



Assemblea Ordinaria e Straordinaria di Eni SpA, 8 maggio 2014

Risposte a domande pervenute prima dell'Assemblea ai sensi dell'art. 127-ter
del d.lgs. n. 58/1998¹

Domande pervenute dall'azionista **Fondazione Culturale Responsabilità
Etica**

A. Consociate Eni residenti in paradisi fiscali e in altri regime fiscali privilegiati e giurisdizioni offshore (in co-operation with Re: Common)

Risposta: breve premessa alle risposte in materia di società residenti in paesi a bassa fiscalità.

Come evidenziato nel bilancio al 31 dicembre 2013, Eni possiede 16 partecipazioni, di cui 12 controllate e 4 collegate, in società residenti o con filiali in Stati o territori a fiscalità privilegiata. Il numero è rimasto invariato rispetto al 2012. Eni all'interno del proprio sistema normativo (MSG Fiscale) si è assunta l'impegno di non costituire società in Paradisi Fiscali ed uscire, per quanto possibile, da quelli esistenti che, ricordiamo, per la grande maggioranza derivano da acquisizioni di società effettuate sul mercato negli scorsi anni.

Secondo la normativa in vigore, il reddito prodotto da tali società è soggetto in Italia ad imposizione fiscale, salvo i casi in cui sia stato ottenuto un provvedimento di esonero da parte dell'Amministrazione Finanziaria Italiana a seguito della dimostrazione di una delle seguenti esimenti:

¹ Come indicato nell'avviso di convocazione dell'Assemblea, i soci possono porre domande prima dell'Assemblea facendole pervenire alla società entro il 5 maggio 2014. Alle domande pervenute successivamente a tale data la società non assicura risposta.



(i – prima esimente) che la società svolga, come sua principale attività, un effettiva attività commerciale o industriale nel mercato del Paese o territorio considerato a fiscalità privilegiata;

(ii – seconda esimente) che il reddito prodotto sia assoggettato ad imposizione fiscale ordinaria in uno Stato o territorio diverso da quelli considerati a fiscalità privilegiata.

Pertanto la localizzazione delle società in Paesi o territori a regime fiscale privilegiato non è determinato dall'ottenimento di benefici fiscali. Inoltre la normativa CFC italiana è una delle più restrittive in ambito OCSE e non consente alcuna auto valutazione sulla sua non applicabilità, ma richiede un interpello obbligatorio all'Agenzia delle Entrate per la sua disapplicazione.

Di queste società:

- 10 sono assoggettate ad imposizione in Italia e quindi non godono di alcun beneficio fiscale, di cui:
 - o n. 6 riconducibili ad Eni S.p.A (4 controllate e 2 collegate);
 - o n. 4 riconducibili a Saipem (3 controllate, 1 collegata);
- 5 hanno ottenuto il provvedimento di esonero perché soggette ad imposizione fiscale ordinaria in un territorio o Paese diverso da quelli a regime fiscale privilegiato, quindi, in ultimo, non godono di alcun beneficio fiscale;
- 1 ha ottenuto il provvedimento di esonero perché svolge la propria attività commerciale esclusivamente nel mercato del Paese o territorio a fiscalità privilegiata, dove risulta localizzata e residente.

Per un Gruppo che consta di circa 500 società tra controllate e collegate, il numero di 10 società assoggettabili ad imposta in Italia è assolutamente insignificante in termini numerici sia assoluti che proporzionali. Inoltre le n.6 società riconducibili ad Eni Spa si stima generino una imposta IRES-CFC pari ad Euro 600.000 con riferimento al periodo d'imposta 2013, la cui dichiarazione verrà presentata entro la fine di settembre 2014.

Per il Gruppo Eni, avendo una struttura societaria composta da Holding e Subholding da cui transitano i dividendi verso Eni SpA, si verificano le condizioni per l'applicazione della normativa CFC White List (vedi punto 10 Eni International BV). Eni ha provveduto ad inoltrare all'Agenzia delle Entrate apposita istanza di disapplicazione per n. 15 controllate non aventi sede in paesi a bassa fiscalità, bensì in Europa, dimostrando che l'insediamento



all'estero non rappresenta una costruzione artificiosa volta a conseguire un indebito vantaggio fiscale. Tutte queste istanze sono state accolte.

1. Eni Algeria Ltd Sàrl, Luxembourg; Eni Pakistan Ltd Sàrl, Luxembourg

1.1 Se Eni Algeria Ltd Sàrl paga le imposte in Algeria attraverso EURL Eni Algerie e in Olanda (VAT e imposte sul reddito), perché paga anche imposte in Lussemburgo "for a minimum amount of USD 1,538"?

Risposta: EURL Eni Algerie, società di diritto locale algerino, agirà su mandato di Eni Algeria Ltd Sarl quale operatore per lo sviluppo del Blocco 212.

EURL Eni Algerie è una società no-profit che, svolgendo il ruolo di operatore, conformemente alla prassi petrolifera riaddebita i costi ai partner senza realizzare alcun margine.

Eni Algeria Ltd Sàrl pagherà invece imposte in Algeria sui redditi ivi prodotti con aliquota del 38% (oltre alla tassazione eccezionale sui profitti in funzione dei livelli produttivi), tramite la stabile organizzazione rappresentata dalla propria attività mineraria.

Eni Algeria Ltd Sàrl sarà anche assoggetta a imposizione sul reddito in Olanda, in quanto ivi residente. Il credito d'imposta di cui beneficerà per le imposte assolte dalla propria stabile organizzazione in Algeria eviterà la doppia imposizione economica degli stessi utili. La norma olandese, infatti, mira solo a eliminare la doppia imposizione.

Eni Algeria Ltd Sàrl, società di diritto Lussemburghese è assoggettata in Lussemburgo ad una "minimum income tax" non essendo fiscalmente residente nel Paese.



- 1.2 La consociata sta accumulando perdite dal momento che il Blocco 212 non è ancora in produzione? Quando è previsto l'avvio?

Risposta: La società ha accumulato perdite legate alle attività esplorative pregresse effettuate fino ad oggi. Le attività di sviluppo sono sospese in attesa delle autorizzazioni da parte delle autorità locali sulla configurazione finale del progetto.

- 1.3 E' soggetta a imposte sul reddito in Olanda con un tax rate del 25%. Quale sarebbe l'aliquota d'imposta se la società fosse incorporata in Italia (compresa IRAP)? Avete scelto l'Olanda per risparmiare imposte? Come è possibile che una compagnia il cui beneficiario finale è lo Stato Italiano paghi le imposte in Olanda?

Risposta: Se la società fosse di diritto italiano, oltre alle imposte algerine, paese in cui opera tramite una stabile organizzazione, sarebbe soggetta ad imposta in Italia sul reddito ovunque prodotto con aliquota del 38% sino al 2013, del 34% dal 2014 (IRES, non si applica l'IRAP alle attività svolte fuori dal territorio italiano). Tuttavia il credito per le imposte algerine sarebbe tale da compensare le imposte italiane evitando così la doppia imposizione economica degli stessi utili.

La scelta dell'Olanda quale giurisdizione di incorporazione di molte delle società tramite le quali Eni svolge attività mineraria in paesi terzi si spiega con diverse considerazioni. Preliminarmente tuttavia deve essere sottolineato il fatto che l'attività mineraria per definizione è soggetta ad imposizione locale con le aliquote spesso più elevate previste per tali attività e la giurisdizione di incorporazione del veicolo societario da questo punto di vista è del tutto irrilevante.

Eni opera tramite società olandesi, inglesi, italiane e di diritto locale. Queste diverse giurisdizioni di incorporazione non modificano in nulla l'entità delle imposte sul reddito dovute al Paese in cui si svolge l'iniziativa mineraria. Nella scelta della giurisdizione rilevano diversi



fattori, quali la disponibilità di trattati internazionali per la protezione degli investimenti, la possibilità di redigere un bilancio in dollari, valuta funzionale della maggior parte delle transazioni petrolifere, la possibilità di disporre di un diritto societario affidabile i cui atti possono essere redatti in una lingua più accessibile, la disponibilità di trattati contro la doppia imposizione internazionale. Infine la giurisdizione di incorporazione non è neppure una scelta quando la società viene acquisita e non costituita, in questi caso inoltre il cambio della giurisdizione di incorporazione è spesso impossibile per le difficoltà e le conseguenze di ottenere il trasferimento di permessi, concessioni e contratti minerari.

- 1.4 Eni Pakistan è soggetta a imposizione in Olanda sulla base degli interessi calcolati sui dividendi incassati. Perché non sono state pagate imposte su 34 mln USD di dividendi pagati in Olanda? Quei dividendi non producono alcun interesse?

Risposta: La società ha pagato, nel 2012, dividendi per US\$ 36 milioni al suo azionista Eni Oil Holdings BV. Le disponibilità di cassa detenute prima della distribuzione dei dividendi non hanno configurato una liquidità eccedente in capo all'Head Office ai fini della normativa olandese avendo maturato interessi di importo non significativo "not material" per circa 37 mila USD.

- 1.5 Il TUIR prevede la participation exemption per il 95% del capital gain o altri redditi da partecipazione. In Olanda tale esenzione è pari al 100%. Se Eni Pakistan Sarl fosse direttamente partecipata da Eni l'IRES al 27,5% sarebbe applicata sul 5% dei dividendi, tale per cui tale consociata pagherebbe €467.500 al fisco italiano. E' corretto? Eni sta per caso eludendo la tassazione sui dividendi grazie al fatto che tale consociata è residente fiscalmente in Olanda?



Risposta: I dividendi distribuiti dalla società sono soggetti ad imposizione in Italia una volta distribuiti lungo la catena societaria all'azionista ultimo Eni SpA, nell'esercizio in cui sono percepiti, con aliquota del 38% sino al 2013, del 34% dal 2014, su di una base imponibile del 5%. Pertanto il possesso diretto, od indiretto della partecipazione tramite una subholding di diritto olandese non modifica l'importo di imposta dovuto in Italia. Ciò a riprova che la tassazione in capo ad una holding intermedia, in presenza di una politica di distribuzione integrale dei dividendi, quale quella adottata da Eni, genererebbe solo ulteriore doppia imposizione.

2. Consociate aventi sede legale in Nassau Bahamas

2.1.1 I profitti/perdite della Zetah Congo Ltd Bahamas nel 2012 e nel 2013.

Risposta: La società è entrata a far parte del Gruppo nel 2007 a seguito della acquisizione degli asset congolese della Maurel et Prom, quindi la giurisdizione di Bahamas non è stata decisa da Eni.

Gli azionisti attuali sono Eni Congo SA con il 66,67% e Burren Energy (Congo) Limited con il 33,33%.

La società è titolare legale della licenza di Kouakouala di cui detiene un participating interest dell'1% nel relativo Contrat de Partage de Production (CPP), mentre il restante 99% è detenuto dai suoi azionisti e dalla società di stato.

Tuttavia, tutti gli effetti economici (obblighi e benefici) derivanti dal participating interest dell'1% nel CPP sono allocati, in base agli accordi in vigore, esclusivamente agli azionisti della società in proporzione alla quota azionaria.

La società di conseguenza non svolge alcuna attività operativa, non detiene attività e passività e pertanto non realizza utili, di conseguenza



non paga imposte né in Congo, né in Italia pur essendovi assoggettata per normativa CFC. In Bahamas la società è esente.

2.1.2 L'ammontare delle imposte (in valore assoluto e in percentuale sul profitto ante imposte) rispettivamente pagato in Congo, Olanda e in Italia dalla Zetah Congo Ltd Bahamas per la parte posseduta da Eni Congo SA.

Risposta: Eni Congo SA, in quanto beneficial owner del 66,67% dell'1% dei diritti posseduti dalla società (CPP Kouakouala) ha pagato in Congo imposte pari a 20 mila USD nel 2012 e 18 mila USD nel 2013 al tax rate del 35%.

Olanda e Italia non hanno giurisdizione fiscale.

2.1.3 L'ammontare delle imposte (in valore assoluto e in percentuale sul profitto ante imposte) rispettivamente pagato in Isole Vergini, Bermuda e in Italia dalla Zetah Congo Ltd Bahamas per la parte posseduta da Burren Energy Congo Ltd.

Risposta: Burren Energy Congo Ltd, in quanto beneficial owner del 33,33% dell'1% dei diritti posseduti dalla società (CPP Kouakouala) ha pagato in Congo imposte pari a 10 mila USD nel 2012 e 9 mila USD nel 2013 al tax rate del 35%.

Nelle Isole Vergini la società è esente, Bermuda non ha giurisdizione fiscale e in Italia la società ha ottenuto disapplicazione della normativa CFC.

2.2.1 I profitti/perdite della Zetah Koilou Ltd Bahamas nel 2012 e nel 2013.

Risposta: La società è entrata a far parte del Gruppo nel 2007 a seguito della acquisizione degli asset congolese della Maurel et Prom, quindi la giurisdizione di Bahamas non è stata decisa da Eni.



Gli azionisti attuali sono Eni Congo SA con il 54,5%, Burren Energy (Congo) Limited con il 37%, soci terzi 5,5% e società di stato 3%.

La società è titolare legale della licenza di Kouilou, nella quale sono state identificate le aree contrattuali di Zingali Loufika-Tioni e M'Boundi, di cui detiene un participating interest dell'1% nei relativi Contrat de Partage de Production (CPP), mentre il restante 99% è detenuto dai suoi azionisti, dalla società di stato e da partner terzi.

Tuttavia, tutti gli effetti economici (obblighi e benefici) derivanti da tale participating interest sono allocati, in base agli accordi in vigore, esclusivamente agli azionisti della società in base alla partecipazione azionaria.

La società di conseguenza non svolge alcuna attività, non detiene attività e passività pertanto non realizza utili, di conseguenza non paga imposte né in Congo, né in Italia pur essendovi assoggettata per normativa CFC. In Bahamas la società è esente.

2.2.2 L'ammontare delle imposte (in valore assoluto e in percentuale sul profitto ante imposte) rispettivamente pagato in Congo, Olanda e in Italia dalla Zetah Koilou Ltd Bahamas per la parte posseduta da Eni Congo SA.

Risposta: Eni Congo SA, in quanto beneficial owner del 54,5% dell'1% dei diritti posseduti dalla società (CPPs Zingali, Loufika-Tioni e M'Bundi) ha pagato in Congo imposte pari a 868 KUSD nel 2012 e 858 KUSD nel 2013 al tax rate del 55%.

Olanda e Italia non hanno giurisdizione fiscale.

2.2.3 L'ammontare delle imposte (in valore assoluto e in percentuale sul profitto ante imposte) rispettivamente pagato in Isole Vergini, Bermuda e in Italia dalla Zetah Koilou Ltd Bahamas per la parte posseduta da Burren Energy Congo Ltd.



Risposta: Burren Energy Congo Ltd, in quanto beneficial owner del 37% dell'1% dei diritti posseduti dalla società (CPPs Zingali, Loufika-Tioni e CPP M'Bundi) ha pagato in Congo imposte pari a 698 KUSD nel 2012 e 690 KUSD nel 2013 al tax rate del 55%.

Nelle Isole Vergini la società è esente, Bermuda non ha giurisdizione fiscale e in Italia la società ha ottenuto disapplicazione della normativa CFC.

2.3.1 I profitti/perdite della Zetah Noumbi Ltd Bahamas nel 2012 e nel 2013.

Risposta: La società è entrata a far parte del gruppo nel 2008 a seguito dell'acquisizione da parte di Eni della del gruppo Burren, quindi la giurisdizione di Bahamas non è stata scelta da Eni.

Gli azionisti attuali sono Burren Energy (Congo) Limited con il 37% e soci terzi 63%.

La società è titolare legale della licenza esplorativa La Noumbi in Congo e detiene un participating interest dell'1% nel relativo Contrat de Partage de Production (CPP), mentre il restante 99% è posseduto dai suoi azionisti.

Tuttavia, tutti gli effetti economici (obblighi e benefici) derivanti dal participating interest dell'1% nel CPP sono allocati, in base agli accordi in vigore, esclusivamente agli azionisti della società in proporzione alla quota azionaria.

La società di conseguenza non svolge alcuna attività, non detiene attività e passività e pertanto non realizza utili, di conseguenza non paga imposte né in Congo, né in Italia pur essendovi assoggettata per normativa CFC. In Bahamas la società è esente.

2.3.2 L'ammontare delle imposte (in valore assoluto e in percentuale sul profitto ante imposte) rispettivamente pagato in Isole Vergini, Bermuda e in Italia dalla



Zetah Noumbi Ltd Bahamas per la parte posseduta da Burren Energy Congo Ltd.

Risposta: Burren Energy Congo Ltd, in quanto beneficial owner del 37% dell'1% dei diritti posseduti dalla società (CPP La Noumbi) pagherà in Congo imposte quando il CPP inizierà a produrre redditi nel paese, in quanto attualmente le attività sono in fase esplorativa.

Nelle Isole Vergini la società è esente; Bermuda non ha giurisdizione fiscale ed in Italia la società ha ottenuto disapplicazione della normativa CFC.

3. *Consociate aventi sede legale nelle Bermuda*

3.1 Perché la Burren Energy (Bermuda) Ltd non è stata trasferita/liquidata come pianificato nel 2009?

Risposta: La società Burren Energy (Bermuda) Ltd non è stata trasferita o liquidata, come previsto nel 2009, per mancanza di autorizzazione da parte delle Autorità Turkmene al riassetto societario della catena di controllo di Burren Resources Petroleum Ltd (controllata al 100%) avente branch operativa in TurkmEnistan. Pertanto è stato necessario richiedere all'Agenzia delle Entrate interpello disapplicativo sulla normativa CFC che è stato concesso in data 20 marzo 2014.

3.2 La Burren Energy (Bermuda) Ltd è una società capogruppo. Quali società/licenze possiede e dove?

Risposta: La società possiede partecipazioni nelle seguenti società: Burren Energy Congo Ltd (che opera in Congo), Burren Resources Petroleum Ltd (che opera in TurkmEnistan), e partecipazioni non rilevanti nelle società Ciproite Burren (Cyprus) Holdings Ltd e Burren Energy Ltd, Burren Energy Congo Ltd e Burren Resources Petroleum Ltd



hanno già ottenuto interpello disapplicativo CFC in quanto pagano le imposte nei paesi ove svolgono la loro attività.

Come già detto anche la Burren Energy Bermuda ha ottenuto dalle autorità fiscali italiane il medesimo interpello disapplicativo nel marzo 2014.

3.3 La Burren Energy (Bermuda) Ltd. È posseduta al 100% dalla Burren Energy Plc Londra la quale è posseduta al 99,99% dalla Eni UK Holding Plc la quale è posseduta al 99,99% dalla Eni Lasmo Plc la quale è posseduta al 99,99% dalla Eni Investments Plc la quale è posseduta dall'Eni SpA. Vorremmo sapere informazioni a riguardo:

3.3.1 I profitti/perdite della Burren Energy Bermuda nel 2012 e nel 2013.

Risposta: La società ha rilevato una perdita di 553.994 USD nel 2012 ed un utile di 1.162.518.938 USD nel 2013. Gli utili del 2013 derivano essenzialmente dal provento per il dividendo distribuito dalla controllata Burren Resources Petroleum Ltd a valere sugli utili accantonati sin dall'acquisizione derivanti dall'attività mineraria in Turkmenistan ed ovviamente già assoggettati ad imposizione nello stesso Paese.

3.3.2 L'ammontare delle imposte (in valore assoluto e in percentuale sul profitto ante imposte) rispettivamente pagato nelle Bermuda, UK e in Italia dalla Burren Energy Bermuda Ltd.

Risposta: La società non ha pagato imposte nel 2012 in quanto ha realizzato perdite; non ha pagato imposte nel 2013 nelle Bermuda in quanto esente, non ha pagato imposte in UK in quanto ha ottenuto disapplicazione della normativa CFC inglese, per quanto riguarda l'Italia la società ha ottenuto dalle Autorità fiscali italiane la disapplicazione della normativa CFC, ma il dividendo ha contribuito alla formazione



della base imponibile italiana per il 5% in quanto percepito da Eni S.p.A già nel 2013.

Pertanto il possesso diretto, od indiretto della partecipazione tramite il gruppo Inglese non modifica l'importo di imposta pagabile in Italia. Ciò a riprova che la tassazione in capo ad una holding intermedia, in presenza di una politica di distribuzione integrale dei dividendi, quale quella di Eni, genererebbe solo ulteriore doppia imposizione.

3.4.1 Perchè la Burren Shakti (Bermuda) Ltd non è stata trasferita/liquidata come pianificato nel 2009?

Risposta: L'operazione di trasferimento/liquidazione è stata sospesa in attesa della definizione di un piano complessivo di ristrutturazione della catena partecipativa.

3.4.2 La Burren Shakti Bermuda Ltd è una società capogruppo. Quali società/licenze possiede e dove?

Risposta: La società detiene una partecipazione del 27,16% in Hindustan Oil Exploration Co Ltd (partecipata anche da Eni UK Holding Plc per il 20,01% e Burren Energy India Ltd per il 0,01%) società quotata alla borsa di Bombay che detiene licenze minerarie in India dove svolge attività di esplorazione, sviluppo e produzione di olio e gas.

3.5 La Burren Shakti (Bermuda) Ltd. È posseduta al 100% dalla Burren Energy India Ltd, Londra la quale è posseduta al 99,99% dalla Burren Energy Plc, Londra, la quale è posseduta al 99,99% dalla Eni UK Holding Plc la quale è posseduta al 99,99% dalla Eni Lasmo Plc la quale è posseduta dalla Eni Investments Plc, Londra, la quale è posseduta dall' Eni SpA, Roma. Vorremmo sapere informazioni a riguardo:

3.5.1 I profitti/perdite della Burren Shakti Bermuda Ltd nel 2012 e nel 2013.



Risposta: La società ha rilevato una perdita di 53 USD nel 2012 e chiuso in pareggio nel 2013.

3.5.2 L'ammontare delle imposte (in valore assoluto e in percentuale sul profitto ante imposte) rispettivamente pagato nelle Bermuda, UK e in Italia dalla Burren Shakti Bermuda Ltd.

Risposta: La società non ha pagato imposte negli anni citati in quanto non ha realizzato risultati imponibili né in Bermuda ove è esente, né in UK ove è esentata dall'applicazione della normativa CFC, né In Italia ove è assoggettata alla normativa CFC.

Lasmo Sanga Sanga

3.6 L'Eni pianifica di trasferire le società?

Risposta: Eni non prevede al momento di trasferire la società avendo quest'ultima ricevuto interpello disapplicativo della normativa CFC Italia da parte dell'Agenzia delle Entrate.

3.7 Vorremmo informazioni a riguardo:

3.7.1 I profitti/perdite della Lasmo Sanga Sanga Ltd Bermuda nel 2012 e nel 2013;

Risposta: La società ha conseguito utili per 122.630 mila USD e 35.576 mila USD rispettivamente nel 2012 e nel 2013.

3.7.2 L'ammontare delle imposte (in valore assoluto e in percentuale sul profitto ante imposte) rispettivamente pagato nelle Bermuda, Indonesia e UK dalla Lasmo Sanga Sanga Ltd Bermuda.



Risposta: La società ha una branch in Indonesia ed è fiscalmente residente in UK. Paga imposte in Indonesia sui profitti derivanti dal contratto di Production Sharing Agreement di cui è titolare nel paese.

Non paga imposte in UK poiché il credito d'imposta maturato in Indonesia risulta superiore all'imposizione "teorica" UK (41,5% vs 23% in UK nel 2013).

La società ha rilevato imposte correnti di competenza degli esercizi 2012 e 2013 rispettivamente per 113.423 KUSD e 92.363 KUSD determinate al tax rate applicabile al contratto petrolifero indonesiano pari al 41,5%.

In Italia la società ha ottenuto disapplicazione della normativa CFC da parte dell'Agenzia delle Entrate.

3.7.3 Lasmo Sanga Sanga Ltd Bermuda è posseduta al 100% Eni Lasmo plc UK, la quale è posseduta al 99,99% dalla Eni Investments Plc, UK, la quale è posseduta al 99,99% dall'Eni SpA, Roma. Qual'è l'ammontare delle imposte (in valore assoluto e in percentuale sul profitto ante imposte) che dovrebbe essere pagato all'Italia se Lasmo Sanga Sanga fosse oggetto di tassazione (dei dividendi) in Italia?

Risposta: I dividendi distribuiti dalla società sono soggetti ad imposizione in Italia in capo ad Eni SpA, una volta distribuiti lungo la catena societaria all'azionista ultimo Eni SpA nell'esercizio in cui sono percepiti, con aliquota del 38% sino al 2013, del 34% dal 2014, su di una base imponibile del 5%. Pertanto il possesso diretto, od indiretto della partecipazione tramite il gruppo inglese non modifica l'importo di imposta pagabile in Italia. Ciò a riprova che la tassazione in capo ad una holding intermedia, in presenza di politica di distribuzione integrale dei dividendi, quale quella attuata da Eni, genererebbe solo ulteriore doppia imposizione. Se la società fosse di diritto italiano e operasse con branch in Indonesia, oltre alle imposte nel paese di produzione, non



pagherebbe ulteriori imposte in Italia, in quanto l'imposta sul reddito pagata in Indonesia sarebbe integralmente accreditabile quale credito d'imposta, infatti le imposte dovute nel paese di produzione, Indonesia, sono superiori a quelle che sarebbero dovute in Italia.

ANGOLA LNG Ltd BERMUDA

- 3.8 Eni possiede una partecipazione nella società Angola LNG Ltd Bermuda, chi sono gli altri azionisti della società? Eni SpA possiede ancora una quota del 13,60% in tale società?

Risposta: Eni possiede in Angola LNG Ltd una partecipazione del 13,6% tramite la controllata Eni Angola Production BV (società di diritto olandese con branch in Angola). Gli altri soci del consorzio sono: Cabinda Gulf Oil Company Limited 36,4% (controllata Chevron), Sonangol Gas Natural Lda 22,8%, BP Exploration (Angola) Limited 13,6%, Total LNG Angola Limited 13,6%.

- 3.9.1 Qual è stato l'utile/perdita della Angola LNG Ltd Bermuda nel 2012 e 2013?

Risposta: La società ha chiuso il 2012 con un utile di 60 USD; nell'esercizio sono stati capitalizzati tutti i costi sostenuti in sede di completamento della costruzione dell'impianto di liquefazione. Nel 2013 ha realizzato una perdita di 320.760.298 USD a seguito dei costi straordinari connessi all'avvio dell'impianto avvenuto in giugno, parzialmente compensati dai ricavi conseguiti con la cessione dei prodotti LNG.

- 3.9.2 Qual è stato l'ammontare delle imposte pagate in Bermuda, Angola, Olanda e Italia da Angola LNG Ltd Bermuda (in valore assoluto e in percentuale sull'utile ante imposte) per quanto concerne la quota di partecipazione posseduta dal gruppo Eni?



Risposta: La società pagherà imposte in Angola, una volta che il suo imponibile sarà positivo. Non pagherà imposte in Bermuda, ove la società è esente. I dividendi non saranno soggetti ad imposizione in Olanda, mentre lo saranno in Italia al momento della loro distribuzione, si ritiene, solo per il 5% del loro ammontare. La società, una volta in grado di distribuire dividendi presenterà infatti istanza all’Agenzia delle Entrate, ai fini della disapplicazione della tassazione integrale dei dividendi percepiti, normativa CFC, in quanto i redditi conseguiti da tale società sono prodotti esclusivamente in Angola ed ivi assoggettati a tassazione ordinaria.

4. *SNC Saipem - Bouygues TP – Monaco*

4.1 Saipem ha liquidato la società SNC Saipem - Bouygues TP - Monaco?

Risposta: La società è stata liquidata in data 10 dicembre 2010.

5. *Consociate aventi sede legale nelle Virgin Islands Britanniche*

5.1 La sede sociale di Frigstar Discoverer Invest Ltd è stata trasferita?

E’ ancora partecipata dal gruppo Eni?

Risposta: Sì, a metà del 2009 e poco dopo fu fusa per incorporazione in altra società controllata da Saipem.

5.2.1 Eni prevede di trasferire la sede sociale di Burren Energy Congo Ltd - BVI?

Risposta: Eni non prevede al momento di trasferire la società avendo quest’ultima ricevuto interpello disapplicativo della normativa CFC da parte dell’Agenzia delle Entrate.

5.2.2 Indicare l’utile/perdita di esercizio di Burren Energy Congo Ltd del 2012 e 2013.



Risposta: La società ha conseguito utili per 104.812.000 USD e 25.809.715 USD rispettivamente nel 2012 e nel 2013.

