)	31.12.2011	30.06.2012
Crediti verso:		
- compagnie di assicurazione	56	58
- personale	28	53
Depositi cauzionali	10	15
Altri crediti	105	127
Totale	199	253

I crediti commerciali e gli altri crediti verso parti correlate ammontano a 801 milioni di euro (880 milioni di euro al 31 dicembre 2011) 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 2.215 milioni di euro (1.353 milioni di euro al 31 dicembre 2011) si analizzano come segue:

(milioni di euro)	31.12.2011	30.06.2012
Materie prime, sussidiarie e di consumo	471	520
Lavori in corso su ordinazione	882	1.695
Totale	1.353	2.215

Le rimanenze sono esposte al netto del fondo svalutazione di 8 milioni di euro.

(milioni di euro)	31.12.2011	Accantonamenti	Utilizzi	Altre variazioni	30.06.2012
Fondo svalutazioni rimanenze	9	3	(4)	-	8
	9	3	(4)	-	8

L'incremento della 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.

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 53 milioni di euro (78 milioni di euro al 31 dicembre 2011) si analizzano come segue:

(milioni di euro)	31.12.2011	30.06.2012
Amministrazione finanziaria italiana	6	6
Amministrazioni finanziarie estere	72	47
Totale	78	53

5 Attività per altre imposte correnti

Le attività per altre imposte correnti di 291 milioni di euro (256 milioni di euro al 31 dicembre 2011) si analizzano come segue:

(milioni di euro)	31.12.2011	30.06.2012
Amministrazione finanziaria italiana	40	61
Amministrazioni finanziarie estere	216	230
Totale	256	291

6 Altre attività correnti

Le altre attività di 271 milioni di euro (498 milioni di euro al 31 dicembre 2011) si analizzano come segue:

(milioni di euro)	31.12.2011	30.06.2012
Fair value su contratti derivati non qualificati di copertura	50	20
Fair value su contratti derivati qualificati di copertura	176	85
Altre attività	272	166
Totale	498	271

Al 30 giugno 2012 la valutazione del fair value su contratti derivati ha evidenziato un plusvalore pari a 105 milioni di euro (226 milioni di euro al 31 dicembre 2011).

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 2012 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 31.12.2011			Attivo 30.06.2012		
	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	168			74		
. vendite	10			11		
Totale	178			85		
- contratti a termine su valute (componente Forward)						
. acquisti	(3)			1		
. vendite	-			(1)		
Totale	(3)	2.607	119	-	2.005	441
- contratti a termine su merci (componente Forward)						
. acquisti	1	5		-	-	
Totale	1	5	-	-	-	-
Totale contratti derivati qualificati di copertura	176	2.612	119	85	2.005	441
2) Contratti derivati non qualificati di copertura:						
- contratti a termine su valute (componente Spot)						
. acquisti	49			16		
. vendite	-			3		
Totale	49			19		
- contratti a termine su valute (componente Forward)						
. acquisti	1			1		
. vendite	-			-		
Totale	1	1.590	28	1	628	223
- contratti a termine su merci (componente Forward)						
. vendite	-		1	-		-
Totale	-	-	1	-	-	-
Totale contratti derivati qualificati non di copertura	50	1.590	29	20	628	223
Totale	226	4.202	148	105	2.623	664

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 2012 sono previsti in un arco temporale fino al 2013.

Nel corso del primo semestre del 2012 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 2012 ammonta a 85 milioni di euro, a fronte di 176 milioni di euro al 31 dicembre 2011. A fronte di tali derivati, la componente spot, pari a 85 milioni di euro (178 milioni di euro al 31 dicembre 2011), è stata sospesa nella riserva di hedging per un importo di 71 milioni di euro (155 milioni di euro al 31 dicembre 2011) e contabilizzata nei proventi e oneri finanziari per 14 milioni di euro (23 milioni di euro al 31 dicembre 2011).

Il fair value passivo su contratti derivati qualificati di copertura al 30 giugno 2012, indicato alla nota 18 "Altre passività correnti" e alla nota 23 "Altre passività non correnti", ammonta a 259 milioni di euro, a fronte di 380 milioni di euro al 31 dicembre 2011. A fronte di tali derivati, la componente spot, pari a 277 milioni di euro, è stata sospesa a riduzione della riserva di hedging per un importo di 256 milioni di euro (360 milioni di euro al 31 dicembre 2011) e contabilizzata nei proventi e oneri finanziari per 22 milioni di euro (28 milioni di euro al 31 dicembre 2011), mentre la componente forward è stata contabilizzata nei proventi e oneri finanziari per 19 milioni di euro (proventi per 8 milioni di euro al 31 dicembre 2011).

Nel corso del primo semestre del 2012 i costi e ricavi della gestione caratteristica sono stati rettificati per un importo netto negativo di 27 milioni di euro a fronte delle coperture effettuate. Si evidenzia inoltre che un importo di 4 milioni di euro è stato contabilizzato a decremento del costo di costruzione di attività materiali.

Le altre attività ammontano al 30 giugno 2012 a 166 milioni di euro, con un decremento di 106 milioni di euro rispetto al 31 dicembre 2011, 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 8.289 milioni di euro (8.024 milioni di euro al 31 dicembre 2011) si analizzano come segue:

(milioni di euro)	Valore lordo al 31.12.2011	Fondo ammortamento e svalutazione al 31.12.2011	Valore netto al 31.12.2011	Investimenti	Ammortamenti	Svalutazioni	Variazione area di consolidamento	Dismissioni	Differenze cambio	Altre variazioni	Saldo finale netto al 30.06.2012	Saldo finale lordo al 30.06.2012	Fondo ammortamento e svalutazione al 30.06.2012
Immobili, impianti e macchinari	11.923	3.899	8.024	543	(319)	(21)	-	(2)	64	-	8.289	12.477	4.188
Totale	11.923	3.899	8.024	543	(319)	(21)	-	(2)	64	-	8.289	12.477	4.188

Gli investimenti del primo semestre del 2012 ammontano a 543 milioni di euro (559 milioni di euro nel primo semestre 2011) e sono riferiti alle attività E&C Offshore (262 milioni di euro), Drilling Offshore (200 milioni di euro), Drilling Onshore (64 milioni di euro) ed E&C Onshore (17 milioni di euro).

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

- per l'attività E&C Offshore la prosecuzione dei lavori di costruzione e approntamento di un nuovo pipelayer e dei lavori della yard di fabbricazione in Indonesia e l'inizio 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 una base in Iraq, nonché il mantenimento dell'asset base;
- per l'attività Drilling Offshore i lavori di completamento dello Scarabeo 8, all'upgrading dello Scarabeo 6 per renderlo idoneo a operare in profondità d'acqua fino a 1.100 metri e ai lavori di rimessa in classe dello Scarabeo 3, oltre a interventi di mantenimento e upgrading sui mezzi esistenti;
- per l'attività Drilling Onshore l'acquisto di un impianto destinato a operare in Arabia Saudita e l'approntamento di un secondo impianto destinato a operare in Sud America, nonché all'upgrading dell'asset base.

Le svalutazioni si riferiscono principalmente a equipment sul mezzo Scarabeo 8.

Nel corso del semestre non sono stati capitalizzati oneri finanziari (10 milioni di euro al 31 dicembre 2011).

Le differenze di cambio da conversione dei bilanci delle imprese operanti in aree diverse dall'euro sono positive per 64 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 2012 garanzie reali.

Il totale degli impegni su investimenti in corso di esecuzione alla data del 30 giugno 2012 ammonta a 169 milioni di euro (201 milioni di euro al 31 dicembre 2011), come indicato nel paragrafo "Gestione dei rischi d'impresa" della "Relazione intermedia sulla gestione".

Leasing finanziario

Non sono in essere contratti di leasing finanziario.