5.2.3 Qual è l'ammontare delle imposte (in valore assoluto e in percentuale dell'utile ante imposte) pagate rispettivamente in: Bermuda, Congo e Regno Unito dalla Burren Energy Congo Ltd?

Risposta: La società paga imposte in Congo sui profitti derivanti dai contratti di Production Sharing Agreement relativi ai permessi in produzione di cui è titolare nel paese (M'Boundi, Zingali, Loufika-Tioni and Kouakouala).

La società ha rilevato imposte correnti di competenza degli esercizi 2012 e 2013 rispettivamente per 58.616.189 e 57.946.086 USD determinate in base al tax rate del 55% applicabile ai relativi contratti petroliferi. Le imposte correnti sono riconosciute in kind (tax oil) tramite prelievo di idrocarburi equivalenti da parte dell'autorità fiscale.

La società non paga imposte in Bermuda, ove è esente, la società non paga imposte in UK in quanto non soggetta alla normativa CFC locale, la società ha ottenuto interpello disapplicativo sulla normativa CFC Italiana da parte dell'Agenzia delle Entrate. I dividendi una volta distribuiti all'azionista ultimo Eni SpA rientrano nella base imponibile italiana al 5%.

5.2.4 Quale sarebbe l'ammontare delle imposte (in valore assoluto e come percentuale dell'utile ante imposte) pagate allo stato italiano se i dividendi di Burren Energy Congo Ltd fosse fossero tassati in Italia?

Risposta: I dividendi distribuiti dalla società sono soggetti a imposizione in Italia al momento del loro incasso in capo ad Eni S.p.A con aliquota del 38% sino al 2013 e del 34% dal 2014, su di una base imponibile del 5%. Pertanto il possesso diretto, o indiretto della partecipazione tramite la catena societaria di controllo Inglese non



modifica l'importo d'imposta pagabile in Italia, connessa ad un'imposizione sul 5% dei dividendi. Ciò a riprova che la tassazione in capo ad holding intermedie, in presenza di una politica di distribuzione integrale dei dividendi, quale quella adottata da Eni, genererebbe solo ulteriore doppia imposizione.

Se la società fosse di diritto italiano e operasse con branch in Congo, oltre alle imposte nel paese di produzione, Congo, non pagherebbe ulteriori imposte in Italia con aliquota del 38% sino al 2013, 34% dal 2014 (IRES), in quanto l'imposta sul reddito pagata in Congo sarebbe integralmente accreditabile quale credito d'imposta, infatti le imposte dovute nel paese di produzione, Congo, sono superiori a quelle che sarebbero dovute in Italia.

6. *Società aventi sede legale a Cipro*

6.1.1 Qual è l'oggetto sociale di Burren Cyprus Holdings Ltd? Produce profitti in Cipro?

Risposta: La società è una holding di partecipazioni. Detiene il 100% di Energy Ship Management Ltd e il 50% di Burren Energy Shipping and Transportation Ltd (il cui restante 50% è detenuto da Burren Energy (Bermuda) Ltd.

Le società partecipate svolgevano attività di supporto all'attività di shipping in Russia gestita dalla società Burren Energy Shipping & Transportation (Samara) Ltd ceduta a terzi nel corso del 2011. Al momento non conducono alcuna attività operativa.

Cipro inoltre non è più ricompreso tra i paesi cui si applica la disciplina CFC dal 2010.



6.1.2 Indicare l'utile/perdita di esercizio di Burren Cyprus Holdings Ltd del 2012 e 2013.

Risposta: La società ha riportato perdite per 6.637 USD e 7.077 USD rispettivamente nel 2012 e 2013.

6.1.3 Qual è l'ammontare delle imposte (in valore assoluto e come percentuale dell'utile ante imposte) pagate rispettivamente in: Cipro, Bermuda, Regno Unito e Italia dalla Burren Cyprus Holdings Ltd?

Risposta: La società, avendo conseguito perdite, non ha pagato imposte a Cipro. Le giurisdizioni di Bermuda, UK ed Italia non rilevano per la società.

6.1.4 Quale sarebbe l'ammontare delle imposte (in valore assoluto e come percentuale dell'utile ante imposte) pagate allo stato italiano se i dividendi di Burren Cyprus Holdings Ltd fosse fossero tassati in Italia?

Risposta: I dividendi distribuiti dalla società sarebbero soggetti a imposizione in Italia una volta distribuiti lungo la catena partecipativa al suo azionista Eni S.p.A, nell'esercizio in cui sono percepiti, con aliquota del 38% sino al 2013, del 34% dal 2014, su di una base imponibile del 5%. Pertanto il possesso diretto, o indiretto della partecipazione tramite la catena societaria di controllo inglese non modificherebbe l'importo d'imposta pagabile in Italia. Ciò a riprova che la tassazione in capo ad holding intermedie, in presenza di una politica di distribuzione integrale dei dividendi, quale quella adottata da Eni, genererebbe solo ulteriore doppia imposizione.

Comunque la società è in perdite e non ha prospettive di redditività.

6.2.1 Qual è l'oggetto sociale di Burren Energy Ltd Cyprus? Produce profitti in Cipro?



Risposta: La società deteneva la partecipazione della società Astrakan Gas & Oil Company che conduceva attività esplorativa in Astrakan-Russia ceduta a terzi nel corso del 2010. Al momento non svolge alcuna attività operativa e di conseguenza non produce profitti in Cipro.

6.2.2 Indicare l'utile/perdita di esercizio di Burren Energy Ltd Cyprus del 2012 e 2013.

Risposta: La società ha riportato perdite nel 2012 e 2013 per rispettivamente per 4.628.220 USD e 5.115.249 USD.

6.2.3 Qual è l'ammontare delle imposte (in valore assoluto e come percentuale dell'utile ante imposte) pagate rispettivamente in: Cipro, Bermuda, Regno Unito e Italia dalla Burren Energy Ltd Cyprus?

Risposta: La società, avendo conseguito perdite, non ha pagato imposte a Cipro. Le giurisdizioni di Bermuda, UK ed Italia non rilevano per la società.

6.2.4 Quale sarebbe l'ammontare delle imposte (in valore assoluto e come percentuale dell'utile ante imposte) pagate allo stato italiano se i dividendi di Burren Energy Ltd Cyprus fossero tassati in Italia?

Risposta: I dividendi distribuiti dalla società sarebbero soggetti ad imposizione in Italia una volta distribuiti lungo la catena partecipativa al suo azionista Eni S.p.A, nell'esercizio in cui sono percepiti, con aliquota del 38% sino al 2013, del 34% dal 2014, su di una base imponibile del 5%. Pertanto il possesso diretto, od indiretto della partecipazione tramite la catena societaria di controllo Inglese non modificherebbe l'importo di imposta pagabile in Italia. Ciò a riprova che la tassazione in capo ad holding intermedie, in presenza di una politica di distribuzione integrale dei dividendi, quale quella adottata da Eni, genererebbe solo ulteriore doppia imposizione.



Comunque la società è in perdita.

6.3.1 Qual è l'oggetto sociale di Burren Energy Ship Management Ltd Cyprus? Produce profitti in Cipro?

Risposta: La società svolgeva attività di supporto alle attività di shipping russo dell'ex gruppo Burren. Dopo la cessione delle attività di shipping nel 2011 (vedi risposta punto 6.1.1), non svolge alcuna attività operativa e di conseguenza non produce alcun profitto in Cipro.

6.3.2 Indicare l'utile/perdita di esercizio di Burren Energy Ship Management Ltd Cyprus del 2012 e 2013.

Risposta: La società ha riportato perdite nel 2012 e 2013 rispettivamente per 1.130.484 USD e 1.032.867 USD.

Le perdite sono essenzialmente inerenti a costi di natura generale e amministrativa e oneri finanziari.

6.3.3 Qual è l'ammontare delle imposte (in valore assoluto e come percentuale dell'utile ante imposte) pagate rispettivamente in: Cipro, Bermuda, Regno Unito e Italia dalla Burren Energy Ship Management Ltd Cyprus?

Risposta: La società, avendo conseguito perdite, non ha pagato imposte a Cipro. Le giurisdizioni di Bermuda, UK ed Italia non rilevano per la società.

6.3.4 Quale sarebbe l'ammontare delle imposte (in valore assoluto e come percentuale dell'utile ante imposte) pagate allo stato italiano se i dividendi di Burren Energy Ship Management Ltd Cyprus fosse fossero tassati in Italia?

Risposta: I dividendi distribuiti dalla società sarebbero soggetti a imposizione in Italia una volta distribuiti lungo la catena partecipativa al suo azionista ad Eni S.p.A, nell'esercizio in cui sono percepiti, con aliquota del 38% sino al 2013 e del 34% dal 2014, su di una base



imponibile del 5%. Pertanto il possesso diretto, o indiretto della partecipazione tramite la catena societaria di controllo Inglese non modificherebbe l'importo di imposta pagabile in Italia. Ciò a riprova che la tassazione in capo ad holding intermedie, in presenza di una politica di distribuzione integrale dei dividendi, quale quella adottata da Eni, genererebbe solo ulteriore doppia imposizione.

Comunque la società è in perdita.

6.4.1 Qual è l'oggetto sociale di Burren Energy Shipping and Transportation Ltd Cyprus? Produce profitti in Cipro?

Risposta: La società svolgeva attività di supporto allo shipping russo dell'ex gruppo Burren. Dopo la cessione delle attività di shipping nel 2011 (vedi risposta punto 6.1.1), non svolge alcuna attività operativa e di conseguenza non produce alcun profitto in Cipro.

6.4.2 Indicare l'utile/perdita di esercizio di Burren Energy Shipping and Transportation Ltd Cyprus del 2012 e 2013

Risposta: La società ha riportato perdite nel 2012 e 2013 rispettivamente per 6.778 USD e 6.912 USD.

6.4.3 Qual è l'ammontare delle imposte (in valore assoluto e come percentuale dell'utile ante imposte) pagate rispettivamente in: Cipro, Bermuda, Regno Unito e Italia dalla Burren Energy Shipping and Transportation Ltd Cyprus?

Risposta: La società, avendo conseguito perdite, non ha pagato imposte a Cipro. Le giurisdizioni di Bermuda, UK ed Italia non rilevano per la società.



6.4.4 Quale sarebbe l'ammontare delle imposte (in valore assoluto e come percentuale dell'utile ante imposte) pagate allo stato italiano se i dividendi di Burren Energy Shipping and Transportation Ltd Cyprus fossero tassati in Italia?

Risposta: I dividendi distribuiti dalla società sarebbero soggetti a imposizione in Italia una volta distribuiti lungo la catena partecipativa al suo azionista Eni S.p.A, nell'esercizio in cui sono percepiti, con aliquota del 38% sino al 2013 e del 34% dal 2014, su di una base imponibile del 5%. Pertanto il possesso diretto, o indiretto della partecipazione tramite la catena societaria di controllo inglese non modificherebbe l'importo d'imposta pagabile in Italia. Ciò a riprova che la tassazione in capo ad holding intermedie, in presenza di una politica di distribuzione integrale dei dividendi, quale quella adottata da Eni, genererebbe solo ulteriore doppia imposizione.

Comunque la società è in perdita.

6.5.1 Qual è l'oggetto sociale di Eni Cyprus Limited? Produrrà profitti in Cipro?

Risposta: La società conduce attività di ricerca esplorativa nei blocchi 2, 3 e 9 locati nel deep offshore cipriota, nella porzione del Levantine basin assegnati a Eni nel gennaio 2013. Produrrà utili nel paese in caso di esito positivo dell'esplorazione in corso e di sviluppo produttivo delle eventuali scoperte.

6.5.2 Dove saranno tassati i suoi dividendi?

Risposta: I dividendi distribuiti dalla società saranno soggetti a imposizione in Italia una volta distribuiti lungo la catena partecipativa al suo azionista Eni S.p.A, nell'esercizio in cui saranno percepiti, con aliquota del 38% sino al 2013 e del 34% dal 2014, su di una base imponibile del 5%. Pertanto il possesso diretto, o indiretto della partecipazione tramite la catena societaria di controllo a cui fa capo Eni International BV non modifica l'importo di imposta pagabile in Italia.



Ciò a riprova che la tassazione in capo ad holding intermedie, in presenza di una politica di distribuzione integrale dei dividendi, quale quella adottata da Eni, genererebbe solo ulteriore doppia imposizione.

7. *Compagnie aventi sede legale in Delaware*

7.1 Tutte le società incorporate in Delaware svolgono attività operativa per conto di Eni negli Stati Uniti?

Tutte le società con sede legale in Delaware svolgono attività operativa negli Stati Uniti, salvo Virginia Indonesia Co LLC, e Virginia International Co LLC e First Calgary Petroleums LP.

Risposta:

A seguire lista e attività di tutte le società Eni in USA che sono registrate in Delaware:

***Eni Petroleum Co. Inc.* – svolge attività operativa negli Stati Uniti (è una holding di partecipazioni ed è la Ultimate Parent Company delle società Eni negli Stati Uniti).**

***Eni Petroleum US LLC* – svolge attività operativa negli Stati Uniti, è la società titolare di tutte le licenze minerarie negli Stati Uniti (Texas, Golfo del Messico e Alaska).**

***Eni BB Petroleum Inc.* – svolge attività operativa negli Stati Uniti (è una holding di partecipazioni che detiene il 100% di Eni Petroleum US LLC).**

***Eni US Operating Co Inc.* – svolge attività operativa negli Stati Uniti (attività di servizi alle società Eni negli Stati Uniti).**

***Eni USA Gas Marketing LLC* – svolge attività operativa negli Stati Uniti, la società gestisce la commercializzazione del gas naturale nel paese.**

***Eni Marketing Inc.* –svolge attività operativa negli Stati Uniti (è una holding di partecipazioni che detiene il 100% di Eni USA Gas Marketing Inc).**



Eni USA Inc. – svolge attività operativa negli Stati Uniti, la società aveva emesso una obbligazione di 400 milioni di USD sul mercato Americano.

Eni USA R&M Co Inc. – svolge attività operativa negli Stati Uniti; il suo shareholder e' Eni International BV, produce e distribuisce lubrificanti.

Eni Finance USA Inc. – svolge attività operativa negli Stati Uniti; gestisce l'attività di commercial paper (raccolta di fondi) per le diverse società del gruppo presenti negli Stati Uniti.

Eni America Ltd – acquisita da Eni attraverso l'acquisizione del gruppo Lasmo, svolge attività operativa negli Stati Uniti (è una holding di partecipazioni che detiene il 100% di Eni Oil and Gas Inc. e il 50% di Unimar LLC società co-partecipata con BP per la gestione degli asset in Indonesia).

Eni Oil and Gas Inc. – acquisita da Eni attraverso l'acquisizione del gruppo Lasmo svolge attività operativa negli Stati Uniti (è una holding di partecipazioni che detiene il 100% di Eni USA Inc, il 32,5% di Liberty National Development Co Inc e il 17,5% di New Liberty Residential Co Llc.).

Liberty National Development Co Inc. – acquisita da Eni attraverso l'acquisizione del gruppo Lasmo, la società attualmente non svolge più attività operativa negli Stati Uniti.

Angola LNG Supply Services LLC – svolge attività operativa negli Stati Uniti. Si tratta di una JV, della quale Eni USA Gas Marketing LLC detiene il 13,6%; gli altri azionisti sono Chevron, Total, BP e Sonangol. L'attività è la commercializzazione dell'LNG prodotto dai campi angolani.

Saipem America Inc. – svolge attività operativa negli Stati Uniti, nei servizi offshore per il business oil & gas.



Eni Trading & Shipping Inc – Lo shareholder è Eni Trading & Shipping SpA. La compagnia opera negli Stati Uniti e commercializza i greggi prodotti dalla Divisione E&P.

Le seguenti società sono state acquisite da Eni attraverso l'acquisizione del gruppo Lasmo nel 2001 e non svolgono attività operativa negli Stati Uniti. Queste società fanno capo a Eni Lasmo Plc.

Virginia Indonesia Co LLC (VICO) – (azionista 100% Unimar) possiede la quota del 7,5% nel Production Sharing Contract di Sanga Sanga in Indonesia nel quale svolge il ruolo di operatore.

Virginia International Co LLC (VIC) – (azionista 100% Unimar) possiede la quota del 15.625% nel Production Sharing Contract di Sanga Sanga in Indonesia.

7.2 La sede di Eni North America è in Madison Ave 485, 6th Floor New York mentre la sede operativa è a 1700 Houston, TX, 1200 Smith St. Suite. Perché le società americane di Eni sono state incorporate in Delaware?

Risposta: Eni SpA ha un ufficio di rappresentanza a New York all'indirizzo indicato per le relazioni istituzionali nel paese.

Le attività petrolifere del gruppo negli Stati Uniti sono gestite principalmente presso la sede operativa di Houston in Texas.

Inoltre per completezza si segnala che a New York è basata anche la società Eni Finance USA che si occupa della raccolta fondi nei mercati finanziari del paese.

La maggioranza delle società Eni operanti negli Stati Uniti sono incorporate nello Stato del Delaware principalmente per ragioni legali in quanto è lo Stato con il sistema regolatorio, amministrativo e giuridico più evoluto per la costituzione e la gestione delle società. Il regime fiscale non ha alcuna particolarità ed è uguale a quello di tutte le società USA.



7.3 Dove sono pagate le imposte sui dividendi delle 17 società del Delaware?

Risposta: Le società USA che fanno parte di un consolidato ai fini fiscali non distribuiscono un dividendo alla controllante, ma vi è il consolidamento integrale dei risultati. Il dividendo distribuito dalle consolidanti USA è tassato sia negli Stati Uniti con ritenuta alla fonte al momento del pagamento, sia in Italia in capo ad Eni S.p.A con base imponibile pari al 5% nell'esercizio in cui sono percepiti.

8 *Altre compagnie aventi sede legale in Lussemburgo*

ENI International NA NV SARL

8.1.1 Perché una compagnia registrata in Lussemburgo e di proprietà al 100% di una holding olandese è fiscalmente residente in UK?

Risposta: La società è stata originariamente costituita secondo l'ordinamento delle Antille Olandesi. In attuazione della politica di uscita dai paradisi fiscali, la società nel corso del 2003 ha trasferito la propria sede legale in Lussemburgo, all'epoca unico paese europeo che consentiva il trasferimento di sede legale in costanza di personalità giuridica. La società ha poi trasferito la propria sede dell'amministrazione nel Regno Unito ove è gestita dal polo inglese di Eni UK e ne è divenuta fiscalmente residente.

L'azionista, Eni International BV, è rimasto immutato fin dalla costituzione della società.

8.1.2 Il debito d'imposta del 2012 è stato assorbito dai crediti d'imposta accumulati in passato e dalle perdite di altre entità del Gruppo UK. Quali sono le ragioni delle perdite del Gruppo UK?

Risposta: Ai fini dell'imposta sui redditi, i profitti generati dalle attività di esplorazione, sviluppo e produzione condotte nel Regno Unito vengono tassati separatamente (ringe fence) dai profitti riventi da



tutte le altre attività di tipo non petrolifero condotte nel paese e dalle attività condotte all'estero tramite branch ivi operanti.

Le attività petrolifere condotte nel paese (ringe fence) producono profitti e sono tassate a un'aliquota del 62%.

Le attività non ringe fence sono tassate a un'aliquota del 23% nel 2013 e del 24% nel 2012.

Gli utili derivanti dalle attività petrolifere UK ringe fence possono essere compensati solo con perdite della medesima natura.

Viceversa gli utili derivanti da attività non ringe fence possono essere compensate da tutte le tipologie di perdite ring fence e non ring fence.

Nello specifico il debito d'imposta 2012 della società rientrando nella categoria dei non ring profit ha trovato compensazione con perdite fiscali disponibili legate alle attività non ringe fence derivanti da:

- spese di esplorazione in India e Indonesia (credito di imposta estero);**
- oneri finanziari.**

8.1.3 Una volta che le perdite e i crediti d'imposta saranno compensati, in quale giurisdizione Eni International NA NV SARL pagherà le tasse sui dividendi delle sue partecipate? Quale tax rate sarà applicato su tali dividendi?

Risposta: Eni International Sàrl NANV non pagherà le tasse nel Regno Unito sui dividendi dalle sue partecipazioni. I dividendi ricevuti dalla società beneficiano di un'esenzione e quindi non sono imponibili ai sensi del diritto fiscale del Regno Unito.

8.1.4 Perché la società è stata trasferita dall'Olanda in Lussemburgo nel 2003?

Risposta: Vedi risposta al punto 8.1



Saipem Luxembourg Spa

8.2.1 Perché la società è registrata in Lussemburgo se la maggior parte del fatturato è prodotto in Italia?

Risposta: La società non ha mai operato né ha mai generato fatturato in Italia. Nel bilancio 2010 il riferimento al mercato italiano è dovuto unicamente al fatto che il cliente a cui la società noleggiava il mezzo FPSO "Cidade de Vittoria", installato al largo del Brasile, era una controllate di diritto italiano di Saipem.

8.2.2 Perché non ha prodotto fatturato nel 2011?

Risposta: Nell'ottobre del 2010, la società ha ceduto il mezzo FPSO "Cidade de Vittoria" e terminato pertanto le attività di noleggio dello stesso, che rappresentavano in quel periodo l'unica fonte di reddito. Nel 2011 non ha svolto alcuna attività commerciale e pertanto non ha registrato ricavi.

8.2.3 Quale tax rate è applicato in Lussemburgo?

Risposta: Le aliquote fiscali degli ultimi 3 anni sono le seguenti:

2011: 28,8% di cui 6,96% a titolo d'imposta municipale;

2012: 28.8% di cui 6,96% a titolo d'imposta municipale;

2013: 29,22 di cui 6,75% a titolo d'imposta municipale.

Saipem Maritime Asset Management Luxembourg

8.3.1 Perché la società è registrata in Lussemburgo?

Risposta: La società, registrata come "maritime company", è stata incorporata in Lussemburgo per creare un polo di gestione della flotta di perforazione offshore, traendo vantaggio dall'esperienza decennale maturata attraverso le attività navali svolte da Saipem Luxembourg



nell'ambito del settore costruzioni mare. Il Lussemburgo offriva particolari e specifici vantaggi al settore marittimo, soprattutto con riguardo alle condizioni di armamento delle navi, che risultavano molto flessibili in termini di nazionalità dell'equipaggio e favorevoli dal punto di vista della contribuzione sociale e della tassazione dei salari. Dal punto di vista della tassazione dei redditi societari, le maritime company come SMAM sono assoggettate all'aliquota fiscale ordinaria, mentre in Italia potrebbero accedere al regime tonnage, comparativamente più favorevole.

8.3.2 Se la società fosse registrata in Italia, sarebbe soggetta all'aliquota del 27,5%. Sarebbe anche soggetta all'Irap (4,82%)?

Risposta: La società ha principalmente svolto attività di perforazione in alto mare fuori dall'Italia attraverso proprie stabili organizzazioni e pertanto fuori dal campo di applicazione Irap.

Per una limitata parte della sua attività e specificatamente quella relativa al puro noleggio di mezzi di perforazione sarebbe invece stata soggetta ad Irap.

Eni South China Sea LTD SARL

8.4.1 Qual è l'oggetto sociale?

Risposta: La società detiene una partecipazione del 22,22% in un contratto petrolifero con la Chinese Petroleum Corporation nella zona III dell'East del mare Cinese in fase di esplorazione. Le attività sono attualmente dichiarate in forza maggiore a seguito disputa territoriale tra la Repubblica cinese e Taiwan.



8.4.2 Perché è registrata in Lussemburgo?

Risposta: La società e' stata originariamente costituita secondo il diritto di Bermuda e deriva dall'acquisizione Lasmo. In attuazione della politica di uscita dai paradisi fiscali, la società, nel corso del 2001 ha trasferito la propria sede legale in Lussemburgo, all'epoca unico paese europeo che consentiva il trasferimento di sede legale in costanza di personalità giuridica. La società ha poi trasferito la propria sede dell'amministrazione in Olanda ove è gestita dal polo olandese di Eni International BV e ne è divenuta fiscalmente residente.

8.4.3 Quali sono stati i profitti/perdite del 2012 e 2013?

Risposta: La società ha rilevato perdite nel 2012 e 2013 rispettivamente per 71.116 USD e 92.654 USD.

8.4.4 Quale è stato l'ammontare (in valore assoluto e come percentuale sui profitti) delle imposte che la società ha pagato in Lussemburgo, Italia e Olanda?

Risposta: La società non ha pagato imposte avendo conseguito perdite. In Lussemburgo la società è assoggettata a una "minimum income tax" non essendo fiscalmente residente nel Paese.

8.4.5 Quale sarebbe stato l'ammontare delle imposte (in valore assoluto e come percentuale sui profitti) che avrebbe pagato allo stato Italiano se tale consociata fosse soggetta a tassazione sui dividendi in Italia?

Risposta: I dividendi distribuiti dalla società sarebbero soggetti a imposizione in Italia una volta distribuiti lungo la catena partecipativa al suo azionista ad Eni SpA, nell'esercizio in cui sono percepiti, con aliquota del 38% sino al 2013 e del 34% dal 2014, su di una base imponibile del 5%. Pertanto il possesso diretto, o indiretto della partecipazione tramite la catena societaria di controllo olandese non



modificherebbe l'importo d'imposta pagabile in Italia. Ciò a riprova che la tassazione in capo ad holding intermedie, in presenza di una politica di distribuzione integrale dei dividendi, quale quella adottata da Eni, genererebbe solo ulteriore doppia imposizione.

9 Compagnie registrate in Svizzera

9.1 Le tre aziende Eni Gas Transport Services SA (Lugano), Global Petroprojects Services AG (Zurigo) e Sigurd Rück AG (Zurigo) di diritto svizzero svolgono attività operativa in Svizzera? Nel caso non fosse così perché tali società hanno sede legale in Svizzera?

Risposta: Eni Gas Transport Services SA ha svolto attività operative in Svizzera dal 2011 (anno di costituzione) e, in data 20 Marzo 2013, a seguito del programma di riassetto del Trasporto Internazionale, l'Assemblea dei soci ne ha deliberato lo scioglimento e la messa in liquidazione.

GPS è una società di recruitment e gestione di personale internazionale per conto principalmente di società del Gruppo Saipem. Le attività sono svolte presso la propria sede di Zurigo, dove impiega oltre 300 persone.

Sigurd Rück è una società di riassicurazione captive di Saipem, soggetta alla normativa svizzera specifica per questo tipo di società, che svolge la propria attività presso la propria sede di Zurigo, dove impiega circa 10 persone.

Le tre società pagano imposte sui redditi solo in Svizzera dove sono residenti ed operano. L'Olanda non ha giurisdizione, In Italia non si applica la disciplina CFC in quanto le tre società non beneficiano di regimi fiscali privilegiati.



9.1.1 Quale è stato l'utile della Eni Gas Transport Services SA (Lugano) nel 2012 e 2013?

Risposta: Utile netto 2012: 582 mila CHF; Utile netto 2013: 332 mila CHF.

9.1.2 Quale è stato l'ammontare delle imposte pagate in Svizzera, Olanda e Italia da Eni Gas Transport Services SA (Lugano) (in valore assoluto e in percentuale sull'utile ante imposte)?

Risposta: Le imposte sono pagate solo in Svizzera.

	(migliaia di CHF)		
	2013	2012	Var.
Utile prima delle imposte	413	730	(317)
Imposte sul reddito	(81)	(142)	61
Utile netto	332	588	(256)
percentuale su ante imposte	19,61%	19,45%	19,24%

9.1.3 Quale è stato l'utile della Global Petroprojects Services (Zurigo) nel 2012 e 2013?

Risposta: Utile netto 2012: CHF 7.825.745; Utile netto 2013: CHF 10.150.910

9.1.4 Quale è stato l'ammontare delle imposte pagate in Svizzera, Olanda e Italia da Global Petroprojects Services (Zurigo) (in valore assoluto e in percentuale sull'utile ante imposte)?

Risposta: La società ha pagato imposte sui redditi solo in Svizzera dove è residente ed opera. Imposte pagate:

2012 CHF 2.186.029;

2013: CHF 2.803.214.

In entrambi gli esercizi pari a circa il 22% dell'utile ante imposte.



9.1.5 Quale è stato l'utile della Sigurd Rück AG (Zurigo) nel 2012 e 2013?

Risposta: 2012: CHF 23.470.138; 2013: CHF 16.229.146.