8 Attività immateriali

Le attività immateriali di 753 milioni di euro (752 milioni di euro al 31 dicembre 2011) si analizzano come segue:

(milioni di euro)	Valore lordo al 31.12.2011	Fondo ammortamento e svalutazione al 31.12.2011	Valore netto al 31.12.2011	Investimenti	Ammortamenti	Svalutazioni	Ripristini di valore	Dismissioni	Differenze cambio	Altre variazioni	Saldo finale netto al 30.06.2012	Saldo finale lordo al 30.06.2012	Fondo ammortamento e svalutazione al 30.06.2012
Attività immateriali a vita utile definita	155	133	22	5	(5)	-	-	-	-	-	22	161	139
Altre attività immateriali a vita utile indefinita	730	-	730	-	-	-	-	-	1	-	731	731	-
Totale	885	133	752	5	(5)	-	-	-	1	-	753	892	139

Il goodwill di 731 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 (16 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)	30.06.2012
E&C Offshore	415
E&C Onshore	316
Totale	731

Le assunzioni più rilevanti ai fini della stima del valore recuperabile delle CGU, che eccede quello di libro, riguardano l'utile operativo, il tasso di attualizzazione dei flussi e il tasso di crescita terminale degli stessi. Non essendosi modificati in modo consistente gli elementi alla base delle previsioni del piano quadriennale aziendale adottato ai fini del test di impairment del bilancio 2011 e gli altri parametri e ipotesi di valutazione, si ritiene che non sussista la necessità di procedere a un aggiornamento della stima del valore recuperabile delle CGU E&C Offshore ed E&C Onshore.

9 Partecipazioni valutate con il metodo del patrimonio netto

Le partecipazioni valutate con il metodo del patrimonio netto di 114 milioni di euro (109 milioni di euro al 31 dicembre 2011) 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
31.12.2011											
Partecipazioni in imprese controllate	5	-	(4)	-	-	-	(1)	-	-	-	-
Partecipazioni in imprese collegate	110	-	(1)	16	(1)	(10)	(3)	-	(2)	109	-
Totale	115	-	(5)	16	(1)	(10)	(4)	-	(2)	109	-
30.06.2012											
Partecipazioni in imprese collegate	109	-	-	4	-	(1)	-	-	2	114	-
Totale	109	-	-	4	-	(1)	-	-	2	114	-

Le partecipazioni in imprese controllate e collegate sono dettagliate nell'Area di consolidamento al 30 giugno 2012.

I proventi netti da valutazione con il metodo del patrimonio netto di 4 milioni di euro riguardano principalmente il risultato di periodo delle società Rosetti Marino SpA (2 milioni di euro) e altre società valutate al patrimonio netto per 2 milioni di euro.

Il decremento per dividendi di 1 milione di euro riguarda 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 31.12.2011	Valore netto al 30.06.2012
Fertilizantes Nitrogenados de Oriente CEC	20,00	68	68
Rosetti Marino SpA	20,00	25	28
Altre		16	18
Totale collegate		109	114

Con riferimento alle partecipazioni valutate con il metodo del patrimonio netto è stanziato un fondo copertura perdite, compreso nei fondi per rischi e oneri, di 8 milioni di euro (8 milioni di euro al 31 dicembre 2011).

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 equo indennizzo attraverso una negoziazione tra le parti.

10 Altre partecipazioni

Il valore di iscrizione netto delle altre partecipazioni di 1 milione di euro (1 milione di euro al 31 dicembre 2011) si riferisce alla società Nagarjuna Fertilizer and Chemicals Ltd, partecipata dal Gruppo allo 0,93%.

11 Altre attività finanziarie

Al 30 giugno 2012 le altre attività finanziarie a lungo termine ammontano a 1 milione di euro (2 milioni di euro al 31 dicembre 2011) e si riferiscono a crediti finanziari non strumentali all'attività operativa vantati dalla società Sofresid sa.

12 Attività per imposte anticipate

Le attività per imposte anticipate di 88 milioni di euro (100 milioni di euro al 31 dicembre 2011) sono indicate al netto delle passività per imposte differite compensabili.

(milioni di euro)	31.12.2011	Accantonamenti (Utilizzi)	Differenze di cambio e altre variazioni	30.06.2012
Attività per imposte anticipate	100	(11)	(1)	88
Totale	100	(11)	(1)	88

La voce "Differenze di cambio e altre variazioni", negativa per 1 milione di euro, comprende: (i) la compensazione a livello di singola impresa delle imposte anticipate con le passività per imposte differite (negativa per 16 milioni di euro); (ii) differenze di cambio da conversione (positive per 1 milione di euro); (iii) la rilevazione (positiva per 14 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).

13 Altre attività non correnti

Le altre attività non correnti di 151 milioni di euro (146 milioni di euro al 31 dicembre 2011) si analizzano come segue:

(milioni di euro)	31.12.2011	30.06.2012
Altri crediti	15	12
Altre attività non correnti	131	139
Totale	146	151

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

Passività correnti

14 Passività finanziarie a breve termine

Le passività finanziarie a breve termine di 1.438 milioni di euro (956 milioni di euro al 31 dicembre 2011) si analizzano come segue:

(milioni di euro)	31.12.2011	30.06.2012
Banche	93	142
Altri finanziatori	863	1.296
Totale	956	1.438

Le passività finanziarie a breve termine aumentano di 482 milioni di euro.

Le quote a breve di passività finanziarie a lungo termine di 801 milioni di euro (766 milioni di euro al 31 dicembre 2011) sono commentate alla nota 19 "Passività finanziarie a lungo termine e quote a breve di passività a lungo termine".

L'analisi dei debiti finanziari per società erogante, per valuta e tasso di interesse medio, è la seguente:

(milioni di euro)		31.12.2011			30.06.2012		
		Importo	Tasso %		Importo	Tasso %	
Società erogante	Valuta		da	a		da	a
Eni SpA	Euro	762	1,770	3,315	1.189	3,315	3,315
Serfactoring SpA	Euro	17	-	-	5	-	-
Eni Finance International SA	Euro	12	1,264	2,264	4	0,619	2,369
Eni Finance International SA	Dollaro USA	35	0,625	1,915	84	0,896	2,296
Terzi	Euro	21	2,020	2,020	16	1,373	1,373
Terzi	Dollaro USA	23	0,420	1,695	-	-	-
Terzi	Altre	86	variabile		140	variabile	
Totale		956			1.438		

Al 30 giugno 2012 Saipem dispone di linee di credito non utilizzate per 1.485 milioni di euro (1.706 milioni di euro al 31 dicembre 2011). Le commissioni di mancato utilizzo non sono significative.

Al 30 giugno 2012 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".

15 Debiti commerciali e altri debiti

I debiti commerciali e altri debiti di 5.344 milioni di euro (5.341 milioni di euro al 31 dicembre 2011) si analizzano come segue:

(milioni di euro)	31.12.2011	30.06.2012
Debiti commerciali	2.954	3.006
Acconti e anticipi	1.996	1.943
Altri debiti	391	395
Totale	5.341	5.344

I debiti commerciali di 3.006 milioni di euro aumentano di 52 milioni di euro rispetto al 31 dicembre 2011.

Gli acconti e anticipi di 1.943 milioni di euro (1.996 milioni di euro al 31 dicembre 2011) 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 919 milioni di euro (1.152 milioni di euro al 31 dicembre 2011) e altri anticipi ricevuti dalla Capogruppo e da alcune controllate estere a fronte di contratti in corso di esecuzione per 1.024 milioni di euro (844 milioni di euro al 31 dicembre 2011).

I debiti commerciali verso parti correlate ammontano a 186 milioni di euro (246 milioni di euro al 31 dicembre 2011) 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 3 milioni di euro (3 milioni di euro al 31 dicembre 2011) e si riferiscono alle società Petromar Lda e Société pour la Réalisation du Port de Tanger Méditerranée.

Gli altri debiti di 395 milioni di euro si analizzano come segue:

(milioni di euro)	31.12.2011	30.06.2012
Debiti verso:		
- personale	146	208
- amministrazioni pubbliche non finanziarie	1	-
- istituti di previdenza e di sicurezza sociale	61	28
- compagnie di assicurazione	5	7
- creditori diversi per acconti	15	21
- consulenti e professionisti	2	1
- azionisti	1	-
- amministratori e sindaci	1	-
Altri debiti	159	130
Totale	391	395

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.