9.1.6 Quale è stato l'ammontare delle imposte pagate in Svizzera, Olanda e Italia da Sigurd Rück AG (Zurigo) (in valore assoluto e in percentuale sull'utile ante imposte)?

Risposta: La società ha pagato imposte sui redditi solo in Svizzera dove è residente ed opera. Imposte pagate:

2012: CHF 6.304.820;

2013: CHF 4.498.577.

In entrambi gli esercizi pari a circa il 21% dell'utile ante imposte.

10 *Consociate aventi sede legale in Olanda*

10.1 Eni International BV è soggetta a tassazione sul reddito in Olanda sulla base degli interessi calcolati sui dividendi incassati?

Risposta: Sì essendo gli interessi attivi di EIBV in gran parte derivanti dall'impiego di liquidità ottenuta dai dividendi distribuiti dalle proprie partecipate, tali interessi sono sottoposti a tassazione secondo la normativa olandese.

10.2 Se sì, qual è stato l'ammontare della tassazione pagata (in valore assoluto e in percentuale sull'utile ante-imposte) sugli interessi calcolati sui dividendi incassati da Eni International BV nel 2012 e nel 2013?

Risposta: Gli interessi attivi sono stati sottoposti a tassazione nel 2012 e 2013 per l'ammontare rispettivamente di 1,2 milioni di dollari e di 81 mila dollari. La riduzione dell'ammontare degli interessi attivi del 2013 rispetto al 2012 è dovuta ad una forte riduzione dei depositi.



Il tax rate applicato e' pari al 20% sui primi 200 mila euro di imponibile e il 25% sulla parte di imponibile eccedente.

Anche se gli interessi attivi sono inclusi nella base imponibile olandese, Eni International BV non paga imposte per effetto dell'utilizzo di perdite fiscali pregresse e dell'esenzione riconosciuta ai dividendi percepiti.

- 10.3 L'articolo 87 della Normativa Fiscale italiana prevede che il 95% dei redditi da capitale derivante dalla cessione di azioni e altre partecipazioni da società di diritto italiano sia esentata dalla tassazione sul reddito applicata alle aziende (IRES); quindi solo il 5% delle rendite da capitale è tassato in Italia. In Olanda la percentuale di esenzione dalla suddetta tassazione ammonta al 100%, quindi evidentemente non vengono pagate tasse in Olanda sui redditi da partecipazione al capitale. Se Eni International BV avesse sede legale in Italia, sarebbe applicata l'aliquota fiscale del 27,5% (IRES) sul 5% dei dividendi incassati dalle società controllate?

Risposta: In Olanda le plusvalenze, come i dividendi, sono totalmente esenti dall'imposta sul reddito delle società, mentre in Italia le plusvalenze e i dividendi sono imponibili al 5%, e assoggettati ad aliquota pari al 38% (IRES). I redditi derivanti dalle plusvalenze/dividendi generati in capo ad Eni International BV sono soggetti ad imposizione in Italia nel periodo d'imposta in cui sono percepiti, da parte di Eni SpA. Pertanto, il conseguimento indiretto delle plusvalenze, così come dei dividendi, tramite Eni International BV non modifica l'imposta pagabile in Italia, in considerazione della politica di distribuzione di dividendi adottata da Eni International BV caratterizzata da un alto pay out ratio, prossimo al 100%.

- 10.4 L'utile netto di Eni International BV (da dividendi) è stato pari a 8,82 miliardi di dollari nel 2011. Se Eni International BV avesse avuto sede legale in Italia,



l'azienda avrebbe pagato 121,27 milioni di dollari come imposta sul reddito sul 5% del totale dei dividendi incassati (27,5% X 8,82 miliardi di dollari)?

Risposta: Come già evidenziato al punto precedente il medesimo importo d'imposta che Eni International BV pagherebbe se residente in Italia viene pagato da Eni S.p.A al momento dell'introito del dividendo in Italia. La politica di distribuzione dei dividendi dalle consociate estere raggiunge pressoché un pay out ratio del 100% del loro importo. Non esiste pertanto alcuna liquidità mantenuta all'estero che non viene rimpatriata al fine di non assoggettare al imposta la distribuzione dei dividendi all'azionista ultimo Eni SpA.

Occorre precisare che la maggior parte del risultato è costituita dalla rivalutazione delle partecipazioni secondo il metodo di valutazione a patrimonio netto (valutazione ad equity), con tale metodo i dividendi vengono stornati dal valore della partecipazione, la rivalutazione è quindi in gran parte costituita dai risultati delle controllate piuttosto che dai dividendi, che rappresentano gli utili dell'anno precedente e quindi già considerati nelle rivalutazioni precedenti.

10.5 Possiamo affermare che, visto che l'esenzione sui redditi da capitale è totale in Olanda, Eni non paga la tassazione sul 5% del totale dei dividendi maturati come sarebbe accaduto se la società avesse avuto sede legale in Italia piuttosto che ad Amsterdam, risparmiando in tal modo 121.27 milioni di dollari che in teoria avrebbe dovuto corrispondere all'erario italiano?

Risposta: Sulla base di quanto sopra rappresentato, l'affermazione risulta non corretta. Non viene eluso in Italia alcun importo di imposta. Ricordiamo inoltre che anche alle società controllate, quali Eni International BV, si applica la normativa CFC cosiddetta "White List" che sulla base dell'art.167, 8 bis del TUIR, attrae ad imposizione in Italia i redditi di controllate estere con sede anche nella UE che hanno conseguito piu' del 50% dei propri proventi da dividendi, al fine di



evitare il fenomeno di mantEnimento di attività all'estero non tassate in Italia, come paventato dalla domanda. In considerazione del proprio pay out verso l'Italia ove i dividendi sono soggetti a imposizione e alla dimostrazione che l'insediamento all'estero non rappresenta una costruzione artificiosa volta a conseguire un indebito vantaggio fiscale, Eni International BV, così come altre 14 controllate in paesi cosiddetti "White List", ha ottenuto dall'Agenzia delle Entrate la disapplicazione della normativa CFC.

10.6 Si può avere una copia dei Bilanci 2011, 2012 e 2013 di Eni International BV?

Risposta: I bilanci richiesti sono allegati alla presente.

11 *Oil spill nel Delta del Niger*

11.1 Amnesty International chiede ad Eni/NAOC di pubblicare tutte le misure adottate o pianificate, per prevEnire il sabotaggio e il furto di petrolio dagli impianti e di migliorare significativamente il monitoraggio della sicurezza delle infrastrutture petrolifere per prevEnire atti di sabotaggio e furto.

Risposta: Eni ritiene che il supporto del Governo e di NNPC (Nigerian National Petroleum Corporation, che detiene il 60% della NAOC Joint Venture) oltre che la cooperazione con le altre International Oil Companies (IOC) sia indispensabile per risolvere i problemi derivanti da sabotaggi e furto di olio, in termini di effetti sull'ambiente e di riduzione della produzione venduta, revenues per le IOC e per il Governo. A partire dal 2012 il Governo ha attivato una iniziativa, denominata "Pulo Shield", per combattere questo fenomeno.

Problemi analoghi sono riportati dalle altre IOC operanti nell'area.

Nello specifico, NAOC e' impegnata costantemente a segnalare alle autorità governative e alle forze dell'ordine il fenomeno, nel tentativo



di ridurlo/eliminarlo e coinvolge personale delle Comunità nell'attività di monitoraggio delle linee.

Le misure adottate comprendono:

- la collaborazione continua con le Autorità Governative e con le Comunità locali;
- incontri periodici di coordinamento su base mensile con autorità governative nazionali (Presidente, Ministro del Petrolio, Capo della Difesa, Governatori) e con i Partner;
- il rinnovo dei contratti di sorveglianza delle linee affidati a personale delle Comunità locali nelle aree non interessate direttamente dal fenomeno;
- la razionalizzazione dei contratti di sorveglianza delle linee più critiche interessate dal fenomeno.

NAOC ha inoltre incrementato il monitoraggio sistematico delle linee tramite sorveglianza aerea al fine di identificare con la maggiore tempestività possibile le attività illegali di furto del petrolio e le conseguenti attività di trasporto e/o raffinazione illegale.

Al fine di scoraggiare le interferenze illegali per il furto dell'olio, sono inoltre attuate:

- misure di protezione meccanica aggiuntiva sulle linee interessate dalle azioni interferenti, quali l'installazione di valvole, gabbie e dadi anti-manomissione;
- misure di controllo aggiuntivo sul posto, tramite l'incremento dei check points da parte delle autorità competenti.

In aggiunta a quanto sopra, sono in corso le attività di ricerca e sviluppo finanziate direttamente da Eni (investimento complessivo di circa 9,5 milioni di euro per l'intero progetto) per l'applicazione di tecnologie avanzate finalizzate all'identificazione tempestiva dei



fenomEni d'interferenza sulle linee e alla mitigazione dell'impatto di tali fenomEni. Tra queste iniziative si segnalano in particolare:

- **Monitoraggio anti-intrusione tramite utilizzo di fibra ottica;**
- **Utilizzo di idrofoni per localizzare le perdite;**
- **Applicazione di metodi di calcolo sui transitori di pressione per definire la localizzazione delle perdite;**
- **Uso di barriere meccaniche, sfere/solidi, immessi nella linea per ostruire la fuoriuscita dei fluidi, applicazione di agenti chimici e utilizzo di polimeri come possibili sigillanti**

11.2 Amnesty International chiede ad Eni/NAOC di pubblicare informazioni su tutte le misure adottate per fermare le fuoriuscite di petrolio e per bonificare le aree interessate dagli sversamenti.

Risposta: Le misure adottate da NAOC in risposta agli eventi di fuoriuscita di petrolio dalle linee sono disponibili pubblicamente alla pagina web del sito NAOC:

http://www.Eni.com/en_NG/sustainability/environment/response-to-oil-spills/response-to-oil-spills.shtml

11.3 Amnesty International chiede ad Eni/NAOC di dichiarare pubblicamente lo stato di bonifica, ripristino e decontaminazione di tutti gli oil spill. Ciò dovrebbe includere la comunicazione al pubblico del momento in cui è iniziata l'opera di bonifica, la metodologia applicata, e la data in cui si ottiene la certificazione di avvenuta bonifica o ripristino.

Risposta: La metodologia applicata da NAOC per la bonifica dei siti contaminati dagli oil spill è disponibile pubblicamente alla pagina web del sito NAOC:



http://www.Eni.com/en_NG/sustainability/environment/response-to-oil-spills/response-to-oil-spills.shtml

Nell'ambito dell'iniziativa per rendere piu' trasparente la comunicazione dei dati di spill promossa da Eni/NAOC e denominata Oil Spill Mangement Continuous Improvement, e' stato previsto lo sviluppo di un sistema di monitoraggio e follow up degli eventi di oil spill aggiornato in tempo reale, grazie all'utilizzo di tecniche basate sul GIS (Geographical Information System).

La prima fase di tale sviluppo e' stata concretizzata con la pubblicazione, a partire dal 18 Marzo del 2014, dei dati di oil spill disponibili pubblicamente alla pagina web del sito "NAOC sustainability".

Eni/NAOC conferma l'impegno al miglioramento continuo della gestione della comunicazione dei dati di spill, che prevede come fase di sviluppo successiva, l'implementazione di un sistema di certificazione della gestione degli eventi di spill, dalla notifica iniziale al collaudo di fine bonifica.

- 11.4 Amnesty International chiede ad Eni di assicurare che il flusso di petrolio sia sempre interrotto e di pubblicare una conferma verificabile che ciò sia stato fatto.

Risposta: In caso di fuoriuscita di petrolio, NAOC procede tempestivamente all'isolamento/chiusura delle linee coinvolte, chiudendo i pozzi afferenti e/o interrompendo la produzione direttamente dalla flow station. Tali misure sono necessarie al fine di minimizzare l'impatto sull'ambiente e garantire le condizioni minime di sicurezza necessarie per le successive operazioni di accertamento e verifica congiunta della causa di spill da parte degli stakeholder, oltre alla successiva riparazione della linea.



Viene contestualmente mobilitata immediatamente sul posto la squadra di primo intervento, per valutare la necessità di misure di contenimento al fine di limitare la diffusione della fuoriuscita e favorire il recupero del greggio. Solo in caso di problemi di sicurezza (le Comunità che impediscono al personale NAOC l'accesso al sito di spill), l'azione di risposta viene forzosamente ritardata.

L'azione di risposta viene attivata indipendentemente dalla causa dello spill, che è accertata in una fase successiva, durante la verifica congiunta (JIV – Joint Investigation Visit).

In caso di condizioni di rischio non accettabile per la tutela dell'ambiente e per la sicurezza delle persone, NAOC, in qualità di operatore dalla Joint Venture, ha inoltre facoltà di sospendere per periodi più prolungati le attività di produzione, al fine di consentire i lavori di riparazione necessari e il ripristino dell'integrità delle linee, come già effettuato con la dichiarazione di causa di forza maggiore il 21 marzo 2013.

- 11.5 Amnesty International chiede ad Eni di fornire una spiegazione chiara per la data di inizio di ogni oil spill e di registrare la data in cui la fuoriuscita è stata segnalata ad Eni e come è stata segnalata.

Risposta: (Vedi Risposta 11.2) La segnalazione di una fuoriuscita di spill viene solitamente ricevuta da NAOC attraverso notifica da parte delle squadre preposte alla sorveglianza delle linee sia via terra che attraverso elicottero; in tali casi l'identificazione e l'accertamento dell'evento di spill sono contestuali alla data e ora della segnalazione.

In alcuni casi, più rari, la segnalazione viene ricevuta da rappresentanti delle Comunità locali; per tali casi l'identificazione e l'accertamento dell'evento di spill sono vincolati dalla disponibilità delle Comunità locali a garantire l'accesso al sito al personale NAOC



In ogni caso, al ricevimento della segnalazione, NAOC attiva le azioni di risposta descritte al punto 11.4, indipendentemente dalla causa dello spill.

- 11.6 Pubblicare tutte le joint investigations visit (JIV), le fotografie e i filmati dal 2000, assicurare che le fotografie siano chiare e che forniscano prove verificabili delle cause e delle aree impattate, garantire, dove possibile, che le riprese video possano consentire una verifica indipendente sull'entità della fuoriuscita dei flussi di petrolio nel momento delle JIV e pubblicare i dettagli di come e quando il flusso di petrolio è stato fermato o una parte del sistema è stata isolata.

Risposta: (Vedi Risposta 11.3) Nell'ambito dell'iniziativa per rendere più trasparente la comunicazione dei dati di spill promossa da Eni/NAOC e denominata Oil Spill Management Continuous Improvement, è stato previsto lo sviluppo di un sistema di monitoraggio e follow up degli eventi di oil spill aggiornato in tempo reale, grazie all'utilizzo di tecniche basate sul GIS (Geographical Information System).

La prima fase di tale sviluppo e' stata concretizzata con la pubblicazione, a partire dal 18 Marzo del 2014, dei dati di oil spill disponibili pubblicamente alla pagina web del sito "NAOC sustainability".

Eni/NAOC conferma l'impegno al miglioramento continuo della gestione della comunicazione dei dati di spill, che prevede come fase di sviluppo successiva, l'implementazione di un sistema di certificazione della gestione degli eventi di spill, dalla notifica iniziale al collaudo di fine bonifica.



11.7 Accettare di partecipare ad un progetto congiunto con Amnesty International per esaminare tutte le JIVs, le riprese video e le fotografie dal 2000, con l'obiettivo di: aumentare la trasparenza e la fiducia del pubblico, identificare e correggere eventuali inesattezze o errori del passato, chiarire i problemi di fondo e sviluppare soluzioni.

Risposta: Eni/NAOC e' sempre stata disponibile a collaborare con gli stakeholder nell'ambito del miglioramento continuo della gestione della comunicazione dei dati di spill. Con l'obiettivo di migliorare ulteriormente la trasparenza e affidabilità dei dati pubblicati, NAOC prevede l'implementazione di un sistema di certificazione della gestione degli eventi di spill da parte di Ente terzo accreditato.

11.8 Assicurarsi che il flusso di petrolio sia sempre interrotto e pubblicare una conferma verificabile che ciò è stato realizzato.

Risposta: (Vedi risposta 11.4).

11.9 Assicurarsi che le JIVs non siano firmate a meno che tutti i dati previsti siano stati alimentati. Revisionare il modo in cui il volume di petrolio fuoriuscito viene calcolato, anche attraverso l'utilizzo delle migliori tecnologie disponibili e la pubblicazione di prove verificabili.

Risposta: Eni/NAOC conferma l'impegno al miglioramento continuo della gestione della comunicazione dei dati di spill, che prevede come fase di sviluppo successiva, l'implementazione di un sistema di certificazione della gestione degli eventi di spill, dalla notifica iniziale al collaudo di fine bonifica, inclusa l'implementazione di metodi più avanzati, secondo le migliori tecnologie disponibili, per la quantificazione dei volumi di greggio fuoriuscito.



11.10 Fornire le seguenti informazioni: Età di tutte le infrastrutture petrolifere; lo stato d'integrità fisica di tutte le infrastrutture; tutti i JIVs e fotografie associate e filmati per le perdite dal 2000.

Risposta: (Vedi risposta 11.6) Si riporta nella tabella di seguito la lista delle infrastrutture petrolifere (flow stations, plants and terminal) con il relativo anno di inizio attività.

Tali asset sono inclusi nel programma NAOC di asset integrity.

Asset	
AKRI	1973
EBOCHA	1970
IDU	1973
OSHIE	1973
OBOB GAS PLANT	1985
KWALE GAS PLANT	1978
IRRI FS	2005
CLOUGH CREEK	1982
OGBAINBIRI	1994
OBAMA	1973
TEBIDABA	1973
BENIBOYE	1985
BRASS TERMINAL	1973



11.11 Migliorare significativamente il monitoraggio della sicurezza delle infrastrutture di petrolio al fine di evitare il sabotaggio e il furto ed impegnarsi ad attuare la migliore tecnologia disponibile per prevEnire fuoriuscite di petrolio nel Delta del Niger.

Risposta: (Vedi risposta 11.1)

11.12 Pubblicare tutte le misure adottate o previste per prevEnire il sabotaggio e il furto di petrolio dagli impianti.

Risposta: (Vedi risposta 11.1)

12 NAOC

12.1 Quale tipo di controllo esercita Eni sulla società NAOC in relazione ai casi di oil spills verificatisi alle pipeline nel Delta del Niger?

Risposta: A partire dal 2009 Eni ha sviluppato un Nuovo Sistema Normativo, per razionalizzare e semplificare le procedure aziendali, con l'obiettivo di dare una maggiore enfasi sul ruolo di direzione e coordinamento sulle società controllate, tra cui NAOC, nel rispetto dell'autonomia gestionale delle stesse che include anche la tutela dell'ambiente, sicurezza e incolumità pubblica.

12.2 Negli eventi di oil spills non dovuti a sabotaggi, quali misure ha adottato Eni per verificare gli eventuali obblighi della NAOC relativi al pagamento di danni ambientali e ripristino siti?

Risposta: Gli interventi di bonifica sono assegnati a Contrattisti locali autorizzati dalle Autorità competenti, come il Dipartimento delle Risorse Petrolifere. In particolare, se le fuoriuscite di petrolio sono dovute ad errori operativi (guasto attrezzature), ecc .., gli interventi



sono assegnati a Contrattisti appartenenti alle Comunità dove le fuoriuscite di petrolio si sono verificate.

In aggiunta a quanto sopra, NAOC adempie agli obblighi relativi al pagamento di danni ambientali in linea con il sistema Normativo locale vigente, che prevede la compensazione solo in caso di spill dovuti ad errori operativi.

Eni, attraverso specifiche attività di audit, verifica il rispetto e la conformità della corretta applicazione del sistema Normativo presso le società controllate.

- 12.3 Quali sono le procedure di controllo e linee guida manageriali adottate da Eni per fare in modo che la NAOC rispetti gli standard di sicurezza e normativi previsti dal Codice Etico di Eni?

Risposta: Eni ha adottato linee guida manageriali (Management System Guidelines – MSG), comuni a tutte le realtà Eni, con la finalità di favorire una gestione sistematica dei diversi processi operativi, assicurando il rispetto di leggi, regolamenti o norme di autodisciplina.

Eni, attraverso specifiche attività di audit, verifica il rispetto e la conformità della corretta applicazione del Sistema Normativo presso le società controllate.

NAOC, inoltre, ha in essere un Sistema di Gestione Integrato HSE in accordo con ISO 14001 e OHSAS 18001 e in linea con le linee guida denominate Management System Guidelines (MSG) e il Codice Etico Eni.

Il Sistema NAOC di Gestione Integrato HSE è periodicamente oggetto di audit per la certificazione da parte di Ente terzo accreditato.



12.4 Nei casi in cui la NAOC rifiuti di implementare quanto previsto dal Codice Etico (per esempio nei casi di bonifica dei siti inquinati), quali misure può adottare Eni?

Risposta: Il sistema Normativo di Eni prevede sanzioni e azioni disciplinari a carico dei dipendenti che violano le suddette norme.

12.5 Quali misure adotta Eni per prevenire eventuali claims da parte della popolazione nigeriana presso l'autorità giudiziaria locale in relazione a presunte violazioni da parte di NAOC degli obblighi di risarcimento dei danni ambientali e ripristino siti a seguito di oil spills illegali?

Risposta: NAOC ha implementato una procedura dedicata alla gestione delle compensazioni come misura per regolare il pagamento degli indennizzi nei casi disciplinati dalla Normativa locale (fuoriuscita di greggio causata da eventi non riconducibili a sabotaggio e furto di olio).

Eni, attraverso specifiche attività di audit, verifica il rispetto e la conformità della corretta applicazione del sistema Normativo presso le società controllate.

12.6 Sulla base degli annunci pubblici assunti da Eni - annunci mai onorati dalla NAOC - in relazione alla riduzione a zero delle pratiche del gas flaring - quali misure sta adottando Eni per imporre a NAOC il rispetto di tali impegni?

Risposta: In Nigeria dal 2007 al 2013 è stato ridotto il flaring di oltre il 73% e nei primi mesi del 2014 la riduzione si attesta a valori oltre 80% il tutto attraverso importanti progetti conclusi nel 2012-2013. A oggi, viene mandato in flaring solo il 6%, mentre il restante 94% è utilizzato.

Si prevede inoltre entro il 2017 l'avvio di 5 importanti iniziative che porteranno al riutilizzo pressoché totale del gas associato prodotto in



modo da giungere a zero gas flared (non operational) entro il 2017. Tutto ciò in un contesto di funding limitato da parte del sEnior partner.

I risultati sono pubblicamente consultabili alla pagina web del sito "NAOC sustainability":

http://www.Eni.com/en_NG/sustainability/environment/flaring-down-projects/flaring-down-projects.shtml

13 *Contenziosi legali e compliance con la legge anticorruzione*

13.1 Perché l'ammontare del fondo rischi su contenziosi legali ed altri contenziosi si è sostanzialmente ridotto nel 2013?

Risposta: Come indicato nella relazione finanziaria annuale 2013 nella nota n. 28 al bilancio consolidato "Fondi per rischi e oneri" a pg. 164:

"Il fondo rischi per contenziosi di €860 milioni accoglie gli oneri previsti a fronte di penalità contrattuali, contenziosi legali, procedimenti arbitrari di natura commerciale e sanzioni per procedimenti antitrust e di altra natura. Il fondo è stato stanziato sulla base della miglior stima della passività esistente alla data di bilancio nel settore Gas & Power per €440 milioni e nella Syndial SpA per €157 milioni. Gli accantonamenti e gli utilizzi a fronte oneri rispettivamente di €431 milioni e €781 milioni sono riferiti principalmente al settore Gas & Power e sono relativi alla revisione del prezzo di alcuni contratti di acquisto e vendita gas di lungo termine anche in base alla definizione di lodi arbitrari. Gli utilizzi per esuberanza di €209 milioni riguardano principalmente il settore Gas & Power."

13.2 Eni può fornirci l'apertura del fondo tra contenziosi legali ed altri contenziosi (€860 milioni nel 2013) con il dettaglio in particolare degli



accantonamenti per ogni contenziosi in corso (Algeria, Iraq, Kazakhstan, ecc...)?

Risposta: L’informativa sui fondi per rischi e oneri presentata nel bilancio Eni (si fa riferimento alla nota n. 28 al bilancio consolidato “Fondi per rischi e oneri” a pg. 164) è definita sulla base delle disposizioni dei principi contabili internazionali. In particolare lo IAS 37, paragrafo 87 richiede di fornire le informazioni, la quantificazione della consistenza del fondo a fine periodo e delle variazioni di periodo (incrementi/decrementi) aggregandole per classi di rischio omogenee, quando la loro natura è sufficientemente simile. Non è pertanto richiesta la presentazione di disclosure per singoli contenziosi. Il comportamento adottato dall’Eni risulta in linea con le best practices internazionali anche di industry differenti.

Ai fini di ulteriore trasparenza informativa, nella nota del bilancio consolidato n. 35 “Garanzie, Impegni e Rischi” – paragrafo Contenziosi (v. pg. 184 della relazione Finanziaria Annuale 2013) - è indicata una sintesi dei procedimenti legali più significativi per i quali, salva diversa indicazione, non è stato effettuato alcuno stanziamento poiché Eni ritiene improbabile un esito sfavorevole dei procedimenti ovvero perché l’ammontare dello stanziamento non è stimabile in modo attendibile.

13.2.1 Eni ha in programma di aumentare l’ammontare degli accantonamenti nel 2014 in previsione di “future significative perdite” relative ai contenziosi legali in corso?

Risposta: Gli accantonamenti ai fondi per rischi e oneri, compresi gli accantonamenti per contenziosi legali, sono frutto di processi di stima nei quali il management valuta tutti gli elementi conoscitivi disponibili alla data della stima, e rappresentano la migliore stima dell’ammontare che l’impresa razionalmente pagherebbe per estinguere l’obbligazione



o per trasferirla a terzi. Pertanto alla data di bilancio sono stati stanziati tutte le obbligazioni probabili, derivanti da eventi passati, il cui adempimento sarà oneroso e per le quali sia possibile operare una stima attendibile.

13.3 Saipem SpA nel 2013 ha stipulato un cosiddetto "tolling agreement" per estendere il termine di prescrizione applicabile a eventuali violazioni di leggi federali degli Stati Uniti in relazione ad attività pregresse di Saipem e relative subsidiaries (pagina 185 dell' annual report 2013). Perché Saipem ha stipulato tale accordo? Ci sono motivazioni legali?

Risposta: Questa domanda va rivolta alla Saipem SpA

13.4 La US SEC e il DOJ ha intrapreso delle indagini in materia (presunto reato di corruzione in Algeria; pagina 185 dell' Annual Report 2013). Eni ha in previsione di accantonare ulteriori fondi in relazione alle suddette indagini proporzionalmente alle eventuali tangenti corrisposte?

Risposta: Allo stato attuale dei fatti e delle analisi in corso, non esistono elementi sufficienti ad accertare l'esistenza di un'obbligazione probabile, né a operare una stima attendibile dell'eventuale passività.



Domande pervenute dall'azionista **Mario Croce**

- 1 Chiedo quando scadono gli affitti dei palazzi uffici usati da Eni e dalle sue consociate a San Donato Milanese (Mi) e a Roma. In funzione di tali scadenze , quale è la politica a tale riguardo di Eni: ha intenzione di costruire o acquistare in futuro i propri palazzi uffici?

Risposta: La rinegoziazione degli affitti condotta nell'ultimo triennio ha consentito di ridurre il costo locativo degli uffici direzionali di San Donato Milanese e Roma mediamente del 20-30% circa, mentre ulteriori e maggiori risparmi sono attesi a partire dal 2017 per effetto del completamento dei progetti immobiliari che consentiranno di ridurre il cost of occupancy essendo gli uffici in proprietà assai meno costosi di quelli delle sedi che verranno rilasciate.

In particolare, i contratti di affitto relativi agli immobili che verranno rilasciati a beneficio dei nuovi uffici che Eni sta realizzando a San Donato Milanese (nuovo centro direzionale Eni) hanno una scadenza compresa fra il 2017 e il 2018, date in cui saranno disponibili i nuovi uffici in proprietà.

Viceversa le altre sedi direzionali, i cui contratti di locazione sono stati recentemente rinegoziati, hanno la scadenza del primo periodo locativo prevista al 2021.

Eni continua la sua politica immobiliare basata su un giusto mix fra immobili in affitto e immobili in proprietà, per assicurare la necessaria flessibilità alle migliori condizioni di mercato.