16 Passività per imposte sul reddito correnti

Le passività per imposte sul reddito correnti di 292 milioni di euro (244 milioni di euro al 31 dicembre 2011) si analizzano come segue:

(milioni di euro)	31.12.2011	30.06.2012
Amministrazione finanziaria italiana	65	66
Amministrazioni finanziarie estere	179	226
Totale	244	292

17 Passività per altre imposte correnti

Le passività per altre imposte correnti di 109 milioni di euro (150 milioni di euro al 31 dicembre 2011) si analizzano come segue:

(milioni di euro)	31.12.2011	30.06.2012
Amministrazione finanziaria italiana	11	5
Amministrazioni finanziarie estere	139	104
Totale	150	109

18 Altre passività correnti

Le altre passività di 341 milioni di euro (506 milioni di euro al 31 dicembre 2011) si analizzano come segue:

(milioni di euro)	31.12.2011	30.06.2012
Fair value su contratti derivati non qualificati di copertura	121	64
Fair value su contratti derivati qualificati di copertura	380	226
Altre passività	5	51
Totale	506	341

Al 30 giugno 2012 la valutazione del fair value su contratti derivati ha evidenziato una passività pari a 323 milioni di euro (501 milioni di euro al 31 dicembre 2011).

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)	31.12.2011	30.06.2012
Iscrizione fair value attivo su contratti derivati	226	105
Iscrizione fair value passivo su contratti derivati	(501)	(323)
Totale	(275)	(218)

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 2012 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 23 "Altre passività non correnti", suddivisi per tipologia è la seguente:

(milioni di euro)	Passivo 31.12.2011			Passivo 30.06.2012		
	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	5			19		
. vendite	382			258		
Totale	387	-	-	277	-	-
- contratti a termine su valute (componente Forward)						
. acquisti	1			(1)		
. vendite	(14)			(18)		
Totale	(13)	143	5.004	(19)	606	5.961
- contratti a termine su merci (componente Forward)						
. acquisti	6	-		1	-	
Totale	6	27	-	1	6	-
Totale contratti derivati qualificati di copertura	380	170	5.004	259	612	5.961
2) Contratti derivati non qualificati di copertura:						
- contratti a termine su valute (componente Spot)						
. acquisti	2			8		
. vendite	115			54		
Totale	117	-	-	62	-	-
- contratti a termine su valute (componente Forward)						
. acquisti	1			-		
. vendite	2			2		
Totale	3	58	2.465	2	758	1.675
- contratti a termine su merci (componente Forward)						
. acquisti	1			-		
. vendite	-			-		
Totale	1	6	1	-	1	2
Totale contratti derivati qualificati non di copertura	121	64	2.466	64	759	1.677
Totale	501	234	7.470	323	1.371	7.638

Per l'analisi complessiva del fair value sui derivati di copertura si rimanda alla nota 6 "Altre attività correnti" e alla nota 23 "Altre passività non correnti". Le altre passività ammontano a 51 milioni di euro (5 milioni di euro al 31 dicembre 2011).

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

Passività non correnti

19 Passività finanziarie a lungo termine e quote a breve di passività a lungo termine

Le passività finanziarie a lungo termine, comprensive delle quote a breve di passività a lungo termine, di 3.808 milioni di euro (3.342 milioni di euro al 31 dicembre 2011), si analizzano come segue:

(milioni di euro)	31.12.2011			30.06.2012		
	Quote a breve termine	Quote a lungo termine	Totale	Quote a breve termine	Quote a lungo termine	Totale
Banche	1	200	201	1	200	201
Altri finanziatori	765	2.376	3.141	800	2.807	3.607
Totale	766	2.576	3.342	801	3.007	3.808

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

(milioni di euro)

Tipo	Scadenza	2013	2014	2015	2016	Oltre	Totale
Banche	2015	-	-	200	-	-	200
Altri finanziatori	2013-2024	374	476	1.230	277	450	2.807
Totale							3.007

Le passività finanziarie a lungo termine di 3.007 milioni di euro aumentano di 431 milioni di euro rispetto al valore al 31 dicembre 2011 (2.576 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	31.12.2011			30.06.2012		
			Importo	Tasso %		Importo	Tasso %	
				da	a		da	a
Eni SpA	Euro	2012-2017	653	2,020	4,950	648	1,373	4,950
Eni Finance International SA	Euro	2012-2024	983	1,334	5,970	1.370	0,689	5,970
Eni Finance International SA	Dollaro USA	2012-2016	1.505	0,795	5,100	1.589	0,746	5,100
Terzi	Euro	2012-2015	201	3,315	3,315	201	3,315	3,315
Totale			3.342			3.808		

Non ci sono passività finanziarie garantite da ipoteche e privilegi sui beni immobili di imprese consolidate e da pegni su titoli.

Il valore di mercato delle passività finanziarie a lungo termine, comprensive della quota a breve termine, ammonta a 3.693 milioni di euro (3.088 milioni di euro al 31 dicembre 2011) ed è stato determinato sulla base del valore attuale dei flussi di cassa futuri adottando tassi di attualizzazione compresi tra i seguenti intervalli:

(%)	2011	2012
Euro	1,31-2,61	0,65-2,12
Dollaro USA	0,29-1,13	0,25-1,07

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 400 milioni di euro con scadenza nel 2017.

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)	31.12.2011			30.06.2012		
	Correnti	Non correnti	Totale	Correnti	Non correnti	Totale
A. Disponibilità liquide ed equivalenti	1.029	-	1.029	1.236	-	1.236
B. Titoli disponibili per la vendita e da mantenere fino alla scadenza	-	-	-	-	-	-
C. Liquidità (A+B)	1.029	-	1.029	1.236	-	1.236
D. Crediti finanziari	75	-	75	74	-	74
E. Passività finanziarie a breve termine verso banche	93	-	93	142	-	142
F. Passività finanziarie a lungo termine verso banche	1	200	201	1	200	201
G. Passività finanziarie a breve termine verso entità correlate	826	-	826	1.282	-	1.282
H. Passività finanziarie a lungo termine verso entità correlate	765	2.376	3.141	800	2.807	3.607
I. Altre passività finanziarie a breve termine	37	-	37	14	-	14
L. Altre passività finanziarie a lungo termine	-	-	-	-	-	-
M. Indebitamento finanziario lordo (E+F+G+H+I+L)	1.722	2.576	4.298	2.239	3.007	5.246
N. Posizione finanziaria netta come da comunicazione Consob n. DEM/6064293/2006 (M-C-D)	618	2.576	3.194	929	3.007	3.936
O. Crediti finanziari non correnti	-	2	2	-	1	1
P. Indebitamento finanziario netto (N-O)	618	2.574	3.192	929	3.006	3.935

L'indebitamento finanziario netto non include il fair value su contratti derivati indicato nella nota 6 "Altre attività correnti", nella nota 18 "Altre passività correnti" e nella nota 23 "Altre passività non correnti".

Le disponibilità liquide includono 41 milioni di euro depositati su conti correnti vincolati come indicato alla nota 1 "Disponibilità liquide ed equivalenti".

20 Fondi per rischi e oneri

I fondi per rischi e oneri di 192 milioni di euro (209 milioni di euro al 31 dicembre 2011) si analizzano come segue:

(milioni di euro)	Saldo iniziale	Accantonamenti	Utilizzi	Altre variazioni	Saldo finale
31.12.2011					
Fondo per imposte	55	18	(10)	1	64
Fondo rischi per contenziosi	25	15	(13)	2	29
Fondo copertura perdite di imprese partecipate	12	-	(1)	(3)	8
Altri fondi	72	70	(32)	(2)	108
Totale	164	103	(56)	(2)	209
30.06.2012					
Fondo per imposte	64	-	(1)	-	63
Fondo rischi per contenziosi	29	2	(1)	2	32
Fondo copertura perdite di imprese partecipate	8	-	-	-	8
Altri fondi	108	4	(22)	(1)	89
Totale	209	6	(24)	1	192

Il **fondo per imposte** di 63 milioni di euro si riferisce interamente 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 32 milioni di euro e si riferisce agli accantonamenti effettuati dalla Capogruppo e da alcune controllate estere a fronte di oneri derivanti da contenziosi in via di definizione.

Il **fondo copertura perdite di imprese partecipate** di 8 milioni di euro accoglie le perdite delle imprese partecipate che eccedono il valore di carico della partecipazione. Il fondo si riferisce principalmente agli accantonamenti effettuati in sede di valutazione di una partecipazione detenuta da Saipem sa. Gli **altri fondi** ammontano a 89 milioni di euro e si riferiscono principalmente alla stima di perdite previste su commesse pluriennali del settore Engineering & Construction Offshore e Onshore.

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.

21 Fondi per benefici ai dipendenti

I fondi per benefici ai dipendenti ammontano alla data del 30 giugno 2012 a 210 milioni di euro (200 milioni di euro al 31 dicembre 2011).

22 Passività per imposte differite

Le passività per imposte differite di 70 milioni di euro (79 milioni di euro al 31 dicembre 2011) sono indicate al netto delle attività per imposte anticipate compensabili che ammontano a 143 milioni di euro.

(milioni di euro)	31.12.2011	Accantonamenti (Utilizzi)	Differenze di cambio e altre variazioni	30.06.2012
Passività per imposte differite	79	11	(20)	70
Totale	79	11	(20)	70

La voce "Differenze di cambio e altre variazioni", negativa per 20 milioni di euro, comprende: (i) la compensazione a livello di singola impresa delle imposte anticipate con le passività per imposte differite (negativa per 16 milioni di euro); (ii) differenze di cambio (positive per 1 milione di euro); (iii) la rilevazione (negativa per 5 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).

Le passività nette per imposte differite si analizzano come segue:

(milioni di euro)	31.12.2011	30.06.2012
Imposte sul reddito differite	(207)	(213)
Imposte sul reddito anticipate compensabili	128	143
	(79)	(70)
Imposte sul reddito anticipate non compensabili	100	88
Attività nette per imposte anticipate	21	18

Perdite fiscali

Le perdite fiscali ammontano a 336 milioni di euro con una parte rilevante riportabile a nuovo illimitatamente. Il recupero fiscale corrisponde a un'aliquota media del 26,4%. Le perdite fiscali sono riferibili esclusivamente alle imprese estere e sono utilizzabili entro i seguenti esercizi:

(milioni di euro)	Imprese estere
2012	2
2013	6
2014	17
2015	7
2016	52
Oltre 2016	45
Illimitatamente	207
Totale	336

23 Altre passività non correnti

Le altre passività di 35 milioni di euro (2 milioni di euro al 31 dicembre 2011) si analizzano come segue:

(milioni di euro)	31.12.2011	30.06.2012
Fair value su contratti derivati qualificati di copertura	-	33
Debiti commerciali e altri debiti	2	2
Totale	2	35

L'ammontare del fair value dei derivati qualificati come di copertura si riferisce ai contratti su rischio tasso di cambio stipulati dalla Capogruppo e dalla società Saipem (Portugal) Comércio Marítimo Sociedade Unipessoal Lda, con controparte il Gruppo Eni e scadenze comprese tra il 2013 e il 2015.

Patrimonio netto**24 Capitale e riserve di terzi azionisti**

Il capitale e riserve di terzi azionisti ammonta al 30 giugno 2012 a 134 milioni di euro (114 milioni di euro al 31 dicembre 2011) ed è riferito principalmente alla società Ersai Caspian Contractor Llc (127 milioni di euro).

25 Patrimonio netto di Saipem

Il patrimonio netto di Saipem ammonta al 30 giugno 2012 a 4.819 milioni di euro e si analizza come segue:

(milioni di euro)	31.12.2011	30.06.2012
Capitale sociale	441	441
Riserva sopraprezzo delle azioni	55	55
Riserva legale	88	88
Riserva per cash flow hedge	(60)	(170)
Riserva per differenze di cambio	(12)	19
Altre	7	7
Utili relativi a esercizi precedenti	3.342	3.956
Utile dell'esercizio	921	473
Azioni proprie	(73)	(50)
Totale	4.709	4.819

Il patrimonio netto di Saipem al 30 giugno 2012 comprende riserve distribuibili per 4.319 milioni di euro (3.817 milioni di euro al 31 dicembre 2011). 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 97 milioni di euro.

26 Capitale sociale

Al 30 giugno 2012 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 441.294.101 azioni ordinarie e 116.799 azioni di risparmio.

L'Assemblea Ordinaria degli Azionisti di Saipem SpA ha deliberato in data 27 aprile 2012 la distribuzione del dividendo di 0,70 euro per azione ordinaria e 0,73 euro per azione di risparmio, con esclusione delle azioni proprie in portafoglio alla data di stacco cedola.

27 Riserva sopraprezzo delle azioni

Ammonta al 30 giugno 2012 a 55 milioni di euro, invariata rispetto al 31 dicembre 2011.

28 Altre riserve

Le altre riserve al 30 giugno 2012 sono negative per 56 milioni di euro (23 milioni di euro al 31 dicembre 2011) e si compongono come segue.

Riserva legale

Ammonta al 30 giugno 2012 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 170 milioni di euro (60 milioni di euro al 31 dicembre 2011) 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 2012.

La riserva per cash flow hedge è esposta al netto dell'effetto fiscale di 19 milioni di euro (7 milioni di euro al 31 dicembre 2011).

Riserva per differenze di cambio

Ammonta a 19 milioni di euro (negativa per 12 milioni di euro al 31 dicembre 2011) e riguarda le differenze cambio da conversione in euro dei bilanci espressi in moneta diversa dall'euro (principalmente il dollaro USA).

Altre

Ammonta a 7 milioni di euro e non presenta variazioni rispetto al 31 dicembre 2011. 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.

29 Azioni proprie

Le azioni proprie in portafoglio ammontano a 50 milioni di euro (73 milioni di euro al 31 dicembre 2011) e sono rappresentate da n. 2.258.947 azioni ordinarie Saipem dal valore nominale di 1 euro detenute dalla stessa Saipem SpA (n. 3.143.472 azioni al 31 dicembre 2011).

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	7.942.597			
Azioni proprie in portafoglio al 30 giugno 2012	2.258.947	22,263	50	0,51

Al 30 giugno 2012 sono in essere impegni per l'assegnazione di n. 753.225 a fronte dei piani di stock option. Informazioni sugli impegni assunti a fronte dei piani di stock option sono fornite alla nota 35 “Costo del lavoro”.

30 Altre informazioni

Informazioni supplementari del rendiconto finanziario

(milioni di euro)	Primo semestre 2011	Primo semestre 2012
Analisi dei disinvestimenti di imprese uscite dall'area di consolidamento e rami d'azienda		
Attività correnti	4	7
Attività non correnti	4	-
Disponibilità finanziarie nette (indebitamento finanziario netto)	1	8
Passività correnti e non correnti	(8)	(16)
Effetto netto dei disinvestimenti	1	(1)
Valore corrente della quota di partecipazioni mantenute dopo la cessione del controllo	-	-
Plusvalenza per disinvestimenti	-	1
Interessenze di terzi	-	-
Totale prezzo di vendita	1	-
a dedurre:		
Disponibilità liquide ed equivalenti	(1)	(8)
Flusso di cassa dei disinvestimenti	-	(8)

I disinvestimenti del primo semestre 2011 riguardano la cessione a terzi della Starstroi Llc. 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.

31 Garanzie, impegni e rischi

Garanzie

Le garanzie ammontano a 7.570 milioni di euro (7.175 milioni di euro al 31 dicembre 2011), così suddivise:

(milioni di euro)	31.12.2011			30.06.2012		
	Fidejussioni	Altre garanzie personali	Totale	Fidejussioni	Altre garanzie personali	Totale
Imprese collegate	84	-	84	84	-	84
Imprese consolidate	497	3.249	3.746	497	3.552	4.049
Proprie	21	3.324	3.345	21	3.416	3.437
Totale	602	6.573	7.175	602	6.968	7.570

Le altre garanzie personali prestate nell'interesse di imprese collegate e consolidate ammontano a 3.552 milioni di euro (3.249 milioni di euro al 31 dicembre 2011) e riguardano principalmente contratti autonomi rilasciati a terzi a fronte di partecipazioni a gare d'appalto e rispetto degli accordi contrattuali per 3.505 milioni di euro.