Domande pervenute da **Brewin Dolphin**

A. *In April 2011, Eni together with Shell, agreed to pay US\$1.1 billion for Nigerian oil block OPL-245. This money was paid to the Nigerian Government, only to be paid onwards via an escrow arrangement to Malabu Oil & Gas - a company controlled and substantially owned by Dan Etete, convicted of money laundering in France in 2007. Etete gave his company (and thus himself) the oil block in 1998 when he was Nigeria's Oil Minister during the Abacha dictatorship.*

- 1 Eni has said that it only paid the Nigerian Government for OPL-245. Did Eni, or its officials know that the funds would be paid onwards to Malabu?
- 2 If the answer to that question is "no", please explain how the "Block 245 Resolution Agreement" signed by Eni states, "for the payment by NAE of the sum of US\$1,092,040,000 into an escrow account for the purpose of the FGN settling all and any existing claims and/or issues over Block 245...". Who else but Malibu could credibly have been intended to receive these funds on the basis of this agreement?
- 3 Given that Eni is party to a "Resolution Agreement" with the Nigerian Government on OPL 245, and that it had no previous interest in the oil field, what was the issue that was being resolved?
- 4 Eni has said this deal was with the Nigerian Government, and yet the Nigerian Attorney General has said that "Shell and Eni agreed to pay Malabu through the Federal Government acting as an obligor." Who is telling the truth? Eni, or the Attorney General?
- 5 Recently, the legal counsel for Eni told the Italian Senate that Eni had no dealings with Malabu. If this is the case, how does Eni explain the fact that court documents demonstrate that personal meetings took place between Eni officials, including Vincenzo Armanna, Claudio Descalzi and Roberto Casula and Mr Etete, between 2009 and 2011?
- 6 If these meetings were not to discuss OPL-245, what was their purpose?
- 7 In a ruling in the UK High Court in 2012, Lady Justice Gloster determined that Eni had made a direct offer to Malabu on the 30th October 2010. How is this consistent with the claims by Eni Counsel to the Italian Senate?
- 8 Court documents have made reference to several meetings held at the offices of the Nigerian Attorney General, involving representatives of Eni, Shell and Malabu. At one meeting, on or around the 15th November 2010, a sale price



was agreed. If the deal to acquire OPL-245 was in fact with the Nigerian Government, why was Malabu involved in discussions about the price? How is this consistent with the statement by Eni's legal counsel to the Italian Senate.

- 9 What are we as shareholders to make of an accusation by Dan Etete, at the High Court in London, that the size of the demanded commission by Emekar Obi (one of the supposed brokers of the deal) – at approximately 18% - was intended to be shared between him and some Eni executives? Did the huge size of this commission raise any red flags in Eni's due diligence process? If not, why not?
- 10 Speaking of due diligence, what did Eni understand to be the involvement/role of Etete in Malabu?
- 11 If you acknowledge that some of Eni's senior officials were in fact involved in direct discussions with Malabu and Etete regarding the acquisition of OPL-245, on what basis do you think this is consistent with your obligations under Eni's Deferred Prosecution Agreement with the US Department of Justice?
- 12 How does this constitute appropriate risk-management for investors?

B. The Italian press has reported on telephone conversations, recorded by the Italian Police, and their subsequent discussion between public prosecutor Woodcock, and Eni's former CEO, Paulo Scaroni. See for example, the following article from Lettera 43.it from 22nd June 2011: <http://www.lettera43.it/economia/aziende/19360/favori-a-mia-insaputa.htm> Published transcripts refer to discussions between Eni officials and Luigi Bisignani. Also, a Mr Gianluca Di Nardo is referred to. During these conversations, Mr Scaroni also refers to the OPL-245 oil block in Nigeria. The following questions relate to these reported transcripts:

- 1 Mr Scaroni denied being the person using the telephone number ending 1341 in a conversation with Mr Bisignani about the OPL-245 deal in Nigeria. Can Mr Descalzi provide a similar categorical denial?
- 2 If Mr Descalzi was not using number 1341, then was another Eni official using the number? If so, who?
- 3 Why were Eni officials discussing a prospective oil deal with Mr Bisignani at all?



- 4 Given Mr Descalzi's recent promotion to CEO of Eni, will he clarify in detail his role in the OPL-245 deal?
- 5 What is the relationship between Eni, its officials and Mr Bisignani? Why was Mr Bisignani calling Mr Scaroni's personal secretary?
- 6 What was the role of Gianluca Di Nardo, both during the negotiations for OPL-245 between 2009 and 2011, and in the final deal arrangement?
- 7 In the telephone transcripts, someone named as "the man" is referred to. Who was "the man"?
- 8 What does Eni understand to be the relationship between Mr Di Nardo and Mr Obi? Please explain their roles in the negotiations for OPL-245?

Risposta: Come è stato già comunicato dall'Amministratore Delegato di Eni nel corso dell'assemblea degli azionisti di Eni del 2013 in risposta ad una specifica domanda del signor Simon Taylor, il blocco OPL 245 è stato oggetto dal 1998 di almeno 7 dispute giudiziali o arbitrali anche a livello internazionale che hanno coinvolto il Governo della Nigeria, Shell e la società Malabu.

Tali società reclamavano diritti sul blocco a seguito di diverse assegnazioni dello stesso da parte del Governo nigeriano che, come noto, nel corso degli ultimi 13 anni ha visto avvicinarsi diversi Presidenti e Ministri del Petrolio.

Eni non è mai stata parte di queste dispute che hanno riguardato unicamente le tre predette parti e la risoluzione delle quali era condizione base per poter procedere ad una riassegnazione finale del blocco.

Eni aveva originariamente considerato la possibilità di acquisire una partecipazione nel blocco OPL 245 dalla società Malabu, attraverso un processo di gara da questa lanciato e gestito dal suo Advisor Eleda Venture Partner (EVP).



In relazione ad un asserito ruolo di Dan Etete nella società Malabu, non furono individuate chiare evidenze nell'ambito delle verifiche preliminari condotte dall'ufficio legale Eni ai sensi delle procedure anticorruzione, in particolare in relazione alla riconducibilità allo stesso della società.

In tal senso, ci sono stati diversi incontri fra Eni e i rappresentanti dell'Advisor EVP e del suo consulente banca Reiffesen; nell'ambito di questo processo è però emerso che non solo vi erano dubbi sulla titolarità del blocco da parte di Malabu (e dunque sul diritto della Malabu a poterne riassegnare una quota) ma a causa delle dispute in essere qualunque processo di vendita sarebbe stato invalidato da Shell che oltre a recriminare il titolo della licenza aveva speso più di trecento milioni di dollari in attività esplorativa il cui successo aveva completamente derischiato il blocco. Inoltre era stata avviata presso la Corte Federale della Nigeria una causa da presunti precedenti azionisti della Malabu in relazione alla proprietà delle azioni della società stessa.

Per queste ragioni e per il forte disallineamento sul valore del blocco Eni si è ritirata, interrompendo il processo.

Il Governo della Nigeria si è trovato nella situazione di avere una importante risorsa petrolifera il cui sviluppo ormai da diversi anni era bloccato. Pertanto, ha ritenuto che dovesse procedere a ritirare il blocco OPL 245 per riassegnarlo a un consorzio di società che avessero le capacità tecniche e finanziarie per svilupparlo (inclusa la società Shell che sul blocco aveva, come detto, già effettuato investimenti esplorativi).

Quindi, il Governo della Nigeria, per il tramite dell'Attorney General e Ministro della Giustizia del Governo Federale, ha aperto un tavolo negoziale con Shell e la stessa Eni (titolare del blocco limitrofo OPL 244



sul quale aveva studiato e lavorato) al fine di trovare una possibile soluzione per l'assegnazione definitiva del blocco stesso superando i contenziosi in essere. Per questa ragione agli incontri vennero anche invitati dall'Attorney General due directors della società Malabu.

I contatti con Malabu o con suoi rappresentanti non erano inibiti né vincolati dai termini del deferred prosecution agreement concernente altra vicenda. In ogni caso, si sottolinea nuovamente che nessun accordo commerciale è stato raggiunto da Eni con la società Malabu.

Dopo lunghe trattative che hanno coinvolto oltre al Ministero della Giustizia, il Ministero del Petrolio e la Nigerian National Petroleum Corporation (società di stato), nel maggio 2011 il Governo della Nigeria ha quindi assegnato direttamente a Eni e Shell il blocco OPL 245 libero da qualsiasi onere o disputa. I relativi accordi sono stati conclusi da Eni unicamente con il Governo Federale rappresentato dal Ministro del Petrolio, dal Ministro della Giustizia e dal Ministro delle Finanze. Nessun accordo è stato concluso da Eni con la società Malabu, come confermato in sede di audizione presso il Senato italiano.

Il pagamento del prezzo concordato è stato effettuato all'assegnazione del blocco al Governo della Nigeria su un conto corrente vincolato a nome del Governo presso una banca internazionale; era condizione per il pagamento al Governo che fosse garantito il vEnir meno dei contenziosi sul blocco a termini e condizioni ai quali ovviamente Eni era estranea. Non era escluso che ci potessero essere pagamenti transattivi, a cui Eni è stata assolutamente estranea, da parte del Governo della Nigeria a Malabu in contropartita della rinuncia di quest'ultima alle numerose dispute aperte sul blocco OPL 245, ai risarcimenti richiesti e quindi a qualsiasi diritto sul blocco stesso. Per Eni, infatti, contava unicamente che l'accordo avesse efficacia solo a fronte del trasferimento dei diritti senza dispute, incluse quella in essere tra Stato nigeriano, Shell e Malabu.



Era prerogativa, diritto e discrezionalità del Governo della Nigeria decidere come risolvere la disputa con Malabu.

Confermiamo inoltre che Eni non si è avvalsa di alcun intermediario nell'esecuzione della transazione e che nessun pagamento è stato effettuato da Eni alla società Malabu.

Eni non ha pagato alcun compenso a terzi in relazione all'assegnazione del blocco. L'aver negoziato l'assegnazione del blocco direttamente con il Governo della Nigeria senza l'intervento di intermediari conferma l'assoluta trasparenza dell'operazione.

Da informazioni pubbliche risulta che vi è stata una causa civile instaurata e decisa davanti alle corti inglesi fra soggetti terzi in materia di risarcimento danni; in particolare, l'advisor della Malabu, la società' Eleda Energy Venture, riteneva di avere diritto comunque ad un compenso da parte del suo cliente in relazione all'avvenuta transazione sul blocco OPL 245 in virtù del mandato ricevuto dalla società Malabu stessa. Né società del gruppo Eni né tantomeno suoi manager sono stati parti della causa. La decisione della corte inglese è stata resa nel luglio 2013 ed è pubblica. Nei documenti di causa si fa riferimento a contatti che sarebbero avvenuti tra rappresentanti Eni, rappresentanti di Malabu e/o il sig. Dan Etete. Al di là della non veridicità di molte delle affermazioni rese strumentalmente dalle parti in causa, eventuali contatti con la società' Malabu, come già indicato, sono stati unicamente volti a verificare la legittimità e il merito da questa rappresentate circa la titolarità del blocco 245 ai fini di una possibile compravendita, mai avvenuta per l'esito negativo delle verifiche sulla piena titolarità di Malabu al blocco stesso.

In aggiunta, si sottolinea che il giudice della causa inglese nella citata decisione esclude categoricamente che vi possa essere stato un comportamento di tipo fraudolento da parte di rappresentanti di Eni.



Infatti, una delle parti in causa (Malabu), nel tentativo di dare supporto alla propria tesi difensiva, aveva sostenuto nei propri atti che vi sarebbe stato un piano fraudolento che alcuni rappresentanti di Eni avrebbero inteso porre in essere ai danni di Eni stessa. Al riguardo, il giudice inglese rileva: "I reject these allegations of a fraudulent conspiracy between EVP and the Eni representatives (and indeed others) to perpetrate a fraud on Eni/NAE. I conclude that they are fabrications deliberately concocted to support Malabu's case. Apart from being inherently implausible, they are not supported by any contemporaneous documentation and featured for the first time as, and when, Chief Etete thought it appropriate to mention them. The manner in which he gave his evidence in relation to these matters was also highly unsatisfactory." (citazione tratta dalla decisione della corte inglese – paragrafo 87).

Si precisa inoltre che il livello delle commissioni di intermediazione pattuito tra EVP e Malabu non è mai stato reso noto a Eni.

RitEniamo importante sottolineare che per una transazione così complessa Eni adotta processi, regole e procedure, incluse procedure anti-corruzione, che coinvolgono varie funzioni della società.

Infine, a proposito delle notizie di stampa richiamate dal signor Simon Taylor, osserviamo che si tratta di estrapolazioni di atti di un procedimento penale avviato dalla Procura di Napoli che si è concluso senza che la società nè alcuno dei suoi manager siano stati indagati. Si può comunque rilevare che dalla lettura di quanto richiamato dalle notizie stampa di cui sopra non emergono fatti in contraddizione con quanto precedentemente esposto circa le modalità con le quali l'acquisizione è stata portata a termine.



Domande pervenute dall'azionista **Marco Bava**

- 1 Che rapporti ci sono stati o ci sono fra la dr.ssa Marcegaglia-Eni, e il dr. Bisignani e l'Eni?

Risposta: Con riferimento al bilancio all'ordine del giorno di questa assemblea non vi sono contratti assegnati da Eni a società riconducibili al Dott. Luigi Bisignani e alla Dott.ssa Emma Marcegaglia.

- 2 Siete a conoscenza dei gravi disagi provocati a Torino per aver richiesto due volte alla signora E.Pastore il pagamento delle bollette per circa €1.000 del gas a causa dei vs legali che non sono in grado di reperire bonifici regolarmente versati? Come pensate di risarcire dei danni la signora E.Pastore di Torino? Quante altre E. Pastore ci sono tra i vs clienti che subiscono il vs strapotere e la vs superficialità?

Risposta: Eni negli ultimi 4 anni ha perseguito il Programma "Best in class", coinvolgendo tutte le principali aree di contatto e gestione del cliente e ha investito prevalentemente su tre direttrici:

- ✓ **SISTEMI: Evoluzione e snellimento dei precedenti sistemi verso una piattaforma unificata con potenziamento delle capability tecniche sottostanti**
- ✓ **PROCESSI: Industrializzazione dei processi con:**
 - miglioramento della difettosità/performance di tutti i processi aziendali;
 - riduzione significativa dei tempi di gestione di ogni singola pratica con riduzioni rilevanti dei costi associati;
- ✓ **INNOVAZIONE, miglioramento della customer experience e customer satisfaction soprattutto investendo sulla multicanalità**



Tutte questo gestendo comunque 113 milioni di operazioni all'anno, di cui quasi 40 milioni di fatture con i relativi pagamenti.

Ad oggi i casi di difettosità delle operazioni gestite sono inferiori allo 0,5% e solo in casi eccezionali non prontamente risolte entro i due/tre mesi successivi.

Purtroppo il caso della signora Pastore, che è stata nostra cliente dal 2004 al 2011, rientra in uno di questi casi. In particolare la signora aveva accumulato un debito consistente dal 2008 al 2011 per il quale le era stato concesso un piano di rientro che la cliente ha iniziato a saldare a maggio 2012. Per un problema legato alle informazioni mancanti sul bonifico bancario gli incassi del 2012 sono stati acclarati solo nel 2013 portando al disservizio denunciato dalla cliente che però è stato definitivamente gestito nel 2013 con la restituzione dei pagamenti non dovuti.

- 3 Intanto con la crisi internazionale i consumi sono diminuiti, gli scenari cambiati e il prezzo di mercato del gas si è abbassato. Ed è successo che L'Eni ha perso il lodo arbitrale con Gas Terra olandese e con Edison, perché la fornitura con contratti take or pay era troppo cara. In tutto il mondo i grandi manager sono profumatamente pagati, proprio perché devono avere la vista lunga. Allora: nel 2007, quando i segni della crisi erano già tutti lì, perché Scaroni si è precipitato a prolungare contratti che scadevano dopo 20 anni senza chiedere la revisione del prezzo? È stato un errore o qualcuno si è avvantaggiato di questo favore fatto a Gazprom? Perché alla storia del grande freddo durato tre giorni in una settimana e dell'Ucraina che avrebbe chiuso i rubinetti, insomma, sembrano crederci un po' in pochi. Anche con la Libia sono stati rivisti i contratti, ma di fatto è stato lasciato tutto così com'era. Adesso Scaroni dice "dobbiamo ritirare del gas che non consumiamo, lo Stato deve farsene carico". Ma perché deve ricadere sulle nostre bollette l'effetto di una strategia così poco lungimirante



dove magari anche lo Stato ci ha messo del suo? Scaroni fa bene a dire "dobbiamo rivedere questi contratti"; ma oltre agli annunci, vada subito da Gazprom adire "le nostre aziende ci pagano meno, dobbiamo rinegoziare tutto". Quanto pagate il gas Russo in costi fissi e variabili? Quanto costa di piu' rispetto ai costi medi di mercato?

Risposta: I contratti di approvvigionamento e di vendita di lungo periodo contengono clausole di periodica revisione prezzo che prevedono, in caso di disaccordo fra le parti, il ricorso in arbitrato. Gli arbitrati fanno parte del normale processo di rinegoziazione dei contratti di approvvigionamento gas lungo periodo. Quanto ai lodi citati, la doverosa precisazione è che nel caso di Gasterra questi lodi hanno riconosciuto per gli anni 2005 e il 2006 che il prezzo che Eni pagava a Gasterra fosse troppo basso (e non troppo caro) rispetto all'andamento del mercato in quel periodo.

Quanto alla rinegoziazione dei contratti con Gazprom Export nel 2007, si precisa che l'estensione dei contratti di fornitura con il produttore russo non è intervenuta nel 2007 bensì risale e fu negoziata dall'allora Amministratore Delegato Eni Vittorio Mincato a maggio del 2005 e poi è stata finalizzata da Paolo Scaroni nell'ambito dell'accordo strategico Eni -Gazprom del 2006.

Al riguardo, per una completa comprensione del tema, e' importante sottolineare che, nel medesimo periodo, come Eni anche gli altri grossi acquirenti europei di gas, sia francesi sia tedeschi, formalizzarono analoghe estensioni dei rispettivi contratti di fornitura gas take or pay. Infatti, lo scenario atteso del mercato europeo del gas era all'epoca ben diverso da quello che purtroppo si è realizzato in questi ultimi anni per la nota crisi economica che ha determinato, fra l'altro, drastiche riduzione dei consumi di gas, specie per il settore industriale ed elettrico.



Peraltro dal 2008 in poi i round di rinegoziazione del prezzo dei contratti di lungo termine sono stati molteplici. Solo per citarne due conclusi nel 2013, Eni ha ottenuto sia da Gazprom Export sia da GasTerra una significativa riduzione del prezzo del gas.

Il prezzo medio di acquisto è un dato sensibile la cui pubblicazione pregiudicherebbe gli interessi commerciali della società soggetto a obblighi di confidenzialità sia nei rapporti con i fornitori che in quelli con i clienti.

- 4 Sul gas pesano gli accordi troppo onerosi con la Russia, nonostante i rapporti privilegiati e personali fra Putin e Berlusconi e mai deve venirci il sospetto che si sono fatti gli affari loro a spese nostre. E poi c'è il fronte che riguarda la corruzione, che coinvolge tutte le aziende petrolifere del mondo, ma nel caso di Eni, dopo la maxitangente Enimont, che ha determinato il crollo della "prima repubblica", l'occhio dovrebbe essere particolarmente vigile ma: Quanto abbiamo pagato di tangenti in Nigeria, Algeria, Kuwait, Iraq, Kazakhstan? Perché e chi le ha pagate?

Risposta: Eni non paga tangenti in nessun paese.

- 5 L'ex amministratore delegato Vittorio Mincato, che deve averne viste un pò, mi racconta alla Gabanelli di Report questo episodio: ottobre del 2002 riceve una telefonata da un dirigente dell'Eni che gli dice: "c'è una persona che ti deve parlare; ricevilo". Si presentano in due; il faccendiere italiano gli dice: "domani si chiude la gara per la posa dei tubi in Libia. Se dai il 6% a questa persona", indicando il libico che era con lui, "vincerà la Saipem". Mincato dice: "quella è la porta". Il giorno dopo senza sborsare un euro la Saipem vince comunque la gara perché, dice Mincato, nella posa dei tubi la Saipem possiede la miglior tecnologia al mondo e non ha bisogno di dare le stecche ai faccendieri per



vincere le gare". È un episodio, ma vorrà pur dire qualcosa. Tornando ad oggi, dieci anni dopo, ci sono due cose per noi difficili da capire: mentre ovunque si cerca di diversificare per ridurre i prezzi, per abbassare i prezzi, noi decidiamo di costruire un gasdotto che ci legherà sempre di più alla Russia, a cui svendiamo il gas estratto in Kazakhstan. E attorno agli idrocarburi russi e kazaki, si muove un mondo vicino a Berlusconi, che poi arriva sui campi di estrazione in Basilicata. Chi conosce i segreti di questo mondo, chi dovrebbe conoscere i segreti, è il presidente di Intesa a Mosca nonché console onorario russo a Verona. Che rapporti abbiamo con questa persona?

Risposta: Non ci risultano rapporti con questa persona.

6 Come è variato l'indebitamento e per cosa?

Risposta: L'indebitamento finanziario netto al 31 dicembre 2013 è pari a €15.428 milioni ed evidenzia una diminuzione di €83 milioni rispetto al 2012.

La riduzione è stata determinata dal flusso di cassa netto da attività operativa di €10.969 milioni e dagli incassi da dismissioni di €6.360 milioni che hanno coperto i fabbisogni connessi agli investimenti tecnici (€12.750 milioni) e finanziari (€317 milioni) e al pagamento dei dividendi e altri movimenti di patrimonio di €4.231 milioni (€1.993 milioni relativi all'acconto dividendo 2013 agli azionisti Eni).

Il flusso di cassa netto da attività operativa ha beneficiato del maggiore volume di crediti ceduti in factoring aventi scadenza successiva alla chiusura contabile (+€552 milioni, €2.755 milioni nell'esercizio 2013 rispetto a €2.203 milioni a fine 2012). Le dismissioni hanno riguardato il 28,57% di Eni East Africa, titolare del 70% dei diritti minerari dell'Area 4 di scoperta in Mozambico, alla compagnia cinese China National Petroleum Corporation (€3.386 milioni), l'11,69% del capitale sociale di Snam (€1.459 milioni), l'8,19% del capitale sociale di Galp



(€830 milioni) e asset non strategici nel settore Exploration & Production.

Di seguito la composizione dell'indebitamento finanziario netto a fine esercizio 2013 e il confronto con il 2012:

(€ milioni)	31 Dicembre 2012	31 Dicembre 2013	Var. ass.
Debiti finanziari e obbligazionari	24.463	25.879	1.416
<i>Debiti finanziari a breve termine</i>	5.184	4.891	(293)
<i>Debiti finanziari a lungo termine</i>	19.279	20.988	1.709
Disponibilità liquide ed equivalenti	(7.765)	(5.288)	2.477
Titoli held for trading e altri titoli non strumentali all'attività operativa	(34)	(5.037)	(5.003)
Crediti finanziari non strumentali all'attività operativa	(1.153)	(126)	1.027
Indebitamento finanziario netto	15.511	15.428	(83)
Patrimonio netto comprese le interessenze di terzi	62.558	61.174	(1.384)
Leverage	0,25	0,25	

7 A quanto ammontano gli incentivi incassati come gruppo suddivisi per tipologia ed entità?

Risposta: I contributi a fondo perduto e in conto esercizio relativi al 2013 sono irrilevanti.

8 Si è finanziato il Meeting di Rimini di CI? Per quanto?

Risposta: Nel 2013 Eni ha sponsorizzato il Meeting di Rimini con un importo di €150 mila.

9 Potete fornirmi l'elenco dei versamenti e dei crediti ai partiti, alle fondazioni politiche, ai politici italiani ed esteri?

Risposta: Nessuno.



10 Avete fatto smaltimento irregolare di rifiuti tossici?

Risposta: No.

11 Qual è stato l'investimento nei titoli di stato?

Risposta: A seguito della liquidità rivEniente dalla cessione del Gruppo Snam, Eni ha definito la costituzione e il mantEnimento di una riserva di liquidità nel rispetto di quanto definito nel Piano Finanziario in quanto a salvaguardia del capitale, disponibilità della liquidità e ottimizzazione del rendimento della liquidità strategica. In particolare la riserva di liquidità strategica del Gruppo (attivi finanziari più linee di credito committed) è finalizzata a: (i) fronteggiare identificati fattori di rischio che potrebbero alterare significativamente i cash flow previsti nel Piano Finanziario (es. modifiche di scenario e/o dei volumi di produzione, ritardi nell'esecuzione di dismissioni, effettuazione di acquisizioni opportunistiche); (ii) assicurare l'integrale copertura del debito a breve termine e la copertura del debito a medio lungo termine scadente in un orizzonte temporale di 24 mesi, anche nel caso di restrizioni all'accesso al credito; (iii) assicurare la disponibilità di un adeguato livello di elasticità operativa per i programmi di sviluppo Eni. Lo stock di attivi finanziari è impiegato in strumenti finanziari a breve termine e alta liquidabilità, privilegiando un profilo di rischio molto contenuto in particolare titoli di Stato e corporate bond di primari emittenti. Nel 2013, anno di costituzione della riserva, l'investimento netto in tali attivi finanziari è stato di circa €5 miliardi, di cui gli investimenti in titoli di Stato (o titoli pubblici) ammontano a €2 miliardi, di cui €0,8 miliardi in titoli italiani, come riportato alla pag. 137 della Relazione Finanziaria Annuale 2013.



12 Quanto costa il servizio titoli? e chi lo fa?

Risposta: Salvo quanto concerne il servizio di MonteTitoli, la Società non sostiene costi per servizi esterni in quanto la gestione del servizio titoli è effettuata da personale dipendente della Società.

13 Sono previste riduzioni di personale, ristrutturazioni? delocalizzazioni?

Risposta: Eni si caratterizza per un costante impegno nella crescita, nella realizzazione di investimenti in innovazione e tecnologie e sulle persone. Come già nel passato, Eni è comunque impegnata nel realizzare sui propri business quei processi di riorganizzazione e razionalizzazione che possano concorrere a potenziare e rafforzare la competitività dell'impresa in relazione all'evoluzione dello scenario economico e di business.

14 C'è un impegno di riacquisto di prodotti da clienti dopo un certo tempo? come viene contabilizzato?

Risposta: nessun impegno di riacquisto.

15 Gli amministratori attuali e del passato sono indagati per reati ambientali O ALTRI che riguardano la società? Con quali possibili danni alla società?

Risposta: Nella relazione al bilancio viene riportato sinteticamente quanto allo stato a conoscenza della società in merito a procedimenti penali, anche in materia ambientale, aventi caratteristiche di materialità ai fini dell'informativa. Le eventuali passività derivanti, sono riflesse in bilancio sulla base delle norme applicabili.



16 Ragioni e modalità di calcolo dell'indennità di fine mandato degli amministratori?

Risposta: Le indennità di fine mandato sono previste solo per l'AD/DG in relazione al mancato rinnovo o alla cessazione anticipata del proprio rapporto con la società. Tale indennità non è dovuta in caso di dimissioni non giustificate da una riduzione essenziale delle deleghe attribuite o in caso di licenziamento per giusta causa. Come riportato a pag. 16 nella Relazione sulla Remunerazione, l'indennità è definita in una componente fissa di importo pari a €3.200.000 e in una componente variabile determinata con riferimento al valore dell'incentivo monetario annuale calcolato rispetto alla media delle performance Eni del triennio 2011-2013.

17 Chi fa la valutazione degli immobili? Quanti anni dura l'incarico?

Risposta: Tramite processo di gara sono stati selezionati 3 fornitori principali di servizi relativi agli immobili incluse le valutazioni. Gli incarichi attribuiti hanno una durata biennale con opzione di proroga di un ulteriore anno.

18 Esiste una assicurazione D&O (garanzie offerte importi e sinistri coperti, soggetti attualmente coperti, quando é stata deliberata e da che organo, componente di fringe-benefit associato, con quale broker é stata stipulata e quali compagnie la sottoscrivono, scadenza ed effetto scissione su polizza)?