Le garanzie verso e/o tramite parti correlate ammontano a 5.936 milioni di euro (5.532 milioni di euro al 31 dicembre 2011) 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 aggiudicatarie di appalti, in caso di inadempimento di quest'ultime, nonché a rifondere eventuali danni derivanti da tali inadempienze.

Tali impegni, che comportano l'assunzione di un obbligo di fare, garantiscono contratti il cui valore globale ammonta a 31.446 milioni di euro (29.577 milioni di euro al 31 dicembre 2011), comprensivo sia della parte di lavori già eseguiti sia della quota parte del portafoglio ordini residuo al 30 giugno 2012.

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 2012 si analizzano come di seguito indicato:

(milioni di euro)	30.06.2012			
	Livello 1	Livello 2	Livello 3	Totale
Attività (passività) finanziarie destinate alla negoziazione:				
- strumenti derivati non di copertura	-	(44)	-	(44)
Attività finanziarie valutate al fair value in applicazione della fair value option:				
- partecipazioni	1	-	-	1
Attività (passività) nette per contratti derivati di copertura	-	(174)	-	(174)
Totale	1	(218)	-	(217)

Nel semestre chiuso al 30 giugno 2012 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. Sulla base delle informazioni attualmente a disposizione, e tenuto conto dei fondi rischi esistenti, Saipem ritiene che tali procedimenti e azioni non determineranno effetti negativi rilevanti sul proprio bilancio consolidato.

Di seguito è indicata una sintesi dei procedimenti più significativi in corso.

CEPAV (Consorzio Eni per l'Alta Velocità) Uno

Saipem partecipa al consorzio CEPV Uno (Saipem 50,36%) 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 TAV, in cui sono state ridefinite alcune condizioni contrattuali. Successivamente, il Consorzio ha chiesto, al 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 TAV hanno tentato di comporre amichevolmente la divergenza, interrompendo le trattative il 14 marzo 2006, a seguito delle proposte del TAV giudicate insoddisfacenti dal Consorzio. Il 27 aprile 2006 è stata notificata a TAV 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 (con udienza fissata per il 15 marzo 2012 e termini al 30 dicembre 2011 e al 15 febbraio 2012 per il deposito delle memorie conclusionali e delle repliche sulla materia che ha formato oggetto della seconda CTU). Nel frattempo siamo in attesa dell'emissione di un lodo parziale che pronuncerà su alcune limitate domande.

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 TAV 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.

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

La U.S. Securities and Exchange Commission (SEC), l'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 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 caso di condanna ai sensi del citato decreto legislativo, oltre alle sanzioni amministrative, è applicabile la confisca del profitto del reato.

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 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. In relazione agli eventi in esame la Procura aveva rilevato l'inefficacia e l'inosservanza del modello di organizzazione, gestione e controllo predisposto al fine di prevenire la commissione dei reati ascritti da parte di soggetti sottoposti a direzione e vigilanza. In linea di fatto va al riguardo rilevato che già al tempo degli eventi in esame la società adottava un codice di comportamento e procedure aziendali specifiche, prendendo a riferimento le best practice dell'epoca. Tali codici e procedure, successivamente, hanno subito un'evoluzione finalizzata al continuo miglioramento del sistema di compliance interno anche per quanto riguarda le norme anticorruzione: tra l'altro, con l'approvazione del nuovo Codice Etico e del nuovo Modello 231 in data 14 luglio 2008, si è ribadito che in nessun modo la convinzione di agire a vantaggio o nell'interesse di Saipem può giustificare, nemmeno in parte, l'adozione di comportamenti in contrasto con i principi e i contenuti del Codice. Come sopra indicato, anche a fronte delle indagini relative alla vicenda TSKJ, Saipem ha realizzato sostanziali miglioramenti ai programmi in materia di compliance già esistenti, in particolare emettendo, in data 10 febbraio 2010, la procedura contenente le nuove linee guida e principi anticorruzione in base ai quali il business di Saipem deve essere condotto. Le linee guida hanno integrato il sistema anticorrottivo della Società, da considerarsi allineato alle best practice internazionali, ottimizzando il sistema di compliance e assicurando il massimo rispetto, da parte di Saipem e del suo personale, del Codice Etico, del Modello 231 e delle leggi anticorruzione nazionali e internazionali.

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 al difensore di Saipem 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) e della stessa Saipem SpA come persona giuridica, nella sua qualità di incorporante Snamprogetti. 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 l'udienza del 12 giugno 2012 per la prosecuzione del procedimento nei confronti della sola persona giuridica Saipem SpA. Il procedimento è stato rinviato al 12 luglio 2012 per escussione dei consulenti tecnici di parte.

Nel corso dell'udienza del 12 luglio u.s. si è proceduto all'esame e controesame dei consulenti della difesa e al deposito delle consulenze con relativi allegati. È stata quindi dichiarata chiusa la fase istruttoria e dibattimentale e il Tribunale ha rinviato all'udienza del 6 novembre 2012 per le conclusioni.

L'importo della cauzione di 24.530.580 euro, più sopra menzionata, sarà restituito a Snamprogetti Netherlands BV in caso di assoluzione e sarà viceversa confiscato dalle autorità in caso di condanna. Con la cessione di Snamprogetti, Eni ha concordato tra l'altro di indennizzare i costi che Saipem dovesse eventualmente sostenere con riferimento alla vicenda TSKJ.

Algeria

In data 4 febbraio 2011 è 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 a 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. Al fine di adempiere tempestivamente alla richiesta della Procura è stata quindi avviata la raccolta della documentazione e il 16 febbraio 2011 si è proceduto al deposito di quanto raccolto fino a quel momento riservandosi il deposito di ogni ulteriore documentazione in corso di raccolta. Saipem, che rimane disponibile a fornire piena collaborazione all'Autorità Giudiziaria, non ha ricevuto alcuna ulteriore richiesta in merito.

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 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.

EniPower - Indagini dalla magistratura

Nell'ambito delle indagini avviate dalla magistratura milanese (procedimento penale 2460/03 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 ad altri soggetti, informazione di garanzia ai sensi della disciplina della responsabilità amministrativa delle persone giuridiche (ex art. 25, D.Lgs. 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 del 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. 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. 231/2001.

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

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") 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 STMFC 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 STMFC. La memoria presentata da STMFC a sostegno della richiesta della procedura arbitrale richiede la condanna al pagamento di circa 264 milioni di euro per il risarcimento del danno, 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. Giuridicamente e fattualmente esistono forti perplessità sulla configurabilità, in capo a STS, di comportamenti gravemente colposi o dolosi che possano aver fatto venir meno la limitazione contrattuale delle responsabilità, come sostenuto da STMFC.

STS ha depositato la propria memoria difensiva, comprensiva di domanda riconvenzionale, a titolo di risarcimento del danno dovuto all'eccessiva ingerenza di STMFC 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'Act de Mission" con termine al 29 giugno 2012 per commenti. La Camera di Commercio Internazionale di Parigi e le parti stanno definendo il calendario delle fasi successive della procedura di arbitrato.

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".

32 Ricavi della gestione caratteristica

I ricavi della gestione caratteristica si analizzano come segue:

(milioni di euro)	Primo semestre 2011	Primo semestre 2012
Ricavi delle vendite e delle prestazioni	5.429	5.593
Variazione dei lavori in corso su ordinazione	592	804
Totale	6.021	6.397

e hanno la seguente articolazione per area geografica:

(milioni di euro)	Primo semestre 2011	Primo semestre 2012
Italia	216	269
Resto Europa	798	643
CSI	692	549
Middle East	949	1.569
Far East	212	578
Africa Settentrionale	1.431	834
Africa Occidentale e resto dell'Africa	1.283	1.188
Americhe	440	767
Totale	6.021	6.397

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 939 milioni di euro (996 milioni di euro nel primo semestre 2011) e sono dettagliati alla nota 43 "Rapporti con parti correlate".

33 Altri ricavi e proventi

Gli altri ricavi e proventi si analizzano come segue:

(milioni di euro)	Primo semestre 2011	Primo semestre 2012
Plusvalenze da vendite di immobilizzazioni	-	1
Indennizzi	4	1
Altri proventi	5	4
Totale	9	6

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".

34 Acquisti, prestazioni di servizi e costi diversi

Gli acquisti, prestazioni di servizi e costi diversi si analizzano come segue:

(milioni di euro)	Primo semestre 2011	Primo semestre 2012
Costi per materie prime, sussidiarie, di consumo e merci	1.109	1.391
Costi per servizi	2.752	2.589
Costi per godimento di beni di terzi	340	410
Accantonamenti netti ai fondi per rischi e oneri	15	(17)
Altri oneri	21	26
a dedurre:		
- incrementi di attività materiali per lavori interni	(12)	(1)
- variazioni delle rimanenze di materie prime, sussidiarie, di consumo e merci	(41)	(44)
Totale	4.184	4.354

I costi per servizi comprendono compensi d'intermediazione per 3 milioni di euro (4 milioni di euro nel primo semestre 2011).

I fondi per rischi e oneri sono commentati alla nota 20 "Fondi per rischi e oneri".

Gli acquisti, prestazioni di servizi e costi diversi verso parti correlate ammontano a 76 milioni di euro (50 milioni di euro nel primo semestre 2011) e sono dettagliati alla nota 43 "Rapporti con parti correlate".

35 Costo del lavoro

Il costo del lavoro si analizza come segue:

(milioni di euro)	Primo semestre 2011	Primo semestre 2012
Costo lavoro	840	948
a dedurre:		
- incrementi di immobilizzazioni per lavori interni	(7)	(6)
Totale	833	942

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 2011 non hanno subito variazioni significative.

STOCK OPTION

Levoluzione dei piani di stock option è la seguente:

(migliaia di euro)	2011			2012		
	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	2.338.550	23,564	88.062	1.637.750	24,885	53.800
Nuovi diritti assegnati	-	-	-	-	-	-
(Diritti esercitati nel periodo)	(566.900)	19,607	19.026	(884.525)	25,019	31.143
(Diritti decaduti nel periodo)	(133.900)	-	4.919	-	-	-
Diritti esistenti a fine periodo	1.637.750	24,885	53.800	753.225	24,728	26.355
Di cui: esercitabili a fine periodo	1.462.200	24,767	48.033	587.175	24,405	20.545

(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 2012 sono in essere n. 753.225 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 (anni)	Valore di mercato unitario (euro) assegnatari residenti in Italia	Valore di mercato unitario (euro) assegnatari residenti in Francia
Piano 2005	47.000	11,881	1	3,1029	2,9795
Piano 2006	37.500	17,519	1	5,7208	6,1427
Piano 2007	168.300	26,521	1	8,8966	9,5320
Piano 2008	500.425	25,872	2	8,2186	8,7734
Totale	753.225				

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	
	2011	2012
Dirigenti	423	428
Quadri	4.532	4.576
Impiegati	17.638	19.674
Operai	17.048	16.422
Marittimi	300	315
Totale	39.941	41.415

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.

36 Ammortamenti e svalutazioni

Gli ammortamenti e svalutazioni si analizzano come segue:

(milioni di euro)	Primo semestre 2011	Primo semestre 2012
Ammortamenti:		
- attività materiali	282	319
- attività immateriali	6	5
	288	324
Svalutazioni:		
- attività materiali	14	21
- attività immateriali	-	-
Totale	302	345

37 Proventi (oneri) finanziari

I proventi (oneri) finanziari si analizzano come segue:

(milioni di euro)	Primo semestre 2011	Primo semestre 2012
Proventi (oneri) finanziari		
Proventi finanziari	283	155
Oneri finanziari	(366)	(218)
	(83)	(63)
Strumenti derivati	16	(17)
Totale	(67)	(80)

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

(milioni di euro)	Primo semestre 2011	Primo semestre 2012
Differenze attive (passive) nette di cambio	(41)	(6)
Differenze attive di cambio	272	149
Differenze passive di cambio	(313)	(155)
Proventi (oneri) finanziari correlati all'indebitamento finanziario netto	(43)	(57)
Interessi attivi e altri proventi verso società finanziarie di Gruppo	1	1
Interessi attivi verso banche e altri finanziatori	9	5
Interessi passivi e altri oneri verso società finanziarie di Gruppo	(39)	(49)
Interessi passivi e altri oneri verso banche e altri finanziatori	(14)	(14)
Altri proventi (oneri) finanziari	1	-
Altri proventi finanziari verso terzi	1	-
Totale proventi (oneri) finanziari	(83)	(63)

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

(milioni di euro)	Primo semestre 2011	Primo semestre 2012
Contratti su valute	18	(17)
Contratti su tassi di interesse	(2)	-
Totale	16	(17)

Gli oneri su contratti derivati di 17 milioni di euro (16 milioni di euro di proventi nel primo semestre 2011) 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 2011	Primo semestre 2012
Quota di utile da valutazione al patrimonio netto	9	4
Quota di perdite da valutazione al patrimonio netto	(2)	-
Utilizzi (accantonamenti) netti del fondo copertura perdite per valutazione con il metodo del patrimonio netto	1	-
Totale	8	4

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

Nel corso del primo semestre si è registrata una plusvalenza netta da vendita pari a 1 milione di euro relativa alla cessione della società Star Gulf Free Zone Co.

39 Imposte sul reddito

Le imposte sul reddito si analizzano come segue:

(milioni di euro)	Primo semestre 2011	Primo semestre 2012
Imposte correnti:		
- imprese italiane	47	37
- imprese estere	123	148
Imposte differite e anticipate nette:		
- imprese italiane	30	5
- imprese estere	(17)	9
Totale	183	199

L'incidenza delle imposte sul risultato di periodo ante imposte è del 29% (28% nel 2011).

(milioni di euro)	Primo semestre 2011	Primo semestre 2012
Imposte sul reddito nel conto economico consolidato	183	199
Imposte sul reddito riconosciute nel prospetto dell'utile complessivo	(55)	(19)
Effetto fiscale sull'utile complessivo di periodo	128	180

40 Utile di terzi azionisti

L'utile di pertinenza di terzi azionisti ammonta a 15 milioni di euro (31 milioni di euro nel primo semestre 2011).

41 Utile per azione

L'utile per azione semplice è determinato dividendo l'utile 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 439.163.146 e di 438.095.377, rispettivamente nel 2012 e nel 2011.

L'utile per azione diluito è determinato dividendo l'utile 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 2012 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 440.033.170 e di 440.064.513, rispettivamente per il 2012 e il 2011. 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:

	30.06.2011	30.06.2012
Numero medio ponderato di azioni in circolazione per l'utile semplice	438.095.377	439.163.146
Numero di azioni potenziali a fronte dei piani di stock option	1.832.500	753.225
Numero di azioni di risparmio convertibili in azioni ordinarie	136.636	116.799
Numero medio ponderato di azioni in circolazione per l'utile diluito	440.064.513	440.033.170
Utile netto di competenza Saipem (milioni di euro)	438	473
Utile per azione semplice (ammontari in euro per azione)	1,00	1,08
Utile per azione diluito (ammontari in euro per azione)	0,99	1,08

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 2011						
Ricavi netti della gestione caratteristica	2.374	2.885	418	344	-	6.021
Risultato operativo	322	231	115	43	-	711
Ammortamenti e svalutazioni	114	17	107	64	-	302
Proventi netti su partecipazioni	4	4	-	-	-	8
Investimenti in attività materiali e immateriali	226	10	297	28	-	561
Immobili, impianti e macchinari	3.217	111	3.323	831	-	7.482
Partecipazioni	35	83	-	-	-	118
Attività correnti	2.010	2.569	341	289	1.187	6.396
Passività correnti	2.063	2.677	331	266	1.785	7.122
Fondi per rischi e oneri	66	50	1	1	61	179
Primo semestre 2012						
Ricavi netti della gestione caratteristica	3.513	3.348	648	417	-	7.926
Utile operativo	328	246	139	49	-	762
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

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 32 "Ricavi della gestione caratteristica".