Risposta: Come da deliberazione assembleare del 25 maggio 2006, la società ha stipulato una copertura assicurativa D&O. La finalità della polizza è garantire la società, qualora chiamata a risponderne direttamente, o i suoi Directors e Officers da richieste di risarcimento



per errori commessi dagli stessi nell'esercizio delle proprie funzioni, escluse ipotesi dolose. Destinatari sono tutti i Directors e Officers dell'Eni SpA e delle società in cui detiene almeno il 50% del capitale. Ai fini della copertura sono considerati Directors e Officers gli Amministratori e i soggetti che ricoprono una posizione manageriale. La compagnia leader del programma assicurativo è AIG seguita da un panel di compagnie internazionali provviste di elevato rating. La polizza, di durata annuale, ha decorrenza 1 agosto di ogni anno. I termini e le condizioni sono quelle standard della prassi di mercato.

19 Sono state stipulate polizze a garanzia dei prospetti informativi (relativamente ai prestiti obbligazionari)?

Risposta: No, non è stata stipulata nessuna polizza a garanzia dei prospetti informativi.

20 Quali sono gli importi per assicurazioni non finanziarie e previdenziali (differenziati per macroarea, differenziati per stabilimento industriale, quale struttura interna delibera e gestisce le polizze, broker utilizzato e compagnie)?

Risposta: La risposta è illustrata alle pagine 100-103 (Rischio operation e connessi rischi in materia di HSE) della Relazione Finanziaria Annuale 2013. In aggiunta a quanto riportato si evidenzia che Eni utilizza nel mondo tutti i principali Lloyd's broker assicurativi così come le principali compagnie assicurative/riassicurative internazionali che siano provviste di un adeguato rating.

21 Vorrei sapere quale é l'utilizzo della liquidità (composizione ed evoluzione mensile, tassi attivi, tipologia strumenti, rischi di controparte, reddito finanziario ottenuto, politica di gestione, ragioni dell'incomprimibilità, quota destinata al TFR e quali vincoli, giuridico operativi, esistono sulla liquidità).



Risposta: A seguito delle significative dismissioni effettuate nel 2012 (in particolare cessione e deconsolidamento di Snam), Eni ha incrementato le disponibilità finanziarie dagli €1,5 miliardi del 2011 ai €10,3 miliardi del 2013; Eni ha quindi deciso di minimizzare il rischio di liquidità mantenendo stabilmente una Riserva di liquidità adeguata, di cui una quota consistente costituita da liquidità gestita direttamente dalla funzione Finanza di Eni SpA (definita "liquidità strategica").

La Riserva di liquidità è finalizzata a: (i) favorire il mantEnimento/miglioramento del merito creditizio ("rating"), (ii) fronteggiare identificati fattori di rischio che potrebbero alterare significativamente i cash flow previsti nel Piano Finanziario (es. modifiche di scenario e/o dei volumi di produzione, ritardi nell'esecuzione di dismissioni, effettuazione di acquisizioni opportunistiche), (iii) assicurare l'integrale copertura del debito a breve termine e la copertura del debito a medio lungo termine scadente in un orizzonte temporale di 24 mesi, anche nel caso di restrizioni all'accesso al credito, (iv) assicurare la disponibilità di un adeguato livello di elasticità operativa per i programmi di sviluppo Eni, (v) cogliere eventuali opportunità di investimento.

Lo stock di attivi finanziari a fine 2013 (€10,3 miliardi) risulta impiegato come segue:

- €3,9 miliardi: disponibilità liquide ed equivalenti gestite direttamente dalla struttura Eni di finanza operativa, di cui €3,1 miliardi impiegati in depositi presso istituti finanziari con durate entro i 90 giorni. A fine anno la scadenza media è di 9 giorni e il tasso di interesse medio dello 0,3% (0,5% al 31 dicembre 2012); [Relazione Finanziaria Annuale 2013, p.137]
- €5,0 miliardi: attività finanziarie destinate al trading (cd. "portafoglio di liquidità strategica") e investite in strumenti finanziari (bond, CP, ETF/fondi, ecc.) con duration media non



superiore a 90 giorni. A fine 2013 la liquidità era investita per €2 miliardi in titoli di Stati sovrani, €2 miliardi in titoli emessi da imprese industriali e €1 miliardo in titoli emessi da istituti finanziari e assicurativi. L'attività è iniziata nel secondo semestre del 2013; [Relazione Finanziaria Annuale 2013, p.137]

- €1,4 miliardi di disponibilità liquide ed equivalenti, detenute da (i) società industriali prevalentemente in Paesi con mercati finanziari non sviluppati e/o con valute non convertibili, ovvero da società partecipate da terzi che non si avvalgono dei servizi finanziari centralizzati, (ii) società finanziarie che, per effetto di transazioni con controparti situate in altro fuso orario, effettuano depositi overnight sul sistema bancario, destinati a rientrare nel circuito finanziario accentrato Eni il giorno successivo.

Gli attivi finanziari sono gestiti in ottica di ottimizzazione finanziaria del rendimento, nel rispetto di stringenti limiti di rischio autorizzati dal CdA in termini di VaR, Stop Loss e altri limiti operativi in termini di concentrazione, duration, classe di rating, liquidità e tipologia degli strumenti investibili. Nell'ambito dei massimali definiti per classe di rating, sono individuati per ciascuna struttura operativa gli elenchi nominativi delle controparti abilitate, assegnando a ciascuna un limite massimo di affidamento, che viene monitorato e controllato giornalmente. In nessun caso è permesso il ricorso alla leva finanziaria o la vendita allo scoperto.

La liquidità non è destinata alla copertura di quote di TFR, per il quale esistono specifici meccanismi di copertura, ai sensi di legge.

Le disponibilità liquide oggetto di vincolo ammontano a €90 milioni (€84 milioni al 31 dicembre 2012) in relazione a indagini giudiziarie e contenziosi commerciali nei confronti di società del settore Saipem. Maggiori informazioni sulle indagini giudiziarie sono riportate alla nota



n. 35 - Garanzie, impegni e rischi - Contenziosi - Indagini della magistratura. [Relazione Finanziaria Annuale 2013, p.137].

22 Vorrei sapere quali sono gli investimenti previsti per le energie rinnovabili, come verranno finanziati e in quanto tempo saranno recuperati tali investimenti.

Per quanto riguarda gli investimenti previsti per le rinnovabili, nel Piano 2014-2017 si conferma l'investimento per la riconversione della Raffineria di Venezia in bio-raffineria, con utilizzo di una tecnologia proprietaria (Ecofining), che consente la produzione di un biocarburante innovativo di elevata qualità. L'investimento stimato è di €100 mln; si stima, con le informazioni e la normativa vigente, che l'investimento si ripaghi in 3 anni.

Per quanto riguarda il fotovoltaico, Eni con il 2013 ha concluso in Italia un ciclo di investimenti per 10 MWp (€28,9 mln) che ha beneficiato degli incentivi (c.s. conto energia) terminati nel giugno 2013. Gli investimenti hanno un ritorno di 10-12 anni in base alla tipologia dell'impianto e del momento di realizzazione.

Va poi considerato l'impegno di Eni in progetti di ricerca e sviluppo sulle energie rinnovabili, pari a circa €150 mln nel prossimo quadriennio, focalizzato sulle seguenti tecnologie: solare fotovoltaico di nuova generazione, solare a concentrazione, conversione delle biomasse in energia e bio-fuel. Alcune di queste iniziative hanno raggiunto lo stadio di impianto pilota.

23 Vi è stata retrocessione in Italia/estero di investimenti pubblicitari/sponsorizzazioni?

Risposta: Nessuna retrocessione.



24 Come viene rispettata la normativa sul lavoro dei minori ?

Risposta: Eni opera nel rispetto di quanto previsto dalle normative vigenti, sia per l'Italia sia per l'estero. Così come previsto dalle Linee Guida Eni per la "Tutela e Promozione dei Diritti Umani" del 17 aprile 2007, nelle sue attività Eni si impegna a tutelare i diritti dei minori ad essere protetti dallo sfruttamento economico, ad astenersi dall'utilizzare lavoro forzato o obbligatorio e a garantire un ambiente di lavoro sicuro e salubre in conformità con le pertinenti convenzioni dell'ILO (International Labour Organization) e con la legislazione locale.

Il rispetto dei diritti umani è ribadito anche nella policy "Le nostre persone", nonché nel Codice Etico che afferma espressamente il ripudio contro ogni sorta di lavoro forzato o minorile. Peraltro, l'accordo sulle "Relazioni Industriali a livello Internazionale e sulla responsabilità sociale dell'Impresa" del 2 marzo 2009, ha confermato l'impegno di Eni al rispetto dei principi guida della "Dichiarazione Universale dei Diritti Umani" delle Nazioni Unite, delle Convenzioni fondamentali dell'ILO e delle Linee Guida dell'OCSE per le Imprese Multinazionali. In particolare, Eni tende a valorizzare ed applicare i principi di "rispetto dei diritti umani e del lavoro" e a riconoscere la tutela dei diritti dei minori (Convenzioni ILO 138 e 182).

Infine, nell'ambito delle attività di procurement, le clausole standard dei contratti di fornitura con Eni, prevedono, oltre al rispetto del Codice Etico, anche il rispetto dei diritti umani, con particolare riferimento alle citate Linee Guida Eni.

25 E' fatta o e' prevista la certificazione etica SA8000 ENAS ?

Risposta: Eni applica lo standard SA8000 alla sua catena di fornitura sin dal 2008. Il rispetto dei requisiti di sostEnibilità dettati dallo standard



SA8000 è richiesto da Eni fin dal primo momento di engagement con il fornitore e il successivo metodo di qualifica prevede una valutazione dei fornitori attraverso criteri definiti sulla base del medesimo standard.

Eni conduce audit SA8000 presso i fornitori; i criteri di selezione dei fornitori da sottoporre ad audit SA8000 includono: la localizzazione geografica; i diversi tipi di beni, servizi, lavori; il tipo di proprietà / composizione azionaria (Locale - Internazionale - Misto); tipo di società (filiale, società locale, ecc.); dimensioni (fatturato/numero di impiegati); eventuali segnalazioni di rapporti critici; categorie di forniture ritenute critiche.

Dal 2008 ad oggi, sono stati effettuati 79 audit SA8000 (audit + audit di follow-up sulle azioni correttive) in tutto il mondo, in particolare in Cina, Angola, Congo, Pakistan, Nigeria, Australia/Timor Leste, in Ecuador. Nel 2013, in dettaglio, sono stati effettuati Audit SA8000 su 14 fornitori / sub-fornitori in Australia/Timor Leste, in Ecuador, in Congo, in Pakistan e follow-up su audit SA8000 svolti nel 2012 a 9 fornitori (Congo, Ecuador). Per quanto riguarda il coinvolgimento delle persone su questo tema, Eni effettua ogni anno attività di formazione per auditor SA8000; nel 2013 è stata realizzata attività di formazione per auditor SA8000 a 5 persone in area approvvigionamenti; è stata inoltre formata una risorsa come Lead Auditor SA8000 per Sistemi di Gestione per l'energia ISO 50001_2011.

26 Finanziamo l'industria degli armamenti?

Risposta: Eni non finanzia l'industria degli armamenti.



27 Vorrei conoscere posizione finanziaria netta di gruppo alla data dell'assemblea con tassi medi attivi e passivi storici.

Risposta: La posizione finanziaria netta di gruppo al 31 marzo 2014 è pari a €13,8 miliardi (€15,4 miliardi al 31 dicembre 2013). I debiti finanziari a medio/lungo termine al 31 marzo 2014 ammontano a €22 miliardi (€21 miliardi al 31 dicembre 2013); i debiti finanziari a breve termine al 31 marzo 2014 ammontano a €3,7 miliardi (€4,9 miliardi al 31 dicembre 2013). Gli attivi finanziari ammontano complessivamente a €11,9 miliardi (€10,5 miliardi al 31 dicembre 2013) e risultano impiegati in strumenti finanziari a breve termine (duration media non superiore a 90 giorni) e in time depo (maturity inferiore a 90 giorni), remunerati a euribor + spread.

28 A quanto sono ammontate le multe Consob, Borsa ecc di quale ammontare e per cosa?

Risposta: Nel corso del 2013 non sono state inflitte multe da parte delle Autorità di Borsa e Consob.

29 Vi sono state imposte non pagate? se si a quanto ammontano? Gli interessi? le sanzioni?

Risposta: Nel 2013 non sono stati contestati omessi pagamenti per importi significativi.

I debiti per imposte sul reddito e per altre imposte sono indicati a pag. 159 del bilancio consolidato rispettivamente alle note 24 e 25 (ammontano rispettivamente a €742 milioni e €2.268 milioni). I fondi per imposte sono indicati a pag. 164 del bilancio consolidato e ammontano a €477 milioni.



30 Vorrei conoscere: variazione partecipazioni rispetto alla relazione in discussione.

Risposta: Si comunicano di seguito le variazioni intervenute nell'area di consolidamento del Gruppo rispetto alla situazione al 31 dicembre 2013.

IMPRESE ENTRATE

Per acquisizione del controllo

ACAM Clienti SpA.

IMPRESE USCITE

Per cancellazione

Saipem Mediteran Usluge doo (in liquidazione).

APPLICAZIONE DEI NUOVI PRINCIPI CONTABILI IFRS 10 e 11

IMPRESE ENTRATE

Consolidamento per working interest

Raffineria di Milazzo ScpA; O2 PEARL Snc; Bayernoil Raffineriegesellschaft mbH; Blue Stream Pipeline Co BV; GreenStream BV; Saipon Snc; SPF - TKP Omifpro Snc; Supermetanol CA; Transmediterranean Pipeline Co Ltd

IMPRESE CHE CAMBIANO IL METODO DI CONSOLIDAMENTO

Da consolidate con il metodo integrale a consolidate per working interest

Costiero Gas Livorno SpA; Petrolig Srl; Petroven Srl; Società EniPower Ferrara Srl; Società Oleodotti Meridionali - SOM SpA.



L'area di consolidamento al 31 marzo 2014 comprende, oltre l'Eni SpA, 252 imprese consolidate con il metodo integrale, di cui 38 in Italia e 214 all'estero, e 15 imprese consolidate per working interest, di cui 7 in Italia e 8 all'estero. 53 imprese controllate di cui 9 in Italia e 44 all'estero sono escluse dall'area di consolidamento per irrilevanza o perché il consolidamento non produce effetti significativi.

I corrispondenti numeri di bilancio al 31 dicembre 2013 sono oltre l'Eni SpA: 257 imprese consolidate con il metodo integrale, di cui 42 in Italia e 215 all'estero, e 1 in Italia consolidata per working interest. Le imprese controllate escluse dall'area di consolidamento sono 58 di cui 14 in Italia e 44 all'estero.

31 Vorrei conoscere ad oggi minusvalenze e plusvalenze titoli quotati in borsa all'ultima liquidazione borsistica disponibile.

Risposta: Considerando le quotazioni di borsa disponibili alla data del 30 aprile 2014 le plusvalenze nette relative alle azioni di società partecipate dall'Eni quotate in borsa ammontano a circa €1,7 miliardi e si analizzano come segue:

	NBV bilancio consolidato al 31.12.2013 - % consolidata di pertinenza eni (€ milioni)	n° azioni detenute al 31.12.2013	Quotazione al 30.04.2014 (€)	Valore di mercato al 30.04.2014 - Quota eni (€ milioni) (a)	Plusvalenza (Minusvalenza) consolidata (€ milioni)
Società con azioni quotate in Borsa					
Saipem SpA	2.044	189.423.307	19,30	3.656	1.612
Hindustan Oil Exploration Company Limited	47	61.569.134	0,56	34	(13)
Galp Energia SGPS SA (b)(c)	1.596	133.945.630	12,49	1.673	77
Snam SpA (c)	1.174	288.683.602	4,33	1.250	76
Distribuidora de Gas Cuyana SA (d)	1	13.840.828	0,32	4	3
					1.756

(a) I valori di mercato delle società Distribuidora de Gas Cuyana SA e Hindustan Oil Exploration Co Ltd, quotati rispettivamente in pesos argentini e rupie indiane, sono stati convertiti in euro utilizzando i tassi di cambio alla data del 30 aprile 2014.

(b) In data 28 marzo 2014 eni ha ceduto circa il 7% del capitale sociale di Galp Energia SGPS SA. A seguito del perfezionamento di tale operazione (avvenuto il 2 aprile 2014), eni detiene 74.593.389 azioni nella società. Pertanto, per effetto di tale cessione, parte del plusvalore indicato nella tabella è stato già realizzato.

(c) La Snam SpA e la Galp Energia SGPS SA al 31 dicembre 2013 erano valutate al fair value.

(d) La Distribuidora de Gas Cuyana SA al 31 dicembre 2013 era valutata secondo il metodo del patrimonio netto.



Performance di borsa

	Quotazione			Performance (%)	
	31/12/2012	31/12/2013	30/04/2014	anno 2013	YTD
Snam (euro)	3.51	4.07	4.33	15.80%	6.40%
SAIPEM (euro)	29.3	15.56	19.3	-46.90%	24.00%
GALP (euro)	11.76	11.92	12.49	1.40%	4.70%
HINDUSTAN Oil (INR)	102.2	52.8	46.5	-48.30%	-11.90%
Distrib. de Gas Cuyana (AR pesos)	1.5	3	3.55	100.00%	18.30%

(Nota: La quotazione di Hindustan Oil è quella del National Stock Exchange (Ticker Bloomberg HOE IN Equity). I prezzi di chiusura della Distribuidora de Gas Cuyana aggiornati sono rispettivamente: per la chiusura 2013, il 23 dicembre 2013 (ultimo prezzo dell'anno) e per il 30 aprile 2014, il 29 aprile 2014 (ultimo prezzo del mese di aprile).

32 Vorrei conoscere da inizio anno ad oggi l'andamento del fatturato per settore.

Risposta: Gruppo Eni - Variazione Ricavi

L'andamento dei ricavi dei settori di business Eni nel IQ 2014 vs. il IVQ 2013 è il seguente:

(€ milioni)

	I trim.	Confronto con IVQ 2013	
	2014	Var. ass	Var. %
Exploration & Production	7.434	(151)	(2,0)
Gas & Power	9.224	503	5,8
Refining & Marketing	13.347	1.971	17,3
Versalis	1.402	59	4,4
Ingegneria & Costruzioni	2.891	(264)	(8,4)
Altre attività	15		
Corporate e società finanziarie	329	(89)	(21,3)
Effetto eliminazione utili interni	(13)	(60)	..
Elisioni di consolidamento	(5.426)	1.599	..
Ricavi della gestione caratteristica	29.203	3.568	13,9

Il settore E&P ha registrato ricavi sostanzialmente stabili rispetto al quarto trimestre 2013 grazie alla buona tenuta del livello produttivo a



1,58 milioni/boed e all'incremento dei prezzi di realizzo del gas in dollari (+4%) i cui effetti sono stati compensati dalla flessione dei prezzi del petrolio (-2%) e dal continuo apprezzamento dell'euro rispetto al dollaro (+1%) che riduce per effetto "translation" i ricavi delle consociate aventi il dollaro come valuta funzionale.

Il settore G&P ha registrato ricavi in crescita del 5,8% per effetto dei fattori stagionali che influenzano la formazione del fatturato del primo trimestre con volumi e prezzi generalmente più elevati rispetto agli altri periodi dell'anno. Peraltro si conferma il quadro di stagnazione della domanda e di forte pressione sui margini del gas a causa dell'oversupply e della concorrenza.

I ricavi del settore R&M sono aumentati del 17,3% per effetto della maggiore commercializzazione di greggi in un quadro di vendite sui mercati di consumo in calo (-8% le vendite rete Italia) e di compressione dei margini dei carburanti dovuto alla crisi del settore europeo della raffinazione.

I ricavi del settore I&C sono diminuiti dell'8,4% a causa dei minori livelli di attività.

- 33 Vorrei conoscere ad oggi trading su azioni proprie e del gruppo effettuato anche per interposta società o persona sensi art.18 drp.30/86 in particolare se è stato fatto anche su azioni d'altre società, con intestazione a banca estera non tenuta a rivelare alla consob il nome del proprietario, con riporti sui titoli in portafoglio per un valore simbolico, con azioni in portage.

Con riferimento al trading su azioni proprie e di società del Gruppo o di altre società, non sono state effettuate operazioni del tipo descritto in domanda.

In data 6 gennaio 2014 Eni, in esecuzione della delibera assunta dall'Assemblea degli Azionisti del 10 maggio 2013, ha avviato un nuovo programma di acquisto di azioni proprie tramite conferimento di



incarichi ad intermediari abilitati, sulla base delle modalità di esecuzione approvate dal Consiglio di Amministrazione del 29 ottobre 2013.

Per quanto riguarda le azioni di società quotate del Gruppo, sono proseguiti i programmi di dismissione delle partecipazioni Eni in Snam e Galp, come comunicato al mercato.

34 Vorrei conoscere prezzo di acquisto azioni proprie e data di ogni lotto, e scostamento % dal prezzo di borsa.

Risposta: In data 6 gennaio 2014 Eni, in esecuzione della delibera assunta dall'Assemblea degli Azionisti del 10 maggio 2013, ha avviato un nuovo programma di acquisto di azioni proprie tramite conferimento di incarichi a intermediari abilitati, sulla base delle modalità di esecuzione approvate dal Consiglio di Amministrazione del 29 ottobre 2013.

Un primo incarico terminato in data 30 aprile 2014 ha completato l'acquisto di 11.000.000 azioni ordinarie Eni, pari allo 0,30% del capitale sociale, per un controvalore di €191,4 milioni. Il prezzo medio di acquisto delle azioni è stato di €17,3993, inferiore dello 0,92% rispetto alla quotazione media dei prezzi ufficiali di borsa (€17,5608) e dell'1,16% rispetto quotazione media dei prezzi ufficiali di borsa ponderati con i volumi del periodo (€17,6037).

Le società controllate da Eni non detengono azioni della società.

Per maggiori dettagli si rimanda al sito web all'indirizzo:

http://www.eni.com/it_IT/investor-relations/eni-borsa/eni-borsa-azioni-proprie/azioni-proprie.shtml



35 Vorrei conoscere nominativo dei primi dieci azionisti presenti in sala con le relative % di possesso, dei rappresentanti con la specifica del tipo di procura o delega.

Risposta: Verrà data risposta in Assemblea.

36 Vorrei conoscere in particolare quali sono i fondi pensione azionisti e per quale quota?

Risposta: Verrà data risposta in Assemblea.

37 Vorrei conoscere il nominativo dei giornalisti presenti in sala o che seguono l'assemblea attraverso il circuito chiuso delle testate che rappresentano e se fra essi ve ne sono che hanno rapporti di consulenza diretta ed indiretta con società del gruppo anche controllate e se comunque hanno ricevuto denaro o benefit direttamente o indirettamente da società controllate, collegate, controllanti.

Risposta: Verrà data risposta in Assemblea.

38 Vorrei conoscere come sono suddivise le spese pubblicitarie per gruppo editoriale, per valutare l'indice d'indipendenza? Vi sono stati versamenti a giornali o testate giornalistiche ed internet per studi e consulenze?

Risposta: gli investimenti pubblicitari 2013 sui principali gruppi sono così suddivisi:



	Concessionario	investimenti 2013 in mln €	sh%
1	Publitalia 80	28,0	25%
2	Rai Pubblicità SpA*	16,5	15%
3	A.Manzoni & C. SpA	4,8	4%
4	Il Sole 24 ORE SpA	4,0	4%
5	RCS MediaGroup SpA	3,1	3%
6	Cairo Pubblicità SpA	2,2	2%
7	Google	2,2	2%
8	Piemme SpA	2,1	2%
	Totale	62,8	57%

*Nota: la diminuzione di Rai Vs il 2012 è riconducibile alla cessazione dell'accordo Eni con Radio Rai/Ondaverde e alla cessione da Rai a SKY dei diritti della F1, storicamente pianificata da Eni.

Non vi sono stati compensi a testate giornalistiche o siti internet per studi o consulenze.

39 Vorrei conoscere il numero dei soci iscritti a libro soci, e loro suddivisione in base a fasce significative di possesso azionario, e fra residenti in Italia ed all'estero.

Risposta: Il capitale sociale di Eni ammonta a €4.005.358.876 ed è rappresentato da 3.634.185.330 azioni ordinarie nominative prive di indicazione del valore nominale. Il Libro Soci si aggiorna compiutamente in occasione del pagamento dei dividendi; in base all'ultimo aggiornamento la compagine azionaria della Società è

81



costituita da oltre 294 mila azionisti. Quanto alle partecipazioni significative, in base alle comunicazioni ricevute alla data del 28 aprile 2014 (cd. record date), il Ministero dell'economia e delle finanze possiede il 4,335% del capitale sociale e la Cassa Depositi e Prestiti SpA possiede il 25,76% del capitale sociale. Di seguito, la ripartizione per fasce di possesso e per area geografica elaborata sulla base delle segnalazioni relative al dividendo in acconto dell'esercizio 2013 (settembre 2013). Le informazioni sono disponibili anche sul sito internet di Eni.

Ripartizione dell'azionariato Eni per area geografica

Azionisti	Numero di azionisti	Numero di azioni possedute	% sul capitale
Italia	287.154	1.610.998.117	44,33
UK e Irlanda	794	412.328.520	11,35
Altri Stati UE	4.217	739.983.207	20,36
USA e Canada	1.349	445.059.513	12,25
Resto del Mondo	948	410.056.539	11,28
Azioni proprie	1	11.388.287	0,31
Azioni per le quali non sono pervenute segnalazioni	n.d.	4.371.147	0,12
Totale	294.463	3.634.185.330	100

Ripartizione dell'azionariato Eni per fascia di possesso

Azionisti	Numero di azionisti	Numero di azioni possedute	% sul capitale
> 10%	1	936.179.478	25,76
3% – 10%	1	157.552.137	4,34
2% – 3%	1	93.913.725	2,58
1% – 2%	11	609.029.609	16,76
0,5% – 1%	7	175.184.557	4,82
0,3% – 0,5%	15	220.581.271	6,07
0,1% – 0,3%	49	295.534.511	8,13
≤0,1%	294.377	1.130.450.608	31,11
Azioni proprie	1	11.388.287	0,31
Azioni per le quali non sono pervenute segnalazioni nominative	n.d.	4.371.147	0,12
Totale	294.463	3.634.185.330	100



40 Vorrei conoscere sono esistiti nell'ambito del gruppo e della controllante e o collegate dirette o indirette rapporti di consulenza con il collegio sindacale e società di revisione o sua controllante. a quanto sono ammontati i rimborsi spese per entrambi?

Risposta: Il gruppo Eni, allo scopo di tutelare i profili di indipendenza dei revisori, ha stabilito di non affidare alla società di revisione incaricata, nonché alle società del relativo network, incarichi diversi da quelli connessi alla revisione legale, salvo rare e motivate eccezioni per incarichi inerenti attività non vietate dalla regolamentazione italiana e dal Sarbanes-Oxley Act.

Ciò premesso, nell'esercizio 2013 le società del Gruppo hanno affidato al network Ernst & Young esclusivamente consulenze ammissibili di natura fiscale per €21 mila, pari allo 0,1% dei compensi complessivamente riconosciuti al revisore di Gruppo (si veda pag. 394 della Relazione Finanziaria Annuale nella quale sono esplicitati i corrispettivi per la revisione legale dei conti e per i servizi diversi dalla revisione).

Le spese di trasporto, vitto e alloggio sostenute dal revisore a seguito della prestazione svolta sono contrattualmente rimborsabili, a fronte di presentazione dei relativi documenti giustificativi, fino ad un massimo del 7% del compenso riconosciuto.

Il Collegio sindacale di Eni, così come ciascuno dei membri del Collegio, non ha rapporti di consulenza con Eni né con alcuna società controllata da Eni.

Le spese rimborsate ai Sindaci di Eni SpA nell'esercizio 2012 sono ammontate a €13.204,25.



I trasporti e gli eventuali pernottamenti e pasti, per la partecipazione alle riunioni del Collegio e del Consiglio di Amministrazione sono forniti direttamente da Eni.

41 Vorrei conoscere se vi sono stati rapporti di finanziamento diretto o indiretto di sindacati, partiti o movimenti fondazioni politiche (come ad esempio italiani nel mondo), fondazioni ed associazioni di consumatori e/o azionisti nazionali o internazionali nell'ambito del gruppo anche attraverso il finanziamento di iniziative specifiche richieste direttamente?

Risposta: Nel 2013 sono state stipulate le seguenti sponsorizzazioni con associazioni di consumatori:

- **Adiconsum territoriale Taranto - Amo Taranto - €5.000**
- **Consumago Srl - Premio Vincenzo Dona 2013 - €10.000**
- **Unione nazionale consumatori - Evento "cose da non credere" - € 5.000**
- **Fondazione consumo sostenibile - 2nd European Energy Conference - €7.000.**

Inoltre Eni ha corrisposto la quota di adesione in qualità di socio sostenitore alla "Fondazione Consumo Sostenibile" per €7.000.