(milioni di euro)	Italia	Resto Europa	CSI	Resto Asia	Africa Settentrionale	Africa Occidentale	Americhe	Non allocabili	Totale
Primo semestre 2011									
Investimenti in attività materiali e immateriali	48	1	8	70	7	12	15	400	561
Attività materiali e immateriali	360	21	438	378	49	445	637	5.910	8.238
Attività direttamente attribuibili (correnti)	283	1.002	609	964	1.362	1.139	468	569	6.396
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

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 2011	Primo semestre 2012
Contratti di costruzione - attività	969	1.695
Contratti di costruzione - passività	(1.123)	(955)
Contratti di costruzione - netto	(154)	740
Costi e margini (percentuale di completamento)	4.783	6.096
Fatturazione ad avanzamento lavori	(4.909)	(5.365)
Variazione fondo perdite future	(28)	9
Contratti di costruzione - netto	(154)	740

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.

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	31.12.2011			Primo semestre 2011			
	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 Lda	-	-	-	-	-	-	-
Totale controllate escluse dall'area di consolidamento	-	-	-	-	-	-	-
Imprese collegate e a controllo congiunto							
CEPAV (Consorzio Eni per l'Alta velocità) Due	24	91	84	-	-	-	-
Kwanda Suporto Logistico Lda	54	2	-	-	-	6	-
Gruppo Rosetti Marino SpA	-	-	-	1	-	-	-
Milano-Brescia-Verona Scarl	-	-	-	-	-	-	-
Saipem Taqa Al Rushaid Fabricators Co Ltd	5	-	-	-	-	1	-
Totale collegate e a controllo congiunto	83	93	84	1	-	7	-
Imprese controllate consolidate di Eni							
Eni SpA	2	11	5.448	1	4	-	-
Eni SpA Divisione Exploration & Production	134	-	-	-	-	59	-
Eni SpA Divisione Gas & Power	1	1	-	-	1	-	-
Eni SpA Divisione Refining & Marketing	38	-	-	3	1	24	-
Agip Energy & Natural Resources (Nigeria) Ltd	3	-	-	-	-	13	-
Agip Karachaganak BV	2	-	-	-	-	1	-
Agip Oil Ecuador BV	-	-	-	-	-	4	-
Burren Energy Services Ltd	2	-	-	-	-	4	-
Eni Adfin SpA	-	-	-	-	2	-	-
Eni Algeria Production BV	1	-	-	-	-	-	-
Eni Angola Production BV	-	-	-	-	-	34	-
Eni Angola SpA	27	-	-	-	-	16	-
Eni Australia BV	1	-	-	-	-	40	-
Eni Canada Holding Ltd	112	18	-	-	-	165	-
Eni Congo SA	56	-	-	-	-	34	-
Eni Corporate University SpA	-	4	-	-	3	-	-
Eni East Africa SpA	21	-	-	-	-	-	-
Eni Finance USA Inc	51	-	-	-	-	-	-
Eni Insurance Ltd	8	11	-	9	-	6	-
Eni Iraq BV	5	1	-	-	-	30	-
Eni Mediterranea Idrocarburi SpA	1	-	-	-	-	1	-
Eni Muara Bakau BV	-	-	-	1	-	9	-
Eni Norge AS	21	-	-	-	-	1	-
EniPower SpA	1	-	-	-	-	2	-
EniServizi SpA	2	17	-	-	21	-	-
Eni Timor Leste SpA	-	-	-	-	-	7	-
Eni Trading & Shipping SpA	-	-	-	1	-	-	1
Eni Tunisia BV	-	-	-	-	-	1	-
Eni Venezuela BV	1	-	-	-	-	1	-
Naoc - Nigerian Agip Oil Co Ltd	31	-	-	-	-	15	-
Nigerian Agip Exploration Ltd	-	-	-	-	-	1	-
Polimeri Europa France SAS	-	-	-	-	-	1	-
Polimeri Europa SpA	6	-	-	-	-	3	-
Raffineria di Gela SpA	13	-	-	-	-	15	-
Serfactoring SpA	2	70	-	-	-	-	-
Snam Rete Gas SpA	42	-	-	-	-	26	-
Stoccaggi Gas Italia SpA	22	-	-	-	-	9	-
Syndial SpA	21	-	-	-	-	14	-
Tecnomare SpA	1	-	-	-	-	-	-
Altre (per rapporti di importo unitario non superiore a 500 migliaia di euro)	3	2	-	-	-	-	-
Totale imprese controllate consolidate di Eni	631	135	5.448	15	32	536	1

(milioni di euro)

Denominazione	31.12.2011			Primo semestre 2011			
	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	127	18	-	-	-	444	-
Totale imprese controllate di Eni	758	153	5.448	15	32	980	1
Imprese collegate e a controllo congiunto di Eni	39	-	-	1	1	9	-
Totale imprese di Eni	797	153	5.448	16	33	989	1
Imprese controllate dallo Stato	-	-	-	-	-	-	-
Totale rapporti con parti correlate	880	246	5.532	17	33	996	1
Totale generale	3.504	5.341	7.175	1.109	3.092	6.021	9
Incidenza (%)	25,11	4,61	77,10	1,53	1,07	16,54	11,11

I rapporti commerciali al 30 giugno 2012 sono di seguito analizzati:

(milioni di euro)

Denominazione	30.06.2012			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 Instalação Offshore Lda	-	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	10	39	84	-	2	7	-
Kwanda Suporto Logistico Lda	59	3	-	-	-	5	-
Gruppo Rosetti Marino SpA	-	1	-	-	-	-	-
Milano-Brescia-Verona Scarl	-	-	-	-	2	-	-
Saipem Taqa Al Rushaid Fabricators Co Ltd	8	6	-	-	8	-	-
Totale collegate e a controllo congiunto	77	49	84	-	12	12	-
Imprese controllate consolidate di Eni							
Eni SpA	2	12	5.852	1	9	-	-
Eni SpA Divisione Exploration & Production	124	3	-	-	2	30	-
Eni SpA Divisione Gas & Power	1	1	-	-	1	-	-
Eni SpA Divisione Refining & Marketing	22	2	-	4	1	16	-
Agip Energy & Natural Resources (Nigeria) Ltd	2	-	-	-	-	-	-
Agip Karachaganak BV	1	-	-	-	-	1	-
Agip Oil Ecuador BV	-	-	-	-	-	-	-
Burren Energy Services Ltd	3	-	-	-	-	4	-
Eni Adfin SpA	-	-	-	-	2	-	-
Eni Algeria Production BV	1	-	-	-	-	1	-
Eni Angola SpA	28	-	-	-	-	62	-
Eni Australia Ltd	-	-	-	-	-	-	-
Eni Canada Holding Ltd	111	15	-	-	-	51	-
Eni Congo SA	49	-	-	-	-	44	-
Eni Corporate University SpA	-	3	-	-	2	-	-
Eni East Africa SpA	25	-	-	-	-	62	-
Eni Finance International SA	-	1	-	-	-	-	-
Eni Finance USA Inc	47	-	-	-	-	-	-
Eni Insurance Ltd	14	19	-	-	15	6	-
Eni Iraq BV	2	-	-	-	-	7	-
Eni Mediterranea Idrocarburi SpA	-	-	-	-	-	-	-
Eni Muara Bakau BV	-	-	-	-	-	-	-
Eni Norge AS	27	-	-	-	-	60	-
EniPower SpA	2	-	-	-	-	1	-

(milioni di euro)