42 Vorrei conoscere se vi sono tangenti pagate da fornitori ? e come funziona la retrocessione di fine anno all'ufficio acquisti?

Risposta: Con riferimento alla prima parte della domanda, precisiamo che Eni ha come principio cardine di condotta, sancito dal proprio Codice Etico, l'osservanza della legge e dei regolamenti, l'integrità etica e la correttezza, che rappresentano impegno costante e dovere di tutte



le persone di Eni. Eni ha infatti adottato un approccio di “zero tolerance” verso la corruzione, pubblica e privata, vietata senza eccezione, ed è dotata di un compliance program anti-corruzione in linea con le best practice internazionali, le convenzioni internazionali sulla lotta alla corruzione oltre che il decreto legislativo 231, il Foreign Corrupt Practices Act statunitense e lo UK Bribery Act. I fondamenti interni del compliance program anti-corruzione di Eni risiedono nel suddetto Codice Etico, nel Modello 231 di Eni e nella Management System Guideline Anti-Corruzione pubblicati sul sito internet di Eni all’indirizzo www.eni.com nella sezione Corporate Governance (Il Sistema e le Regole di Governance e Controlli).

Con riferimento alla seconda parte della domanda, con il termine “retrocessione” intendiamo, nell’ambito della gestione dei contratti di approvvigionamento, il riconoscimento ad Eni da parte dei fornitori di una parte del corrispettivo pattuito, ad esempio a fronte di sconti volume sull’ordinato o del riconoscimento di penali.

I meccanismi di retrocessione, quando previsti, vengono gestiti da una pluralità di unità aziendali e non solo dalla funzione approvvigionamenti competente.

In particolare, tali meccanismi vengono negoziati da quest’ultima, che li disciplina nei singoli contratti. Al verificarsi delle condizioni contrattuali, essi sono attivati dalle unità operative che gestiscono i contratti, le quali sono proceduralmente tenute a verificare l’applicabilità o meno delle penali e degli eventuali sconti di volume previsti contrattualmente, se necessario con la funzione approvvigionamenti, e informando nel caso di applicabilità totale/parziale la competente funzione amministrativa.

L’incasso degli importi derivanti dalle retrocessioni da parte di Eni vede quindi il coinvolgimento attivo della funzione amministrativa



competente, che verifica la correttezza delle fatture e/o note di credito ricevute rispetto a quanto previsto contrattualmente e certificato dall'unità che gestisce il contratto.

43 Vorrei conoscere se si sono pagate tangenti per entrare nei paesi emergenti in particolare CINA, Russia e India?

Risposta: No

44 Vorrei conoscere se si è incassato in nero?

Risposta: No

45 Vorrei conoscere se si è fatto insider trading?

Risposta: Non risultano alla società fenomeni di "insider trading"

46 Vorrei conoscere se vi sono dei dirigenti e/o amministratori che hanno interessenze in società' fornitrici? Amministratori o dirigenti possiedono direttamente o indirettamente quote di società fornitrici?

Risposta: Non risultano società fornitrici che siano parti correlate di Eni per effetto del possesso di una partecipazione significativa da parte degli amministratori e dirigenti della società.

47 Vorrei conoscere se totale erogazioni liberali del gruppo e per cosa ed a chi?

Risposta: Nel 2013 le erogazioni liberali connesse ad iniziative a favore del territorio a scopi sociali hanno privilegiato quelli a favore di soggetti organizzativi più deboli e meno sostenuti a livello pubblico e



privato, dando la priorità a progetti piuttosto che generico supporto ad associazioni.

Il loro ammontare complessivo è stato pari a circa €800 mila suddivisi principalmente tra: interventi sociali, sviluppo infrastrutture, istruzione-educazione, sanità e cultura.

48 Vorrei conoscere se ci sono giudici fra consulenti diretti ed indiretti del gruppo quali sono stati i magistrati che hanno composto collegi arbitrali e qual è stato il loro compenso e come si chiamano?

Risposta: Non ci sono incarichi professionali in essere nei confronti di magistrati togati e a ruolo.

49 Vorrei conoscere se vi sono cause in corso con varie antitrust?

Risposta: I procedimenti rilevanti in corso con Autorità antitrust sono indicati nelle Note al bilancio della Relazione Finanziaria Annuale 2013, capitolo "Contenziosi".

50 Vorrei conoscere se vi sono cause penali in corso con indagini sui membri attuali e del passato del cda e o collegio sindacale per fatti che riguardano la società.

Risposta: Nella relazione al bilancio viene riportato sinteticamente quanto allo stato a conoscenza della società in merito a procedimenti penali aventi caratteristiche di materialità ai fini dell'informativa. Le eventuali passività derivanti, sono riflesse in bilancio sulla base delle norme applicabili.



51 Vorrei conoscere se a quanto ammontano i bond emessi e con quale banca (credit suisse first boston, goldman sachs, morgan stanley e citigroup, jp morgan, merrill lynch, bank of america, lehman brothers, deutsche bank, barclays bank, canadia imperial bank of commerce –cibc-).

Risposta:

EMISSIONI DI ENI SpA

Ad oggi, Eni SpA ha emesso ca. €18,2 miliardi di bond: €12 miliardi nell'ambito del Programma EMTN, ca. €3,3 miliardi presso il pubblico indistinto in Italia, \$US800 milioni in US e ca. €2,3 miliardi di Exchangeable bond (due prestiti obbligazionari convertibili in azioni rispettivamente di Galp e Snam).

Tali bond sono stati emessi utilizzando le principali banche presenti nei diversi mercati di riferimento e in particolare:

Per i bond dedicati a investitori istituzionali (EMTN, US, Exchangeable Bond):

- 1. Banca IMI, Bank of America, Barclays, BBVA, BNP Paribas, Credit Agricole, Citi, Deutsche Bank, Goldman Sachs, HSBC, ING, JP Morgan, Mediobanca, Mitsubishi, Morgan Stanley, MPS, Nomura, RBS, Santander, Societe Gènèrale, UBS e Unicredit;**

Per i bond retail emessi presso il pubblico indistinto in Italia:

- 2. Banca IMI e Unicredit come Coordinatori dell'Offerta per entrambe le emissioni retail del 2009 e del 2011; BNP Paribas, Centrobanca e MPS come banche facenti parte del Gruppo di Direzione per il bond retail 2009 (non è stato istituito il Gruppo di Direzione per il bond retail 2011); tutte le principali banche presenti nel territorio italiano come banche collocatrici dell'offerta.**



52 Vorrei conoscere DETTAGLIO COSTO DEL VENDUTO per ciascun settore.

Risposta: Il costo del venduto nel 2013 è stato pari a circa €96 miliardi. Il dato è consolidato e quindi considera le elisioni delle partite infragruppo. In termini relativi il costo del venduto, prima delle elisioni delle partite infragruppo, è attribuibile per l'8% al settore E&P, il 28% al settore G&P, il 49% al settore R&M, il 5% al settore Petrolchimico e l'8% al settore E&C.

Il trend del costo del venduto 2013 vs 2012 risulta essere in diminuzione del 5% rispecchiando i minori costi di approvvigionamento del gas e delle cariche petrolifere e petrolchimiche correlati all'andamento dello scenario dell'energia e all'apprezzamento dell'euro rispetto al dollaro.

53 Vorrei conoscere a quanto sono ammontate le spese per:

- a. acquisizioni e cessioni di partecipazioni.
- b. risanamento ambientale.
- c. Quali e per cosa sono stati fatti investimenti per la tutela ambientale?

Risposta: variazione partecipazioni rispetto alla relazione in discussione e acquisizione/cessioni di partecipazioni del bilancio.

Nel 2013 Eni ha investito in partecipazioni di controllo e minoritarie per l'ammontare complessivo di €317 milioni al netto della cassa acquisita di €9 milioni. A tale ammontare sono da aggiungere €21 milioni di debiti finanziari acquisiti.

Le partecipazioni di controllo acquisite e il relativo investimento di acquisizione sono state:



mln €	Prezzo di acquisto	Cassa acquisita	Investimento	Debiti finanziari acquisiti
ASA Trade SpA	29	(1)	28	6
Est Più SpA	5	(8)	(3)	15
	34	(9)	25	21

La società ASA Trade SpA commercializza gas in Toscana e la società Est Più SpA commercializza energia elettrica e gas nella provincia di Gorizia.

Le partecipazioni minoritarie acquisite che comprendono interventi sul capitale di società impegnate nella realizzazione di progetti di investimento nell'interesse del Gruppo sono state:

mln €	Investimento
Angola LNG Ltd	98
South Stream Transport BV	44
PetroJunin SA	43
Novamont SpA	41
Altri investimenti	66
	292

I disinvestimenti di partecipazioni di controllo e minoritarie sono state complessivamente di €5.830 milioni.

Le partecipazioni di controllo disinvestite e il relativo incasso sono stati:



mIn €	Prezzo di cessione	Cassa ceduta	Incasso
Eni East Africa SpA	3.386		3.386
Finpipe GIE	15		15
	3.401		3.401

La cessione di Eni East Africa SpA ha riguardato il 28,57% del capitale a China National Petroleum Corporation (CNPC) per il corrispettivo di €3.386 milioni. CNPC, attraverso la partecipazione in Eni East Africa, acquisisce indirettamente una quota del 20% dei diritti minerari dell'Area 4 in Mozambico. La cessione di Finpipe GIE ha riguardato l'intera quota posseduta (63,33%). La società è proprietaria della rete di trasporto gas belga concessa in locazione alla società belga Fluxys, per il corrispettivo di €15 milioni.

Altre cessioni relative a partecipazioni minoritarie compresi eventuali rimborsi di capitale sono state:

mIn €	Incasso
Snam SpA	1.459
Galp Energia SGPS SA	830
Altri disinvestimenti	140
	2.429

Il 9 maggio 2013 Eni ha collocato n. 395.253.345 azioni ordinarie di Snam SpA, pari all'11,69% del capitale sociale, attraverso un accelerated bookbuilding rivolto a investitori istituzionali. Il corrispettivo complessivo dell'operazione è stato di €1.459 milioni, al prezzo unitario di €3,69 per azione, con una plusvalenza di conto economico pari a €67 milioni.



Il 31 maggio 2013 Eni ha collocato n. 55.452.341 azioni ordinarie di Galp Energia SGPS SA, pari a circa il 6,69% del capitale sociale, attraverso un accelerated bookbuilding rivolto a investitori istituzionali. Il corrispettivo complessivo dell'operazione è stato di €678 milioni al prezzo unitario di €12,22 per azione con una plusvalenza di conto economico pari a €26 milioni. Inoltre, nel corso dell'esercizio 2013 sono stati eseguiti collocamenti e cessioni spot di titoli Galp che hanno riguardato l'1,50% del capitale sociale con un incasso complessivo di €152 milioni, ad un prezzo medio di €12,21 per azione, e una plusvalenza di conto economico pari a €5 milioni.

Nel primo trimestre 2014 gli investimenti in partecipazioni sono stati:

Partecipazioni di controllo

mln €	Incasso
Acam Clienti SpA	15
	15

Altre partecipazioni

mln €	Investimento
PetroJunin SA	19
South Stream Transport BV	18
Altri investimenti	8
	45



53 A quanto sono ammontate le spese per il risanamento ambientale?

	2012	2013
mIn €		
Spese e investimenti bonifiche suolo e falda	197	194
<i>di cui: spese correnti</i>	182	186
<i>investimenti</i>	15	8

Gli interventi di bonifica sono svolti principalmente in Italia su 20 siti di interesse nazionale e più di 80 siti di interesse regionale. Oltre due terzi delle attività di bonifica è svolto dalla società Syndial sulla quale si concentrano le competenze di risanamento ambientale del gruppo.

La spesa complessiva per le bonifiche nel 2013 è sostanzialmente in linea con quella dell'anno precedente, che aveva registrato una flessione sensibile rispetto al 2011 in relazione a ritardi nella concessione di alcune autorizzazioni preliminari da parte delle Pubblica Amministrazione, impattando sulle attività di Syndial.

Le attività del 2013 si sono focalizzate nella maintenance dei risanamenti in corso nei maggiori Siti (Gela, Priolo, Assemini, Porto Marghera). Syndial ha avviato l'applicazione dei principi della bonifica sostenibile (utilizzando l'applicativo in house "Sustainable Assessment Framework") per la valutazione dei progetti di Ravenna, Brindisi e Porto Torres. Un esempio di applicazione già attiva dei principi di sostenibilità a cui tutte le unità di business si stanno avvicinando, è l'avvio della produzione di energia elettrica da fonte solare dall'impianto EniPower realizzato sull'ex discarica fosfogessi di Gela, che permette notevoli risparmi di risorse e la riduzione di circa 4.500 tonnellate annue di emissioni di anidride carbonica.

In R&M è proseguito l'impegno nella gestione degli interventi di messa in sicurezza e bonifica sia nel comparto commerciale (punti vendita



carburanti) sia in quello industriale. Fra le attività di rilievo, a Taranto è stata completata l'installazione dei sistemi di bonifica e gli scavi di bonifica presso l'area parco serbatoi della raffineria.

Nel settore Chimica sono proseguite le attività di bonifica sui siti con progetti approvati; in particolare a Sarroch verrà testata la tecnologia IWS (In Well Stripping) come prima fase del progetto di bonifica della falda, che comporterà la riduzione degli scarichi in corpo idrico superficiale. Presso lo Stabilimento di Ferrara si è concluso positivamente l'iter di bonifica delle matrici superficiali dei terreni e delle acque di impregnazione: questo progetto è tra i più importanti e unici in Italia per estensione delle aree investite dalla bonifica all'interno di uno stabilimento petrolchimico.

E&P è impegnata sul fronte delle bonifiche sia in Italia sia all'estero dove, oltre alla conclusione delle attività nel Sito di Abu-Rudeis/Belayim (Egitto) e al follow up delle attività di bonifica di due "burning pit" in Congo, è in atto in Nigeria un progetto per l'esecuzione di prove pilota con tecnologia "Thermal Desorption e Three Phase Recovery" atte a verificare un'alternativa maggiormente sostenibile all'adozione diffusa della "enhanced natural attenuation" nella Regione.

Per quanto riguarda la produzione dei rifiuti da bonifica, il 95% dei volumi prodotti si riferisce alle acque di falda inquinate, in leggero aumento rispetto all'anno precedente in ragione della portata a regime degli impianti TAF (trattamenti acque di falda) gestiti prevalentemente da Syndial che ha realizzato iniziative di recupero come la produzione di acqua demi a valle dell'impianto TAF di Assemini per riutilizzo all'interno del ciclo produttivo o il passaggio delle acque trattate dal TAF di Brindisi a EniPower per uso industriale. È prevista inoltre, la finalizzazione del progetto che prevede l'immissione di una parte delle acque trattate dal TAF di Priolo nella rete di acqua industriale a servizio delle attività produttive del sito multi societario, (la restante parte sarà utilizzata nella barriera della falda sottostante l'area ERG/MED) e



l'ottimizzazione energetica degli impianti TAF, al fine di migliorare i processi e ridurre il consumo di materie prime ed energia. I TAF operativi in Sicilia possono trattare acque di falda altamente contaminate con efficienze di bonifica uniche al mondo per la qualità delle acque risultanti dalla bonifica.

53 Quali e per cosa sono stati fatti investimenti per la tutela ambientale?

mln €	2012	2013
Spese e investimenti ambientali	743	734
<i>di cui: spese correnti</i>	468	491
<i>investimenti</i>	275	243

Le spese si possono distinguere in:

- **Bonifiche suoli e falda - 26%**
- **Gestione salvaguardia ambientale – 25%**
- **Gestione rifiuti – 13%**
- **Protezione aria e scarichi idrici - 16%**
- **Efficienza energetica e cambiamento climatico – 10%**
- **Prevenzione spills – 7%**
- **Ricerca e sviluppo e protezione paesaggio – 2%**

La spesa ambientali hanno registrato complessivamente una lieve flessione (-1,2% rispetto al 2012), legata al calo degli investimenti (-11,6%) nei settori E&P (-15,5%, pari a circa - €18,2 milioni), R&M (-16,7%, pari a circa - €17,7 milioni) e altre attività (-41,7%, pari a circa - €4,5 milioni). Nel settore E&P l'andamento degli investimenti è essenzialmente dovuto al completamento in Italia del progetto di



sostituzione della Sealine Perla-Prezioso e alla conclusione in Nigeria, nel 2012, del grande progetto flaring down di Idu e nel terzo trimestre 2013 dei progetti di Akri ed Ogbainbiri (cui sono stati associati investimenti minori rispetto ad Idu).

54 Vorrei conoscere:

- a. i benefici non monetari ed i bonus ed incentivi come vengono calcolati?
- b. quanto sono variati mediamente nell'ultimo anno gli stipendi dei managers, degli impiegati e degli operai?
- c. Vorrei conoscere rapporto fra costo medio dei dirigenti/e non.
- d. Vorrei conoscere numero dei dipendenti suddivisi per categoria, ci sono state cause per mobbing, per istigazione al suicidio, incidenti sul lavoro e con quali esiti? personalmente non posso accettare il dogma della riduzione assoluta del personale.
- e. Quanti sono stati i dipendenti inviati in mobilita' pre pensionamento e con quale età media.

Risposta:

a) I benefici non monetari riguardano prevalentemente benefit di natura previdenziale ed assistenziale e l'autovettura aziendale ad uso promiscuo. Il valore dei benefits, riportato nella Tabella 1 a pag. 22 della Relazione sulla Remunerazione, è calcolato secondo il criterio di imponibilità fiscale richiesto da CONSOB.

La remunerazione variabile, finalizzata a promuovere il raggiungimento degli obiettivi annuali e la crescita di redditività del business nel lungo periodo, si articola in una componente di breve ed una componente di lungo termine, le cui caratteristiche sono descritte sinteticamente nell' "Overview" della Relazione e più in dettaglio alle pagine 15 e 16 per



l'Amministratore Delegato e alle pagine 17 e 18 per i Dirigenti con Responsabilità Strategica. Per quanto riguarda l'attuazione dei piani di incentivazione 2013 alle pagine 19 e 20 della Relazione sono riportati i risultati di performance collegati agli incentivi corrisposti.

b) La variazione media nel 2013 è stata pari a:

Dirigenti: + 2,2%

Quadri: + 1,6%

Impiegati: + 1,9%

Operai: + 2,1%.

c) Il rapporto tra costo medio dirigenti e non è pari a 4,1.

d) La ripartizione dei dipendenti per qualifica è riportata nella seguente tabella.

Distribuzione dipendenti per qualifica (categoria) – inclusa saipem

	ITALIA	ESTERO	TOTALE
Dirigenti	991	484	1.475
Quadri	7.664	5.973	13.637
Impiegati	13.973	25.970	39.943
Operai	4.154	23.080	27.234
Totale	26.782	55.507	82.289

Sono pendenti 2 vertenze lavoristiche dinanzi alla sezione lavoro dei tribunali di Latina e Messina aventi per oggetto presunti comportamenti aziendali mobbizzanti e 2 vertenze presso la sezione lavoro del tribunale Gela e la sezione lavoro della Corte di appello della sezione di Caltanissetta promosse da dipendenti per la richiesta di risarcimento danni da infortunio sul lavoro. Non risultano vertenze lavoristiche per istigazione al suicidio.



e) Il personale collocato in mobilità nel 2013 è pari a 244 risorse con un'età media di 57,8 anni.

55 Vorrei conoscere se si sono comprate opere d'arte? Da chi e per quale ammontare?

Risposta: Eni ha partecipato insieme a Intesa San Paolo all'acquisto alcuni manoscritti verdiani, tra i quali il Falstaff. L'acquisto è stato effettuato all'asta promossa da Sotheby's. Il costo sostenuto da Eni è stato pari a €197.000.

Nel 2013 Eni ha inoltre acquisito 9 bozzetti di Mino Maccari, pittore e illustratore della storica rivista aziendale "Il Gatto Selvatico". I bozzetti, realizzati tra gli anni Cinquanta e Sessanta del secolo scorso, hanno per tema il logo del cane a sei zampe e sono stati acquistati dal figlio dell'artista, Marco Maccari, per un valore di €6.500.

56 Vorrei conoscere in quali settori si sono ridotti maggiormente i costi, esclusi i vs stipendi che sono in costante rapido aumento.

Dal 2006 Eni persegue un Programma di Efficienza che ha consentito di realizzare benefici per complessivi €4,2 mld, nel periodo 2006-2013.

Nel 2013 sono stati realizzati saving per €0,53 mld, riferiti sia alle attività dei business (principalmente e&p, r&m e petrolchimica) che ai servizi di supporto agli stessi.

In particolare sono continuate le iniziative di ottimizzazione degli approvvigionamenti e delle operations/manutenzioni, di applicazioni di innovazioni tecnologiche, di energy saving, di razionalizzazione dei siti/processi produttivi e della logistica e di riduzione dei costi fissi.



57 Vorrei conoscere se vi sono società di fatto controllate (sensi c.c) ma non indicate nel bilancio consolidato?

Risposta: Eni non possiede società controllate non indicate in bilancio. L'elenco delle partecipazioni Eni è riportato negli allegati al bilancio consolidato da pag. 348 a pag. 393.

58 Vorrei conoscere chi sono i fornitori di gas del gruppo qual è il prezzo medio.

Risposta: Eni acquista il gas naturale attraverso contratti long term e, in una logica di diversificazione del portafoglio, intrattiene rapporti commerciali con le principali compagnie nazionali. Nel 2013, come evidenziato a pagina 46 del Bilancio, quasi il 90% degli acquisti di gas naturale dall'estero hanno riguardato sei fornitori "storici". In particolare il 37,7% ha riguardato forniture dalla Russia (Gazprom), l'11,7% dalla Norvegia (Statoil), il 16,6% dall'Olanda (Gasterra), l'11,9% dall'Algeria (Sonatrach), il 7,4% dalla Libia (NOC), il 3,7% dal Qatar (Rasgas).

Il prezzo medio di acquisto, in particolare in questo momento che ci vede coinvolti in rinegoziazioni contrattuali con la maggior parte dei nostri fornitori, è un dato sensibile la cui pubblicazione pregiudicherebbe gli interessi commerciali della società.

59 Vorrei conoscere a quanto ammontano le consulenze pagate a società facenti capo al dr. Bragiotti, avv. Guido Rossi e Berger?

Risposta: Nel 2013 non è stato pagato alcun compenso alle persone indicate relativamente a prestazioni collegate all'attività finanziaria.

60 Vorrei conoscere. A quanto ammonta la % di quota italiana degli investimenti in ricerca e sviluppo?



Risposta: La spesa in r&s consuntivata a Bilancio 2013 è di €197 mln, di cui €178 mln (90%) effettuata da divisioni/società Eni italiane.

La quota di spesa in r&s realizzata da divisioni e società estere dell'Eni è del 10% (€19 mln), in particolare da Eni Norge (€12 mln).

61 Vorrei conoscere a quanto ammonta il margine reale da 1 al 5% della franchigia relativa all'art.2622 c.

Risposta: Per l'esercizio 2013:

- **con riferimento al bilancio separato di Eni SpA la franchigia riferita al risultato economico al lordo delle imposte è pari a circa €231 milioni, quella riferita al patrimonio netto è pari a circa €407 milioni;**
- **con riferimento al consolidato Eni la franchigia riferita al risultato economico al lordo delle imposte è pari a circa €699 milioni, quella riferita al patrimonio netto è pari a circa €582 milioni.**

62 Vorrei conoscere i costi per le assemblee.

Risposta: Il costo medio di un'assemblea è di circa €240.000.

63 Vorrei conoscere i costi per valori bollati.

Risposta: Nel 2013 il costo è stato di circa €6,4 milioni.

64 Vorrei conoscere la tracciabilità dei rifiuti tossici.

Risposta: La normativa italiana in materia di rifiuti assicura la tracciabilità dell'intera filiera di smaltimento dal produttore allo smaltimento finale. In Italia per la tracciabilità dei rifiuti tossici è stato inoltre attivato il SISTRI quale ulteriore sistema di tracciabilità sul



trasporto e smaltimento. Eni dispone poi di un sistema normativo interno di procedure e istruzioni operative per assicurare la piena tracciabilità dello smaltimento dei rifiuti, secondo le best practices in materia.

65 Dettaglio per utilizzatore dei costi per elicotteri ed aerei aziendali. Quanti sono gli elicotteri di che marca e con quale costo orario ed utilizzati da chi?

Risposta: Eni SpA, attraverso la sua società Servizi Aerei SpA, possiede 3 aerei di produzione Dassault Aviation e un aereo di produzione Gulfstream, più precisamente:

- Falcon 2000 I-SEAE (anno di costruzione 2004)
- Falcon 900EX Easy I-SEAS (anno di costruzione 2008)
- Falcon 900EX Easy I-SEAR (anno di costruzione 2007)
- Gulfstream G550 (anno di costruzione 2013).

Tali aerei sono esclusivamente utilizzati per le esigenze operative delle società appartenenti al gruppo Eni e sono asserviti alla copertura delle tratte verso i siti di produzione che non sono adeguatamente serviti con voli di linea.

Inoltre, soprattutto in relazione a determinate destinazioni estere, l'utilizzo di una flotta privata consente di garantire livelli di sicurezza elevati e coerenti con le criticità delle destinazioni servite.

Per quanto riguarda il costo orario, a seconda della tratta, lo stesso risulta in linea a quello delle compagnie aeree alternative (ove disponibili), ma la possibilità di ridurre drasticamente i tempi di trasferimento e la maggior sicurezza garantita dalle dotazioni di volo



rende il costo orario più che competitivo rispetto a quanto proposto sul mercato.

Eni non possiede elicotteri.

66 A quanto ammontano i crediti in sofferenza?

Risposta: Dal commento alla voce 10 – Crediti commerciali ed altri crediti a pagg. 139-141 delle note al bilancio consolidato risulta quanto segue:

- i crediti svalutati al netto del fondo di svalutazione sono pari a €1.226 milioni (€1.056 milioni commerciali; €170 milioni altri crediti); erano €1.461 milioni al 31 dicembre 2012 (€1.257 milioni commerciali; €204 milioni altri crediti);**
- il fondo svalutazione crediti è pari a €1.877 milioni, €1.291 milioni riferiti ai crediti commerciali, €52 milioni ai crediti finanziari, €534 milioni ad altri crediti. Al 31 dicembre 2012 era pari a €1.636 milioni, €1.056 milioni riferiti ai crediti commerciali, €6 milioni ai crediti finanziari, €574 milioni ad altri crediti.**

Inoltre, nell'attivo sono presenti crediti scaduti e non svalutati per €4.588 milioni, di cui €1.016 milioni scaduti da oltre 12 mesi; tali crediti riguardano principalmente rapporti verso amministrazioni pubbliche, enti di Stato esteri, controparti con elevata affidabilità creditizia per forniture di prodotti petroliferi, gas naturale e prodotti petrolchimici e verso clienti retail del settore Gas & Power.



67 Ci sono stati contributi a sindacati e o sindacalisti se si a chi a che titolo e di quanto?

Risposta: Nel 2013 Eni ha sponsorizzato il "Concerto del 1° maggio", rassegna musicale promossa dai tre principali sindacati italiani. Il contributo pagato da Eni è stato pari a €75.000 ed è stato erogato alla società organizzatrice dell'evento, Anyway srl.

68 C'è e quanto costa l'anticipazione su cessione crediti %?

Risposta: Nel corso del 2011, del 2012 e del 2013 sono stati perfezionati, con alcune primarie controparti, accordi di cessione rolling pro-soluto di crediti commerciali.

L'importo delle cessioni in essere al 31 dicembre 2013 di crediti commerciali con scadenze 2014 è stato pari a €2.533 milioni (€2.054 milioni nell'esercizio 2012 con scadenza 2013).

Gli accordi di cessione prevedono il pagamento di una commissione "flat" pari ad alcuni basis point sul valore facciale del credito ceduto; il tasso di sconto applicato tra la data di cessione dei crediti e quella della scadenza media ponderata dei crediti stessi è variabile ed è legato all'euribor maggiorato di uno spread allineato allo standing creditizio dell'Eni.

Inoltre, sono state poste in essere operazioni di cessione pro-soluto not notification di crediti commerciali del settore Ingegneria & Costruzioni con scadenza 2014 tramite la società di Gruppo Serfactoring SpA per €220 milioni (€149 milioni nell'esercizio 2012 con scadenza 2013).