Denominazione	30.06.2012			Primo semestre 2012			
	Crediti	Debiti	Garanzie	Costi		Ricavi	
				Beni	Servizi	Beni e servizi	Altri
EniServizi SpA	1	16	-	-	22	-	-
Eni Timor Leste SpA	-	-	-	-	-	-	-
Eni Trading & Shipping SpA	-	-	-	2	-	-	-
Eni Venezuela BV	2	-	-	-	-	1	-
Hindustan Oil Exploration Co Ltd	6	-	-	-	-	6	-
Naoc - Nigerian Agip Oil Co Ltd	27	-	-	-	-	1	-
Nigerian Agip Exploration Ltd	-	-	-	-	-	-	-
Polimeri Europa France SAS	-	-	-	-	-	-	-
Raffineria di Gela SpA	2	-	-	-	-	1	-
Serfactoring SpA	2	46	-	-	1	-	-
Snam Rete Gas SpA	42	-	-	-	-	31	-
Stoccaggi Gas Italia SpA	12	-	-	-	-	8	-
Syndial SpA	14	-	-	-	-	9	-
Tecnomare SpA	3	-	-	-	-	3	-
Versalis SpA (ex Polimeri Europa SpA)	3	-	-	-	-	-	-
Altre (per rapporti di importo unitario non superiore a 500 migliaia euro)	4	1	-	-	-	-	-
Totale imprese controllate consolidate di Eni	579	119	5.852	7	55	405	-
Imprese controllate di Eni escluse dall'area di consolidamento							
Agip Kazakhstan North Caspian Operating Co NV	104	16	-	-	-	471	-
Totale imprese controllate di Eni	683	135	5.852	-	55	876	-
Imprese collegate e a controllo congiunto di Eni	41	-	-	-	-	51	-
Totale imprese di Eni	724	135	5.852	7	55	927	-
Imprese controllate o possedute dallo Stato	-	1	-	-	1	-	-
Totale rapporti con parti correlate	801	186	5.936	7	69	939	-
Totale generale	3.329	5.344	7.570	1.391	2.999	6.397	6
Incidenza (%)	24,05	3,49	78,41	0,50	2,30	14,68	-

I valori riportati in tabella fanno riferimento alle note 2 "Crediti commerciali e altri crediti", 15 "Debiti commerciali e altri debiti", 31 "Garanzie, impegni e rischi", 34 "Acquisti, prestazioni di servizi e costi diversi", 32 "Ricavi della gestione caratteristica" e 33 "Altri ricavi e proventi".

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 51 milioni di euro, sono realizzati principalmente per 49 milioni di euro nei confronti della società Petrobel Belayim Petroleum Co. I crediti, pari a 41 milioni di euro, sono vantati principalmente per 29 milioni di euro nei confronti di Petrobel Belayim Petroleum Co e 6 milioni di euro verso Super Octanos CA.

(milioni di euro)	31.12.2011		30.06.2012	
	Altre attività	Altre passività	Altre attività	Altre passività
Eni SpA	231	477	95	283
Banque Eni SA	9	10	10	35
Eni Insurance Ltd	-	-	-	6
Eni Trading & Shipping SpA	-	7	-	-
Totale rapporti con parti correlate	240	494	105	324
Totale generale	644	508	422	376
Incidenza (%)	37,27	97,24	24,88	86,17

Rapporti finanziari

I rapporti finanziari sono di seguito analizzati:

(milioni di euro)

Denominazione	31.12.2011		Primo semestre 2011		
	Debiti ⁽¹⁾	Impegni	Oneri	Proventi	Derivati
Eni SpA	1.415	11.568	(20)	-	21
Banque Eni SA	-	274	-	-	(1)
Eni Finance International SA	2.535	-	(19)	1	-
Eni Trading & Shipping SpA	17	-	-	-	-
Totale rapporti con parti correlate	3.967	11.842	(39)	1	20

(1) Esposti nello stato patrimoniale per 826 milioni di euro alla voce "Passività finanziarie a breve termine" e per 3.141 milioni di euro alla voce "Passività finanziarie a lungo termine" comprensiva della quota a breve.

I rapporti finanziari al 30 giugno 2012 sono di seguito analizzati:

(milioni di euro)

Denominazione	30.06.2012		Primo semestre 2012		
	Debiti ⁽¹⁾	Impegni	Oneri	Proventi	Derivati
Eni SpA	1.837	10.801	(24)	-	(44)
Banque Eni SA	-	736	-	-	28
Eni Finance International SA	3.047	-	(24)	1	-
Serfactoring SpA	5	-	(1)	-	-
Totale rapporti con parti correlate	4.889	11.537	(49)	1	(16)

(1) Esposti nello stato patrimoniale per 1.282 milioni di euro alla voce "Passività finanziarie a breve termine" e per 3.607 milioni di euro alla voce "Passività finanziarie a lungo termine" comprensiva della quota a breve.

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)	31.12.2011			30.06.2012		
	Totale	Entità correlate	Incidenza %	Totale	Entità correlate	Incidenza %
Passività finanziarie a breve termine	956	826	86,40	1.438	1.282	89,15
Passività finanziarie a lungo termine (comprensive delle quote a breve termine)	3.342	3.141	93,99	3.808	3.607	94,72

(milioni di euro)	Primo semestre 2011			Primo semestre 2012		
	Totale	Entità correlate	Incidenza %	Totale	Entità correlate	Incidenza %
Proventi finanziari	283	1	0,35	155	1	0,65
Oneri finanziari	(366)	(39)	10,66	(218)	(49)	22,48
Strumenti derivati	16	20	125,00	(17)	(16)	94,12

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

(milioni di euro)	30.06.2011	30.06.2012
Ricavi e proventi	997	939
Costi e oneri	(50)	(76)
Proventi (oneri) finanziari e strumenti derivati	(18)	(64)
Variazione crediti e debiti commerciali	223	19
Flusso di cassa netto da attività di periodo	1.152	818
Variazione debiti/crediti finanziari	139	922
Flusso di cassa netto da attività di finanziamento	139	922
Flusso di cassa totale verso entità correlate	1.291	1.740

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

(milioni di euro)	30.06.2011			30.06.2012		
	Totale	Entità correlate	Incidenza %	Totale	Entità correlate	Incidenza %
Flusso di cassa da attività di periodo	656	1.152	175,61	143	818	572,03
Flusso di cassa da attività di investimento	571	-	-	(549)	-	-
Flusso di cassa da attività di finanziamento (*)	(100)	139	(139,00)	599	922	153,92

(*) 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 2012 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)	30.06.2011	30.06.2012
Capitale investito netto	(142)	(139)
Totale attività	469	547
Totale attività correnti	364	453
Totale attività non correnti	105	94
Totale passività	485	512
Totale passività correnti	461	489
Totale passività non correnti	24	23
Totale ricavi	399	434
Totale costi operativi	395	410
Utile operativo	4	24
Utile (perdita) di periodo	2	16

44 Eventi e operazioni significativi e non ricorrenti

Nel primo semestre 2011 e nel primo semestre 2012 non si segnalano eventi e/o operazioni significativi non ricorrenti.

45 Posizioni o transazioni derivanti da operazioni atipiche e inusuali

Nel primo semestre 2011 e nel primo semestre 2012 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".

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 Pietro Franco Tali e Stefano Goberti in qualità, rispettivamente, di Vice Presidente e 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 2012, nel corso del primo semestre 2012.

2. Le procedure amministrative e contabili per la formazione del bilancio semestrale abbreviato al 30 giugno 2012 sono state definite e la valutazione della loro adeguatezza è stata effettuata sulla base delle norme e metodologie definite da Saipem in coerenza con il modello Internal Control - Integrated Framework emesso dal Committee of Sponsoring Organizations of the Treadway Commission che rappresenta un framework di riferimento per il sistema di controllo interno generalmente accettato a livello internazionale.

3. Si attesta, inoltre che:

3.1 il bilancio semestrale abbreviato al 30 giugno 2012:

- 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 2012

Pietro Franco Tali

Vice Presidente e 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 2012, costituito dallo stato patrimoniale, dal conto economico, dal prospetto dell'utile 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.

Per quanto riguarda i dati relativi al bilancio consolidato dell'esercizio precedente ed al bilancio consolidato semestrale abbreviato dell'anno precedente presentati ai fini comparativi si fa riferimento alle nostre relazioni rispettivamente emesse in data 28 marzo 2012 e in data 4 agosto 2011.

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 2012 non sia stato redatto, in tutti gli aspetti significativi, in conformità al principio contabile internazionale applicabile per l'informativa finanziaria infrannuale (IAS 34) adottato dall'Unione Europea.

Milano, 2 agosto 2012

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)

Sustainability Report (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