69 C'è il preposto per il voto per delega e quanto costa?

Risposta: Il Rappresentante degli Azionisti designato dalla Società, ai sensi dell'art. 135-undecies TUF, è l'Avv. Dario Trevisan. Il costo è pari a €5.000, oltre Iva e CPA.

70 Da chi è composto l'ODV e quanto costa alla società?

Risposta: L'Organismo di Vigilanza di Eni, che svolge anche le funzioni di Garante del Codice Etico, è composto da cinque membri, di cui due esterni (fra i quali il Presidente) e tre interni a Eni (Direttore Affari Legali di Eni, Direttore Internal Audit di Eni e Direttore Risorse Umane e Organizzazione di Eni). All'Organismo di Vigilanza, ai sensi di quanto previsto dal Modello 231 di Eni, è garantita la disponibilità delle risorse finanziarie necessarie per lo svolgimento delle attività di propria competenza, con facoltà di stipulare, modificare e/o risolvere incarichi professionali con soggetti terzi. A tal fine, a fronte di una previsione di spese effettuata dall'Organismo, è predisposto un budget per le attività di sua competenza. I costi relativi all'Organismo di Vigilanza tengono conto anche dei compensi dei relativi componenti.

71 A quanto ammontano gli investimenti in titoli pubblici?

Risposta: Al 31 dicembre 2013, gli investimenti in titoli di Stato (o titoli pubblici) ammontano a €2 miliardi, di cui €0,8 miliardi in titoli italiani, come riportato alla pag. 137 della Relazione Finanziaria Annuale 2013.

72 Quanto è l'indebitamento INPS e con l'agenzia delle entrate?

Risposta: Al 31 dicembre 2013 non risultano debiti di Eni SpA per imposte sui redditi. Il debito verso istituti di previdenza ammonta a €78 milioni di cui €67 milioni verso INPS.



73 Se si fa il consolidato fiscale e a quanto ammonta e per quali aliquote?

Risposta: L'Eni SpA e le principali società controllate italiane hanno esercitato l'opzione per il consolidato fiscale nazionale a partire dall'annualità 2004. Il reddito calcolato con riferimento al consolidato fiscale è assoggettato all'aliquota IRES vigente, attualmente il 27,5%. Le addizionali all'IRES e l'IRAP sono liquidate e versate autonomamente dalle singole società. Con riferimento all'annualità 2013 le società incluse nel consolidato fiscale sono 28, ivi compresa la controllante Eni SpA.

74 Quanto è margine di interesse interno dello scorso esercizio positivo della redditività e quello negativo dell'indebitamento?

Risposta: Nel 2013 il tasso di rendimento calcolato sulla giacenza media delle disponibilità liquide ed equivalenti è stato dello 0,4%; la maggior parte del debito Eni è rappresentata da prestiti obbligazionari il cui dettaglio per durata e costo è riportato alla pag.162 della Relazione Finanziaria 2013.



Domande pervenute dall'azionista **Tommaso Marino**

1. Cosa preclude all'Eni d'inserire a verbale anche le domande poste prima dell'Assemblea e quali vantaggi trae l'azienda nell'evitare questa procedura?

Risposta: L'art. 127-ter del T.U.F., che regolamenta il diritto degli azionisti di porre domande prima dell'Assemblea, non prevede l'obbligo per la Società di riportare nel verbale assembleare le risposte alle domande fornite prima dell'Assemblea. Ad ogni modo, le risposte alle domande poste in relazione alle assemblee sono disponibili nel sito Internet della Società, nell'apposita sezione relativa all'archivio delle assemblee.

Nel 2013 la Società, in ottica di massima trasparenza e certezza degli atti assembleari, ha deciso di depositare presso un Notaio il documento delle domande e risposte precedenti all'assemblea. L'atto di deposito è pubblicato sul sito Internet della Società nella sezione documentazione/corporate governance. Per l'assemblea dell'8 maggio 2014 il documento contenente le risposte alle domande pervenute prima della riunione sarà allegato direttamente al verbale che viene pubblicato sul sito.

2. Perché le risposte pubblicate nel sito non vengono controfirmate?

Risposta: La legge non richiede che le risposte siano controfirmate perché non è necessario per accertarne la provenienza dalla società. Per la pubblicazione sono previste procedure interne al fine di garantire che la risposta sia fornita da dirigenti di adeguato livello di responsabilità.



3. Vorrei conoscere il costo, ad oggi, del procedimento giudiziario che l'Eni ha avviato nei confronti di Milena Gabanelli?

Risposta: Il procedimento civile avviato nei confronti di RAI e dei giornalisti Gabanelli e Mondani è in fase istruttoria in primo grado. La difesa di Eni è stata affidata a un primario studio legale e i costi saranno in linea con le tariffe professionali applicabili.

4. Quali sono i giornalisti RAI e di quotidiani che nel 2013 sono stati anche consulenti dell'Eni?

Risposta: Nessuno

5. Perché l'Eni non ha predisposto delle convenzioni di hotel per i soci partecipanti all'Assemblea, provenienti (e non solo) dall'estero?

Risposta: Al momento la questione non è stata oggetto di riflessione, ma valuteremo l'opportunità.

6. Perché l'Eni, contrariamente a quanto annunciato dall'Amministratore Delegato, non ha mai raggiunto una produzione petrolifera pari a 2 mboe/gg?

Risposta: Il target di produzione di 2 milioni di barili/gg annunciato nel 2005 si basava su prezzi del petrolio ancora previsti essere inferiori ai 30 dollari/bbl; in questi anni, invece, il trend dei prezzi è stato in crescita fino a raggiungere 109 dollari/bbl nel 2013. Come noto, la struttura dei contratti petroliferi di PSA è tale per cui a prezzi crescenti corrispondono volumi minori.



7. Quali sono state le maxi dismissioni che nel 2013 hanno potuto garantire ad Eni il 23% di utili in più rispetto al 2012?

Risposta: Nonostante le difficoltà dei principali mercati di riferimento del Gruppo a causa della debolezza della domanda di gas e carburanti e dei fattori geopolitici che hanno penalizzato le produzioni E&P, l'utile netto 2013 consolidato registra un aumento del 22,9% rispetto al 2012 (+€960 milioni) grazie alla flessibilità, assicurata da un portafoglio di opportunità sempre più ampio dovuta ai recenti risultati esplorativi, che ha permesso la monetizzazione anticipata di risultato e di cassa con la cessione del 20% della scoperta in Mozambico con un incasso di €3,4 miliardi e una plusvalenza netta di conto economico di circa €3 miliardi e il disinvestimento della partecipazione negli assets siberiani di Artic Russia con un incasso di €2,2 miliardi avvenuto nel gennaio 2014 e una plusvalenza da rivalutazione a fair value di €1,7 miliardi registrata nell'utile 2013 in forza dell'avvenuta cessazione del controllo congiunto alla data di redazione del bilancio.

8. Quali sono state le principali difficoltà di sfruttamento delle riserve di gas in Mozambico e che entità di investimenti richiedono?

Risposta: Il progetto Mozambico è ancora in fase esplorativa, e fino ad ora non ha incontrato alcuna difficoltà. Al contrario, è esemplare per i successi delle attività fin qui svolte: sono stati perforati ad oggi 12 pozzi tutti ad esito positivo, con ritrovamento di più di 90 TCF di gas in posto.

Lo sfruttamento di questo gas inizierà nel 2019/2020, a seguito delle attività di sviluppo che dovrebbero partire l'anno prossimo.

Siamo ottimisti che il progetto continuerà positivamente in considerazione delle caratteristiche tecniche che lo rendono



competitivo per tempi e costi e del favorevole posizionamento rispetto ai mercati di sbocco a premio del Far East.

Lo sviluppo di queste ingenti risorse sarà fasato negli anni, con un costo stimato nell'ordine di 2,3 e 2,7 miliardi di dollari per MTPA di LNG prodotto (costi upstream e midstream). Per il quadriennio 2014-2017 prevediamo investimenti in quota Eni per oltre 5 miliardi di euro.

9. **Quando sarà possibile riprendere l'estrazione di metano nel Kashagan, peraltro iniziata in ritardo e solo nel 2013 rispetto alle errate previsioni dell'Amministratore Delegato?**

Risposta: Alla fine di marzo l'Operatore ha comunicato i risultati delle ispezioni interne (intelligent PIG) effettuate sulle linee dell'olio. Sono state riscontrate delle anomalie (non-passing cracks – fratture che non provocano perdite di contenimento) di severità inferiore rispetto a quelle rilevate nella condotta per il trasporto del gas acido.

Le analisi confermano che le fratture sono state causate dal contenuto di acido solfidrico (Sulfide Stress Corrosion Cracking) che ha danneggiato sezioni di tubo e saldature con livello di durezza superiore ai normali standard dell'industria.

Al momento stiamo portando a termine altri test per meglio capire le cause del danno (Sulfide Stress Corrosion Cracking). L'unica certezza è che il problema non risiede nella scelta dei materiali: le pipelines sono state progettate per resistere all'elevato contenuto di H₂S e alla presenza di acqua. Le analisi di laboratorio e le simulazioni effettuate hanno confermato che le specifiche dei tubi erano adeguate alle caratteristiche dei fluidi di Kashagan.

Anche se le ispezioni tecniche non sono ancora completate, lo scenario più probabile è che l'Operatore dovrà rimpiazzare entrambe le condotte per il trasporto di olio e gas acido. Il consorzio sta lavorando



da tempo su questa opzione, e già da settimane ha emesso la gara d'appalto per l'approvvigionamento e l'installazione dei nuovi tubi. Il consorzio lavorerà a stretto contatto con i fornitori al fine di evitare che il problema si ripresenti.

Maggiori informazioni su costi e tempistiche saranno rilasciate dall'Operatore alla fine del secondo trimestre 2014.

In termini d'impatto sulla produzione Eni, ricordiamo che per il 2014 abbiamo indicato un contributo marginale da parte di Kashagan e per il 2015 abbiamo contingencies significative.

10. Vero che le autorità kazake hanno chiesto al consorzio di Major in Kashagan, di cui noi facciamo parte, danni per oltre 700 milioni di dollari? In caso di condanna quale importo ci troveremmo a pagare?

Risposta: Le autorità Kazakhe hanno avviato una serie di azioni civili e amministrative nei confronti del consorzio di Kashagan relativamente al gas bruciato nelle apposite fiaccole per depressurizzare le condotte in occasione delle perdite di gas avvenute in fase di avvio della produzione a settembre.

Sono state contestate violazioni delle leggi ambientali e danni ambientali, con richieste di risarcimento di circa 800 milioni USD.

L'Operatore ed il consorzio hanno fatto ricorso contro la sanzione in quanto ritengono di aver agito in linea con i termini legali e contrattuali, nonché con le migliori pratiche internazionali.

In caso di condanna, Eni sarà tenuta al pagamento di quanto dovuto in proporzione alla sua partecipazione del 16,52%.

11. Perché l'Amministratore Delegato ha firmato dei contratti capestro così detti "take or pay" che vincolano il gruppo a pagare metano alla Russia anche se non



consumato e quale soluzione pensa di adottare il nuovo Amministratore Delegato dr. Descalzi?

Risposta: Va inizialmente precisato che, nell'ultimo decennio, Eni non ha firmato nuovi contratti di fornitura gas a lungo termine, (i cosiddetti contratti con clausola take or pay). Va inoltre precisato che i contratti con clausola "take or pay" prevedono, tra l'altro, che il compratore garantisca il ritiro annuo di una certa quantità di gas (minimo contrattuale). Se tale quantità non viene ritirata, il compratore è obbligato a riconoscere al venditore un anticipo, calcolato in percentuale variabile sul valore del gas non ritirato. E' importante però sottolineare che detto anticipo viene scontato dal prezzo del gas che può essere ritirato negli anni successivi.

Inoltre, in generale, i contratti Take or Pay sono stati conclusi prevalentemente tra gli anni 70 e 90 con i diversi fornitori a condizioni di volumi e prezzi coerenti con gli scenari di mercato prevalenti al momento e con possibilità di rinegoziazione degli stessi a scadenze periodiche.

Fino a pochi anni fa, ossia prima dello sviluppo di hub liquidi del gas, tali contratti hanno rappresentato l'unica modalità di approvvigionamento per tutti gli operatori e fonte di un notevole vantaggio competitivo. Garantendo la sicurezza degli approvvigionamenti, essendo caratterizzati da una certezza dei flussi e una flessibilità che non si riscontra neanche oggi negli acquisti di gas spot.

I contratti di approvvigionamento di lungo periodo contengono altresì clausole di periodica revisione delle condizioni contrattuali (prezzi e volumi) al fine di garantire un costante allineamento alle mutate condizioni di mercato di vendita. Come noto



infine Eni ha attivato, con successo, tali clausole contrattuali nel recente passato e continuerà a farlo nel prossimo futuro.

12. E' vero che l'Amministratore Delegato dimissionario ha annullato una campagna pubblicitaria di mezzo milione di euro affidata al Corriere della Sera, dopo che questo ha pubblicato un articolo di Milena Gabanelli in data 20/03/2014?

Risposta: Non è vero. Eni ha aderito al progetto "Corriere per tutti. L'Italia volta pagina" che prevede la realizzazione di un sito e un numero speciale del Corriere della Sera in uscita il 19 maggio.

13. Con riguardo all'elegendo Presidente dell'Eni avendo questi dichiarato di non trovarsi in situazione d'incompatibilità rispetto ai suoi incarichi nel Gruppo privato che presiede, l'Eni è in grado di confermare tali affermazioni, in modo da garantire all'interessata lo svolgimento di un sereno mandato e agli azionisti la garanzia che non vi siano conflitti d'interessi?

Risposta: All'atto dell'accettazione della candidatura, la Dott.ssa Marcegaglia ha dichiarato l'inesistenza di cause d'ineleggibilità, decadenza e incompatibilità nonché il possesso dei requisiti di indipendenza normativamente richiesti per la nomina della suddetta carica. La società non ha al momento evidenza di situazioni, inclusi conflitti d'interesse, che possano pregiudicare lo svolgimento "sereno" del mandato. Successivamente alla nomina, il Consiglio di Amministrazione è tenuto ad effettuare la verifica sul possesso dei requisiti da parte di tutti gli Amministratori, con la supervisione del Collegio Sindacale e l'esito di tale verifica sarà reso noto con un comunicato stampa. La tematica dei conflitti di interesse è inoltre oggetto delle procedure interne richieste dalla legge in materia di parti correlate e interessi degli Amministratori e Sindaci.



14. Quando è previsto che siano rinnovati gli incarichi in AGI?

Risposta A: Il Consiglio di Amministrazione ed il Presidente di AGI sono stati nominati dall'Assemblea degli azionisti del 4 aprile u.s. ed il successivo CdA nella stessa data ha nominato l'Amministratore Delegato. Le nomine sono avvenute per un triennio.

15. Quanti sono stati i praticanti giornalisti in servizio in AGI nel 2013? Essi devono far parte necessariamente di una pianta organica o possono collaborare anche da esterni?

Risposta: Nel 2013 non ci sono stati praticanti giornalisti. Il rapporto di lavoro è regolato dall'articolo 35 del vigente CNLG.

16. Qual'era in numero di personale complessivo in servizio in AGI nel 2013 rispetto al 2012 e a tutt'oggi?

Risposta: Il personale complessivo in AGI nel 2012 e nel 2013 è stato di 145 unità. Ad oggi il personale in servizio è di 143 unità.

17. Che cosa è la Multicard Eni?

18. Quali tipi di convenzioni possono essere stipulate con aziende e/o associazioni in merito ad agevolazioni sul carburante?

Risposta alle domande 17 e 18: Multicard è la "fuel card" europea Eni.

Si tratta di una vera e propria piattaforma commerciale di fornitura condivisa dall'Italia e dalle 9 Consociate (Austria, Francia, Germania, Repubblica Ceca, Romania, Slovacchia, Slovenia, Svizzera, Ungheria) grazie alla quale i clienti business (società, imprese, artigiani,



professionisti, partite IVA) possono rifornirsi continuativamente acquistando carburanti, lubrificanti e servizi su tutte le Eni station in Europa e sulle altre 11.000 stazioni del Consorzio Routex, presenti in 29 nazioni europee.

Le forniture avvengono senza utilizzo di contanti perché il cliente si identifica sull'impianto, secondo i più elevati standard di sicurezza, grazie all'utilizzo della carta che traccia in modo elettronico ogni rifornimento.

I clienti possono controllare elettronicamente in tempo reale le proprie transazioni.

A fine periodo, cioè ogni quindici giorni oppure una volta al mese, il cliente riceve una fattura riepilogativa il cui importo totale sarà addebitato sul suo conto corrente con un'ulteriore dilazione minima di 15 giorni.

In Italia multiscard ha natura finanziaria di carta di credito ed è emessa da Eni Adfin, istituto di pagamento riconosciuto da Banca d'Italia.

Grazie all'utilizzo di questo servizio di fornitura continuo i clienti business possono utilizzare le fatture riepilogative Eni per tutte le finalità contabili e fiscali, perché esse sono valide secondo le diverse normative di tutti i Paesi di rifornimento.

Questo servizio di fornitura è convenzionato in Italia con le più importanti associazioni d'impresa. Le convenzioni prevedono il riconoscimento di condizioni economiche - quota associativa, sconti, premi quantità, dilazioni - particolarmente vantaggiose, che un'impresa non potrebbe vedersi riconosciuta singolarmente.

eni international



Annual Report 2011
Eni International B.V.

ANNUAL REPORT



eni international bv

Approved by the Annual General Meeting
of the Shareholder held on April 20, 2012

Registered Office in Amsterdam, the Netherlands
Commercial Register no.: 33.264.934
World Trade Center, Strawinskylaan 1725
1077 XX Amsterdam

BOARD OF DIRECTORS

Chairman

A. Simoni

Managing Director

R. Castriota

Director

R. Ulissi

COMPANY'S AUDITOR

Ernst & Young Accountants LLP

CONTENTS

Directors' report	6
Financial statements	13
Balance sheet as at December 31, 2011	14
Profit & Loss account for the year ended December 31, 2011	15
Notes to the Company's financial statements	16
Other information	35
Appropriation of result	35
Proposal of result	35
Subsequent events	35
Independent auditor's report	36
Abstract of the minutes of the Annual General Meeting of the Shareholders of Eni International B.V. of April 20, 2012	38

Directors' report

To the Shareholder:

We are pleased to submit the report on the activities of Eni International BV ("the Company") for the financial year 2011.

General Information

The Company acts as an intermediate holding company for Eni SpA, a fully integrated oil and gas company engaged in all aspects of the petroleum business.

The activities of the Company's investments include: 1) E&P companies engaged in exploration, development and production of oil and gas and other products; 2) Eni Trading & Shipping BV, a company dedicated to oil trading; 3) R&M companies involved in the refining and distribution of petroleum products; 4) G&P companies involved in the trading of natural gas; 5) IT companies involved in the transport of natural gas and 6) financial companies represented by Eni Finance International SA (former Eni Coordination Center SA), the sole vehicle within Eni which centralizes the financing activity to the benefit of the non-Italian Eni companies and Banque Eni SA.

The Company now includes the following investments:

- Exploration and Production (E&P): 59 companies in which the Company directly holds an interest.
- Refining and Marketing (R&M): 27 companies in which the Company directly holds an interest.
- Gas and Power (G&P): 10 companies in which the Company directly holds an interest.
- International Transport (IT): 6 companies in which the Company directly holds an interest.
- Financial companies: includes an interest in 2 companies, Eni Finance International SA and Banque Eni SA.

Holding activities

The major transactions causing the movements in investments are detailed per activity herein after:

Disposal of shareholdings

Exploration & Production (E&P)

On March 24, 2011, the Board of Directors of the Company approved the sale of Eni Argentina Exploración y Explotación SA. On April 1, 2011 the Company signed the purchase and sale agreement contract with the buyer. At December 31, 2011 the transaction has not been completed.

Gas & Power

On July 29, 2011, the Company finalized the sale of Gas Brasileiro Distribuidora SA receiving an amount of KUSD 271,407 from Petrobras Gas SA (the Purchaser).

International Transport

On November 30, 2011, the Company finalized the sale of Eni Gas Transport GmbH, Transitgas AG and Eni Gas Transport International SA with Fluxys SA receiving amounts of KEUR 28,924 (KUSD 38,810) for Eni Gas Transport GmbH; KCHF 74,900 (KUSD 81,107) for Transitgas AG and KCHF 992,917 (KUSD 1,075,200) for Eni Gas Transport International SA. On January 30, 2012 Fluxys communicated a net adjustment price on the sale of Transitgas AG and Eni Gas Transport International SA for an amount of KCHF 100.

On December 22, 2011, the Company finalized the sale of Trans Austria Gasleitung AG with a subsidiary of Cassa Depositi e Prestiti SpA, a related company, receiving an amount of KEUR 532,700 (KUSD 696,452). The amount has been fully paid by Cassa Depositi e Prestiti. On February 6, 2012, KPMG certified a net adjustment price on the sale of Trans Austria Gasleitung AG for an amount of KEUR 707 (KUSD 916). The amount has been fully paid by Cassa Depositi e Prestiti on February 16, 2012.

Acquisition and new incorporation

Exploration & Production (E&P)

In line with Eni's strategy of strengthening its position in Eastern Europe, the Company incorporated Eni Ukraine Holdings BV. Eni Ukraine Holdings BV has been used as vehicle to acquire interests in both Pokrovskoe Petroleum BV and Zagoryanska Petroleum BV and therefore their interest in exploration licenses.

International Transport

Following the approved plan of pipelines disposal, the Company acquired from Eni Gas Transport GmbH (subsidiary included in the disposal plan) the 13.04% of Norse Gas GmbH. Furthermore the Company incorporated a new subsidiary, named Eni Gas Transport Services SA which received from Eni Gas Transport International SA the activities concerning services to the transportation companies. The Company paid an amount of KEUR 241 (KUSD 358) for the acquisition of Norse Gas GmbH and an amount of KCHF 100 (KUSD 114) for the share capital of Eni Gas Transport Services SA.

Capital Contribution

Exploration & Production (E&P)

During the year, the Company paid KUSD 33,770 as a capital contribution to Eni Polska SP. Z.O.O. (former Minsk Energy Resources SP Z.O.O) to finance out of equity its shale gas exploration in Poland.

During the year, the sole shareholder resolved to increase the equity of Eni Togo BV by an amount of KUSD 42,000 to finance out of equity the exploration activities.

On July 11, 2011, the Company resolved to approve an increase the equity in Eni Ukraine Holdings BV by a share premium contribution of KUSD 68,000 to finance the payment of the 30% with an option to increase its participation up to 60% in the Pokrovskoe Petroleum BV exploration licence and also 60% interest in Zagoryanska Petroleum BV. Both the exploration licences are located in the prolific Dniepr-Donetz basin, one of the most promising in Ukraine.

On July 19, 2011, the Extraordinary Shareholders Meeting of Eni RD Congo SPRL, resolved to increase its capital of KCDF 9,999,900 (around KUSD 10.853) to finance out of equity its exploration investment.

On July 15, 2011, the Company paid the second and final installment of KUSD 18,072 of the capital contribution of Eni Petroleum Co. Inc. subscribed on October 20, 2010.

On December 19, 2011, the sole shareholder resolved to increase the equity of Eni Argentina Exploración y Explotación S.A by an amount of KUSD 4,608 in accordance with the signed Purchase and Share Agreement.

On December 19, 2011, the sole shareholder resolved to increase the equity of Eni Bulungan BV by an amount of KUSD 5,300 to finance out of equity the exploration activities.

On December 19, 2011, the sole shareholder resolved to increase the equity of Eni Denmark BV by an amount of KUSD 8,200 to finance out of equity the exploration activities.

On December 19, 2011, the sole shareholder resolved to increase the equity of Eni Muara Bakau BV by an amount of KUSD 50,400 to finance out of equity the exploration activities.

On December 19, 2011, the sole shareholder resolved to increase the equity of Eni Australia Ltd. by an amount of KUSD 280,000 to finance the payment of the purchase price of Evan Shoal gas field in the Timor Sea, which holds expected gas in place of up to 7 trillion cubic feet and finance out of equity the exploration activities arising there from.

On December 19, 2011, the sole shareholder resolved to increase the equity of Eni Energy Russia by an amount of KUSD 14,000 to finance the investment programs of its subsidiary OOO "Eni Energhia".

On December 19, 2011, the sole shareholder resolved to increase the equity of Eni Middle East BV by an amount of KUSD 13,400 to finance the investment programs of its subsidiary Eni Repsa Gas Ltd.

On December 19, 2011, the sole shareholder resolved to increase the equity of Eni Venezuela BV by an amount of KUSD 23,000 to finance the investment programs of its subsidiary Cardon IV.

On December 19, 2011, the sole shareholder resolved to increase the equity of Eni Australia BV by an amount of KUSD 514,230 to cover the otherwise negative equity following the result of the ceiling test calculated in the previous year.

On December 19, 2011, the sole shareholder resolved to increase the equity of IEOC Exploration BV by an amount of KUSD 210,000 to cover the otherwise negative equity following the result of the ceiling test calculated in the previous year.

At December 31, 2011, all the capital contributions were fully paid.

Gas & Power

During 2011, the Company resolved to increase the equity of Eni G&P France BV by an amount of KEUR 205,200 (KUSD 280,937) in order to finance the increase ownership of Eni G&P France BV in Altagaz SA up to 98.32%.

At December 31, 2011, all the capital contributions were fully paid.

Others holding activities

Exploration & Production (E&P)

On August 3, 2011, Minsk Energy Resources SP Z.O.O changed its name in Eni Polska SP. Z.O.O.

Refining & Marketing

On April 7, 2011, Agip Lubricantes was wound up and put into liquidation.

On June 1, 2011, Eni Slovensko SPOL. SR. O. absorbed Eni Oil Slovensko SPOL. SR. The Company now holds 99.99% of Eni Slovensko SPOL. SR. O. since Eni Oil Holdings BV has purchased the 0.01%.

On June 30, 2011, Agip Slovenija doo changed its name in Eni Slovenija doo.

On July 31, 2011, Eni Česká Republika S.R.O. absorbed Eni Oil Česká Republika S.R.O. The ownership remained the same.

On October 20, 2011, Eni Trading & Shipping Services BV was wound up and put into liquidation.

Corporate

On September 16, 2011, Eni Coordination Center SA changed its name in Eni Finance International SA.

Guarantees

Exploration & Production (E&P)

During the year, the Company issued in the interest of E&P subsidiaries the following guarantees:

- A Parent Company Guarantee in favour of Intesa San Paolo S.p.A., London Branch covering the Term Facility Agreement between Intesa San Paolo S.p.A, London, Banca Intesa in the Russian Federation and Artic Russia BV, for an amount not exceeding Russian Rubles 14,200,000,000 out of which Eni's share is Roubles 8,520,000,000 (KUSD 263,954 as at December 31,2011);
- A Parent Company Guarantee in favour of LLC "SeverEnergia" covering the pro-quota commitment of Artic Russia BV (49%) to finance LL "SeverEnergia" up to the amount of Russian Rubles 15,190,000,000, corresponding to KUSD 470,586 as at December 31, 2011. The maximum exposure for the Company is KUSD 282,356 being Artic Russia participated for 60% share.
- A Parent Company Guarantee in favour of Nigerian National Petroleum Corporation, securing the performance of Nigerian Agip Exploration Limited as a 49% co-licensee of the obligations towards Nigerian National Petroleum Corporation pursuant to the oil prospecting licence "OPL 2009";
- A Parent Company Guarantee in favour of the Ministry of Finance of Angola, covering the payment of Petroleum Income Tax for a total amount not exceeding KUSD 117,349, if due by Eni Angola Production BV.

Gas & Power (G&P)

- A Parent Company Guarantee in favour of MITGAS Mitteldeutsche Gasversorgung GmbH covering the payments obligation arise under the gas sale and purchase agreement entered by Eni Gas & Power GmbH with MITGAS up to a maximum aggregate amount not exceeding KEUR 3,000.

International Transport

- On June 24, 2011, the Company issued a Parent Company Guarantee for the favour of the former employees of Sudpetrol AG in respect of their pension plan, under the terms and conditions set forth in the Assignment Agreement between the company and Eni Gas Transport International SA.

Dividends

During 2011, the Company received KUSD 5,489,249 dividends from its equity valued participations and KUSD 5,105 from its other investments. During 2011, the Company received KUSD 80,000 declared in 2010 while KUSD 57,000 declared in 2011 are not yet received.

During 2011, the Company paid a dividend to its sole shareholder Eni SpA of KUSD 6,000,000.

Share capital and shareholder's equity

As at December 31, 2011 the shareholder's equity amounts to KUSD 35,770,230 (2010: KUSD 33,401,541) and is specified as follows:

(thousand US Dollars)	2011
Issued and paid-in capital	830,274
Share premium	8,386,823
Other reserves	(366,705)
Cumulative translation adjustment	(78,554)
Retained earnings	18,174,928
Result for the year	8,823,464
	35,770,230

The increase of KUSD 2,368,689 is due to the following changes:

(thousand US Dollars)	2011
Dividend distributed	(6,000,000)
Translation differences	(281,669)
Other	(173,106)
Result of the year	8,823,464
	2,368,689

The authorised share capital consists of 250,000,000 ordinary shares of EUR 5 nominal value each. At December 31, 2011, 128,336,685 ordinary shares have been issued and fully paid. The share capital amounting to KEUR 641,683 is translated into US dollars using the year-end exchange rate and amounts to KUSD 830,274 at December 31, 2011 (KUSD 857,417 at December 31, 2010).

As at December 31, 2011 the shares are fully owned by Eni SpA.

Personnel and organization

The average number of Company employees at December 31, 2011 was 40 (2010: 38).

The general and administrative expenses, net of the revenues for services rendered, amount to KUSD 3,196 (2010: KUSD 2,631).

Result for the period

The financial statements for the period show a net profit of KUSD 8,823,464 (2010: KUSD 7,556,508).

The increase of KUSD 1,266,956 in the result is due to:

(thousand US Dollars)

Gain in disposal of investments	1,539,345
Lower result of the shareholdings valued at net asset value	(297,126)
Refund of corporate income tax and other taxes	(7,891)
Higher operating income, net	24,466
Higher financial income net	7,861
Higher dividends from other investments	301
	1,266,956

Future developments

The Company will continue its holding and financing activities.

Financial Risk Management

Financial risk management is disclosed in Note 3 of the financial statements.

Subsequent Events

Following the subsequent events not previously described.

On January 12, 2012, the Company incorporated Eni Liberia BV in order to acquire 35.71% participation interest in three blocks located in the offshore of Liberia.

On January 23, 2012, the Shareholder Meeting of Eni Oil Do Brasil SA resolved to increase the corporate capital for an amount of KReais 9,000 (KUSD 5,175).

On February 20, 2012, the Company incorporated Eni Vietnam BV in order to acquire participating interest and operator ship in offshore blocks in Vietnam.

On February 20, 2012, the Company renamed South Stream BV, an inactive subsidiary, as Eni JPDA 11-106 BV in order to start exploration in others Australian offshore blocks.

On February 23, 2012, the Company signed a Purchase Sale Agreement with Fluxys GSA and Snam SpA, a related company for its interests in Interconnector (UK) Limited for an amount of KEUR 43,400 (KUSD 56,667). The closing is expected within the end of 2012.

Signed by the Board of Directors in Amsterdam on March 7, 2012:

A. Simoni
Chairman

R. Castriota
Managing Director

R. Ulissi
Director

Financial statements

Balance sheet as at December 31, 2011

(before appropriation of net result)

(thousand US Dollars)	Note	Dec. 31, 2011	Dec. 31, 2010
ASSETS			
Fixed assets			
Tangible fixed assets	4	223	283
Shareholdings	5	36,544,369	34,491,925
Deferred tax assets	6	42,374	21,775
Total fixed assets		36,586,966	34,513,983
Current assets			
Accounts receivable	7	95,455	114,975
Other current assets	8	72,537	64,729
Cash and deposits	9	285,768	170,549
Total current assets		453,760	350,253
TOTAL ASSETS		37,040,726	34,864,236
SHAREHOLDER'S EQUITY			
	10		
Share capital		830,274	857,417
Share premium		8,386,823	8,386,823
Other reserves		(366,705)	(193,599)
Currency translation differences		(78,554)	175,972
Retained earnings		18,174,928	16,618,420
Result for the year		8,823,464	7,556,508
TOTAL SHAREHOLDER'S EQUITY		35,770,230	33,401,541
Long term liabilities			
Provision for Shareholdings	5	1,236,955	1,423,652
Total long term liabilities		1,236,955	1,423,652
Current liabilities			
Financial payable	11	1,881	2,690
Accounts payable to related parties	12	26,168	34,887
Other taxes and social security contributions		230	314
Accounts payable and accrued liabilities		5,262	1,152
Total current liabilities		33,541	39,043
TOTAL LIABILITIES		1,270,496	1,462,695
TOTAL SHAREHOLDER'S EQUITY AND LIABILITIES		37,040,726	34,864,236

Profit & Loss account for the year 2011

(thousand US Dollars)	Note	2011	2010
Financial income - net			
Gain from shareholdings stated at net asset value	5	7,231,742	7,528,868
Gain on disposal of investments	5	1,539,345	0
Dividends from other investments		5,105	4,804
Interest and other net financial income	13	7,862	1
Total financial income - net		8,784,054	7,533,673
Operating income (expenses)			
General and administrative expenses	21	(3,196)	(2,631)
Depreciation of fixed assets		(116)	(123)
Allocation to risk fund		(1,238)	-
Other income (expenses) net	14	26,262	0
Total operating expenses		21,712	(2,754)
Result before taxes		8,805,766	7,530,919
Taxation	22	17,698	25,589
Net result		8,823,464	7,556,508

Notes to the Company's financial statements

1. General

Group structure and activities

Eni International BV ("the Company") is the holding company of Eni SpA (Eni), based in Italy, the sole shareholder and the direct Parent Company. Eni constitutes a fully integrated oil and gas company, engaged in all aspects of the petroleum business.

The activities of the Company's investments include: 1) E&P companies engaged in exploration, development and production of oil and gas and other products, 2) Eni Trading & Shipping BV, a company dedicated to oil trading, 3) R&M companies involved in the refining and distribution of petroleum products, 4) G&P companies involved in the transport and trading of natural gas, and 5) financial companies represented by Eni Finance International SA (former Eni Coordination Center SA), the sole vehicle within Eni which centralizes the financing activity to the benefit of the non-Italian Eni companies and Banque Eni SA.

Reporting currency

Since the US dollar is considered the functional currency, the accompanying financial statements are presented in thousands of US dollars (KUSD).

Related party transactions

In the normal course of business the majority of transactions are with related parties.

Cash flow statements

In conformity with the exemption provisions of the Guidelines for Annual Reporting in the Netherlands, a cash flow statement is not presented. Accordingly, the consolidated accounts of Eni for the year ended December 31, 2011, which include a cash flow statement, are filed in Rome, Italy. A copy is filed at the Trade Register, Amsterdam, the Netherlands.

Consolidation

The Company acts as an intermediate holding company for Eni SpA. In accordance with article 408 Book 2 of the Netherlands Civil Code, presentation of the consolidated financial statements has been omitted. Financial information of the Company and its participated companies are included in the financial statements of Eni, which accounts are filed in Rome, Italy. A copy is filed at the Trade Register, Amsterdam, the Netherlands.

2. Significant accounting principles

Basis of preparation

The financial statements were prepared in accordance with the statutory provisions of Part 9, Book 2, of the Netherlands Civil Code and the firm pronouncements in the Guidelines for Annual Reporting in the Netherlands as issued by the Dutch Accounting Standards Board. The financial statements of subsidiaries are prepared for the same reporting period as the parent company using consistent accounting policies. Adjustments are made to conform to any dissimilar material accounting policies that may exist.

Principles of valuation of assets and liabilities

In general, assets and liabilities are stated at the amounts at which they were acquired or incurred, or fair value. If not specifically stated otherwise, they are recognised at the amounts at which they were acquired or incurred.

Comparison with previous year

The principles of valuation and determination of results remain unchanged compared to the prior year.

Foreign currency translation

Transactions in foreign currencies are recorded using the rate of exchange at the date of the transaction. Monetary assets and liabilities denominated in foreign currencies are translated at the year-end exchange rate. The resulting exchange differences are recorded in the income statement.

The equity of the companies expressed in foreign currencies is translated into US dollars at the year-end exchange rates, whereas the profit and loss accounts are translated at annual average rates. The exchange results are credited to or charged against “cumulative currency translation adjustment” reserve.

Exchange rates used for conversion in USD:

	2011		2010	
	Average	Dec. 31	Average	Dec. 31
Currency				
Euro (EUR)	1.39196	1.29390	1.32572	1.33620
Pound sterling (GBP)	1.60385	1.54902	1.54541	1.55237
Norwegian krone (NOK)	0.17861	0.16687	0.16563	0.17131
Brasilian real (BRL)	0.59830	0.53558	0.56863	0.60252

Tangible fixed assets

Tangible fixed assets, which mainly represent office furniture and equipment, are stated at cost less accumulated depreciation. Depreciation is calculated using the straight line method, based on their estimated useful lives, which vary from three to seven years.

Financial fixed assets

Shareholdings in subsidiaries and other participating interest in which the Company exercise significant influence are stated at net asset value. The Company is considered to exercise significant influence if it holds at least 20% of the voting rights.

Net asset value is calculated using the accounting policies applied in these financial statements.

Participating interest with an equity deficit are carried at nil. A provision is formed if and when the Company is fully liable for the debts of the participating interest, or has the firm intention to allow the participating interest to pay its debts. Such a provision is presented under provision for Shareholdings. The presentation of the provision changed compared to 2010, where the provision was presented under shareholdings. The prior year comparatives have been adjusted to improve the comparability.

Participating interest acquired are initially measured at the net equity of the identifiable assets and liabilities upon acquisition. Any subsequent valuation is based on the accounting policies that apply to these financial statements, taking into account the initial valuation.

Participating interest in which no significant influence can be exercised are stated at acquisition price. If an asset qualifies as impaired, it is measured at its impaired value; any write-offs are disclosed in the profit and loss account.

Accounts receivable and payable

Accounts receivable and payable are stated at face value. The value of receivables is adjusted downwards to the estimated realisable value by means of an appropriate provision for bad debts.

Cash and cash equivalents

Cash and cash equivalent include cash in hand, deposits held at call with related parties with original maturities of three months or less and bank overdrafts.

Share premium

Amounts paid on issued shares in excess of the par value of these shares have been presented as share premium.

Recognition of income and expenses

Income and expenses are recognised on an accrual basis and are allocated to the accounting period to which they relate.

Dividend income

Dividend income is recognized when declared.

Income taxes

Current income taxes are determined on the basis of the estimated taxable income; the estimated liability is recognized in the item "Income tax payable". Current tax assets and liabilities are measured at the amount expected to be paid to (recovered from) the tax authorities, using the tax rates (and tax laws) that have been enacted or substantially enacted at the balance sheet date.

The Company takes part in a fiscal unity Eni Exploration & Production Holding BV. The fiscal unit is headed by Eni International BV. The corporate income tax is calculated within the fiscal unity on a notional stand-alone basis with the resulting tax position presented as a payable or receivable with the head of the fiscal unit.

Deferred income tax is provided when fiscal losses reported from previous years are probably to be offset against incomes in future years. Deferred income tax is determined using tax rates that have been enacted by the balance sheet date and are expected to apply when deferred tax assets are recognized to the extent that it is probable that future taxable profit will be available against which the temporary differences can be utilised.

Deferred tax assets and liabilities are recorded under non-current assets and liabilities and are offset if referred to same kind of taxes and the same fiscal authority. The balance of the offset, if positive, is recognized in the item "Deferred tax assets" and if negative in the item "Deferred tax liabilities".

3. Financial Risks

Currency risk

The Company collects dividends declared by its shareholdings and paid in USD. Other currencies involved are the NOK, GBP, EUR, CHF and other minor currencies. Therefore the Company is subject to currency risk. Such risks can be offset only in part by correct risk management activities. Given the unpredictability of financial markets management seeks to minimize potential adverse effects on the

Company's financial performance. The currency risk is limited and where necessary, hedging is required.

Interest rate risk

The Company is exposed to interest rate risk on the interest-bearing receivables (mainly taken up in assets and cash and deposits at banks) and interest-bearing liabilities. The Company has not entered into any derivatives contracts to hedge the interest risk on receivables.

Credit risk

The Company does not have any significant concentration of credit risk. The shareholdings are mostly controlled Group Company's.

The Company has a credit facility with the related party Eni Finance International (former Eni Coordination Center SA). At the end of 2011 the credit facility was not utilized.

4. Tangible fixed assets

The movements in tangible fixed assets, which represent office furniture and equipment, during the year, were as follows.

(thousand US Dollars)	Office furniture and equipment	Total fixed assets
At January 1, 2010		
Historical cost	1,952	1,952
Accumulated amortization and impairment	(1,549)	(1,549)
Net book amount	403	403
Year ended December 31, 2010		
Opening net book amount	403	403
Additions	3	3
Disposal	0	0
Depreciation and amortisation	(123)	(123)
Closing net book amount	283	283
At December 31, 2010		
Historical cost	1,955	1,955
Accumulated amortization and impairment	(1,672)	(1,672)
Net book amount	283	283
Year ended December 31, 2011		
Opening net book amount	283	283
Additions	56	56
Depreciation and amortisation	(116)	(116)
Closing net book amount	223	223
At December 31, 2011		
Historical cost	2,011	2,011
Accumulated amortization and impairment	(1,788)	(1,788)
Net book amount	223	223

The fixed assets in progress relates to research and development costs that cannot be recharged to group companies.

5. Shareholdings

Since this year, the shareholdings with an equity deficit and for which the Company is fully liable for the debt and has full intention to allow the participating interest to pay its debt are presented as provision. It is a different way to show the shareholdings which does not influence the result of the Company.

As at December 31, 2011 the net shareholdings amounts to KUSD 35,307,414 (2010: KUSD 33,068,273) with an increase of KUSD 2,239,141. The shareholdings are listed below:

	Shareholdings	Provision Shareholdings	Total
Book value at January 1	34,491,925	(1,423,652)	33,068,273
New incorporations and/or acquisitions	501		501
Sales and liquidation of investments, net	(623,692)		(623,692)
Capital increase	779,991	797,268	1,577,259
Capital refund	(251)		(251)
Exchange differences	(276,801)	(4,869)	(281,670)
Result in participations	7,699,303	(467,561)	7,231,742
Dividends received	(5,489,249)		(5,489,249)
Other	(175,500)		(175,500)
Transfer to and from provision shareholdings	138,141	(138,141)	-
Total	36,544,369	(1,236,955)	35,307,414

The following is a segment report by geographic area and activity, presenting the result in participations valued at net asset value and dividends received during the year.

Result in participations valued at net asset value:

	Europe	Africa	Asia	America	Oceania	TOTAL
Financial Services	256,579					256,579
E&P	1,042,979	4,402,804	1,097,775	200,144	30,771	6,774,473
G&P	33,118	130,665	38,402	2,204		204,389
International Transport	228,911	(32,223)				196,688
R&M	(204,913)	212	2,203	2,111		(200,387)
TOTAL	1,356,674	4,501,458	1,138,380	204,459	30,771	7,231,742

Dividends received:

	Europe	Africa	Asia	America	Oceania	TOTAL
Financial Services	136,093					136,093
E&P	1,206,583	2,585,730	838,000	67,006	298,000	4,995,319
G&P	34,299		13,080			47,379
International Transport	152,210	10				152,220
R&M	149,472	272	3,752	4,742		158,238
TOTAL	1,678,657	2,586,012	854,832	71,748	298,000	5,489,249

The "other" movement of shareholdings relate to other movements of net equity other than the participation results. In particular KUSD 148,995 refers to a decrease in the equity of Eni G&P France BV. The subsidiary treated the further acquisitions from third parties on a controlled company as a buy-back according to IAS 27.

The shareholdings are listed below:

Exploration and Production (E&P) shareholdings

Name of company	Registered Office	Currency	Share capital ('000)	Company Participation Direct (%)
IEOC Exploration B.V.	Amsterdam	EUR	20	100
IEOC Production B.V.	Amsterdam	EUR	20	100
Eni UK Limited	London	GBP	250,000	100
Nigerian Agip Oil Company Ltd.	Abuja	NGN	1,800	99.88889
Eni Bulungan B.V.	Amsterdam	EUR	20	100
Eni Exploration & Production Holding B.V. (former Eni Congo Holding B.V.)	Amsterdam	EUR	29,833	100
Eni Denmark B.V.	Amsterdam	EUR	20	100
Eni Muara Bakau B.V.	Amsterdam	EUR	20	100
Eni Middle East B.V.	Amsterdam	EUR	20	100
Eni Norge AS	Forus	NOK	278,000	100
Eni Gas & Power Lng Australia B.V.	Amsterdam	EUR	10,000	100
Eni International (NA) NV Sarl	Luxemburg	USD	25	100
Eni Ireland B.V.	Amsterdam	EUR	20	100
Eni Oil do Brasil S.A.	Rio de Janeiro	BRL	1,570,000	99.99999
Eni Petroleum Co.Inc.	Wilmington	USD	156,600	36.14304
Eni South China Sea Ltd. Sarl	Luxemburg	USD	12	100
Artic Russia B.V.	Amsterdam	EUR	100	60
Eni Energy Russia B.V.	Amsterdam	EUR	20	100
Eni PetroRussia B.V.	Amsterdam	EUR	100	100
Eni Croatia B.V.	Amsterdam	EUR	20	100
Eni Ventures Plc. (in liquidation)	London	GBP	278,050	99.99999
Eni Angola Exploration B.V.	Amsterdam	EUR	20	100
Eni Angola Production B.V.	Amsterdam	EUR	20	100
Eni Iran B.V.	Amsterdam	EUR	20	100
Eni China B.V.	Amsterdam	EUR	20	100

Exploration and Production (E&P) shareholdings (continued)

Name of company	Registered Office	Currency	Share capital ('000)	Company Participation Direct (%)
Eni PNG Limited	Port Moresby	PGK	15,400	100
Eni Tunisia B.V.	Amsterdam	EUR	20	100
Eni Algeria Exploration B.V.	Amsterdam	EUR	20	100
Eni Algeria Production B.V.	Amsterdam	EUR	20	100
Eni North Africa B.V.	Amsterdam	EUR	20	100
Agip Oil Ecuador B.V.	Amsterdam	EUR	20	100
Agip Oleoducto de Crudos Pesados B.V.	Amsterdam	EUR	20	100
Eni Australia B.V.	Amsterdam	EUR	20	100
Eni Australia Ltd.	London	GBP	20,000	100
Agip Caspian Sea B.V.	Amsterdam	EUR	20	100
Agip Energy & Natural Resources (Nigeria) Ltd.	Abuja	NGN	5,000	95
Eni Argentina Exploración y Explotación S.A.	Buenos	ARS	8,851	95.00001
Nigerian Agip Exploration Ltd.	Abuja	NGN	5,000	99.99000
Eni Trinidad & Tobago Ltd.	Port of Spain	TTD	1,182	100
Eni Venezuela B.V.	Amsterdam	EUR	20	100
Agip Karachaganak B.V.	Amsterdam	EUR	20	100
Eni JPDA 03-13 Ltd.	London	GBP	250	100
Eni JPDA 06-105 Pty Ltd.	Perth	AUD	80,831	100
Eni BTC Ltd	London	GBP	34,000	100
Eni Mali B.V.	Amsterdam	EUR	20	100
Tapco Petrol Boru Hatti Sanayi Ve Ticaret A.S.	Istanbul	TRL	5,000	50
United Gas Derivatives Company	Cairo	USD	387,000	33.33333
Eni Congo S.A.	Brazzaville	USD	17,000	0.00012
Eni Canada Holding Ltd.	Calgary	USD	1,453,200	100
Eni Iraq B.V.	Amsterdam	EUR	20	100
Eni Western Asia B.V.	Amsterdam	EUR	20	100
Eni Ghana Exploration and Production Ltd.	Accra	GHC	75	100
Eni Gabon S.A.	Libreville	XAF	7,400,000	99.95946
Eni Togo B.V.	Amsterdam	EUR	20	100
Eni Uganda Ltd.	Kampala	UGX	1,000	99.9
Eni Polska spółka z ograniczona odpowiedzialnoscia (former Minsk Energy Resources Sp.oz.o)	Warschau	PLN	800	100
Eni RD Congo Sprl	Kinshasa	CDF	100	99.999
Eni Ukraine Holdings BV	Amsterdam	EUR	20	100
Eni Ukraine Llc	Kiev	UAH	10,890	0.01

Gas and Power (G&P) shareholdings

Name of company	Registered Office	Currency	Share capital ('000)	Company Participation Direct (%)
Eni G&P France B.V.	Amsterdam	EUR	20	100
Eni G&P Trading B.V.	Amsterdam	EUR	70	100
South Stream B.V.	Amsterdam	EUR	50	100
South Stream A.G.	Zurich	CHF	100	50
Eni Gas & Power GmbH	Dusseldorf	EUR	1,025	100
Eni Gas & Power Espana S.A.	Madrid	EUR	2,000	100
Blue Stream Pipeline Co. B.V.	Amsterdam	EUR	20	50
EnBW - Eni GmbH	Karlsruhe	EUR	25	50
Egyptian Int. Gas Technology Co.	Cairo	EGP	100,000	40
Eni G&P Belgium S.A.	Bruxelles	EUR	4,686,000	0.01

International Transport (IT) shareholdings

Name of company	Registered Office	Currency	Share capital ('000)	Company Participation Direct (%)
Scogat S.A.	Tunis	TND	200	99.85
Sergaz S.A.	Tunis	TND	99	66.66667
Interconnector (UK) Ltd	London	GBP	11,786	5
SAMCO Sagl	Lugano	CHF	20	5
Norsea Gas GmbH	Emden	EUR	1,534	13.04
Eni Gas Transport Services SA	Lugano	CHF	100	100

Refining and Marketing (R&M) shareholdings

Name of company	Registered Office	Currency	Share capital ('000)	Company Participation Direct (%)
Eni Benelux B.V.	Rotterdam	EUR	1,934	100
Eni Ecuador S.A.	Quito	USD	103	99.93136
Eni France Sarl	Lion	EUR	56,800	100
	Buenos			
Agip Lubricantes S.A. (in liquidation)	Aires	ARS	1,500	97
Eni Česká Republika S.r.o.	Prague	CZK	1,511,913	99.99
Eni Romania Srl	Bucharest	RON	23,876	98.99997
Eni Slovenija doo	Ljubljana	EUR	3,796	100
Eni Slovensko spol S.r.o.	Bratislava	EUR	36,845	99.98999
Eni Suisse S.A.	Lausanne	CHF	102,500	99.99756
Eni Trading & Shipping Services B.V. (in liquidation)	Amsterdam	EUR	18	100
Eni USA R&M Co. Inc.	Wilmington	USD	11,000	100
Eni Hungaria Zrt.	Budapest	HUF	15,441,600	100
Eni Deutschland GmbH	Munich	EUR	90,000	89
Eni Austria GmbH	Vienna	EUR	78,500	75
Eni Trading & Shipping B.V.	Amsterdam	EUR	3,720	100
OOO "Eni-Nefto"	Moscow	RUR	1,010	99.01
Eni Iberia SLU	Madrid	EUR	17,299	100
ENEOS Italsing Pte Ltd.	Singapore	SGD	12,000	22.5
Oleoduc du Rhone S.A.	Valais	CHF	7,000	100
Mediterranee Bitumes S.A.	Tunis	TND	1,000	34
Routex B.V.	Amsterdam	EUR	68	20
Ceska Rafinerska A.S.	Litvinov	CZK	9,348,240	32.44472
Tema Lube Oil Co. Ltd.	Accra	GHC	258	11.97767
Pizo S.A. (in liquidation)	Libreville	XAF	1,500,000	10
SOGARA – Soc Gabonaise du Raf.	Port Gentil	XAF	1,200,000	2.50
PETROCA S.A. (in liquidation)	Bangui	XAF	972,000	2.29527
Eni Marketing Austria GmbH	Wien	ATS	270,000	0.00037

Other activities

Name of company	Registered Office	Currency	Share capital ('000)	Company Participation Direct (%)
Eni Finance International S.A. (formerly EniCoordination Center S.A.)	Brussels	USD	2,975,036	66.38694
Banque Eni S.A.	Brussels	EUR	50,000	99.90

All the investments are accounted at net equity with exception of: Egyptian Int. Gas Technology Co., Interconnector (UK) Ltd, Tema Lube Oil Co Ltd, Pizo SA (in liquidation), SOGARA-Soc Gabonaise du Raf and Petroca SA (in liquidation), which are accounted at cost. Those investments represent at December 31, 2011 a total book value of KUSD 32,736 (2010: KUSD 33,019).

The Company recorded the following provisions for cover of loss relates to its participations:

(thousand US Dollars)	2011	2010
Name of Company		
Eni Iran BV	(874,919)	(771,297)
Eni Ghana E&P Ltd	(232,684)	(118,588)
Eni Gabon SA	(105,722)	(50,627)
Eni RD Congo Sprl	(15,180)	
IOC Exploration BV	(3,196)	(183,226)
Eni Energy Russia BV (G&P)	(2,872)	
Eni Energy Russia BV	(1,415)	
Eni Muara Bakau BV	(927)	
South Stream AG	(23)	
TAPCO	(12)	
South Stream BV	(5)	
Eni Australia BV	-	(295,965)
Eni Denmark BV	-	(3,949)
Total Provisions	(1,236,955)	(1,423,652)

During the year, the gain on disposal of shareholdings amount to KUSD 1,539,345 (2010 nil) and are detailed as follows:

(thousand US Dollars)	Gains on Disposals
Eni Gas Transtport International SA	906,066
Transitgas AG	49,376
Eni Gas Transport GmbH	34,065
Trans Austria Gasleitung AG	445,193
Gas Brasileiro Distribuidora SA	104,645

6. Deferred tax assets

(thousand US Dollars)	Value at Dec. 31, 2011	Additions	Value at Dec. 31, 2010
Deferred tax assets	42,374	20,599	21,775
Deferred tax assets	42,374	20,599	21,775

Deferred income tax assets relate to fiscal losses of previous years to be recovered in the next nine years. Recovery should mainly take place via interest income and operating income (as the remainder of the Company's income is tax exempt). Since it expects that higher financial and operating income will lead to sufficient taxable income, the Company made an addition to the amount of deferred taxes already activated in 2008 and in 2009. The total recoverable loss as per last final corporate income tax assessment received amounts to KUSD 169,171.

7. Accounts receivable

Accounts receivable consist of the following:

(thousand US Dollars)	Dec. 31, 2011	Dec. 31, 2010
Related parties	93,509	80,641
Corporate income tax	0	31,192
Other	1,946	3,142
	95,455	114,975

At the end of the year, the accounts receivables from related parties comprise the following:

(thousand US Dollars)	Dec. 31, 2011	Dec. 31, 2010
Eni Angola Production BV	13	2
Agip Karachaganak BV	0	30,000
Eni Angola Exploration BV	50,000	50,000
Eni Iraq BV	3	5
Eni Croatia BV	0	12
Eni North Africa BV	99	99
Eni Trading & Shipping BV	10	10
Nigerian Agip Exploration Ltd.	150	37
Eni Adfin Spa	82	122
Eni Gas & Power Lng Australia	7,000	22
Eni Congo SA	12	12
Eni Gas Transport International SA	44	54
Eni Oil Holdings BV	1	9
Saipem International BV	3	16
EFI (ex Eni Coordination Center)	3	1
Eni SpA Corporate (Roma)	1	1
Eni E&P Holding (Ex Eni Congo Holding)	33,917	0
CDP Gas Srl	916	0
Eni RD Congo SPRL	184	0
Eni JPDA 06-105 PteLtd.	129	0
Eni China BV	123	0
Eni Ukraine Holdings BV	44	0
Eni Togo BV	73	0
Eni Australia BV	13	0
Eni Bulungan	1	0
Eni Gas & Power GmbH	1	0
Other correlated subsidiaries	687	239
	93,509	80,641

The receivables from Eni Angola Exploration BV and Eni Gas & Power LNG Australia relate to dividend resolved in 2011 but not yet paid. The receivable of Eni Exploration & Production Holdings BV is related to the overheads (G&A) costs that Eni Congo SA is entitled to charge; the amount depend on the investments and cost incurred by the Eni Congo SA. The amount of Eni Angola Exploration BV has been received in January 2012.

8. Other current assets

Other current assets represent a receivable from TAPCO for KUSD 72,537 (2010: KUSD 64,729). regarding research and development costs paid in advance by the Company and that will be recharged to the subsidiary in the following year. TAPCO is involved in the project for the construction

of the oil pipeline in Turkey and during the 2011 the activities performed were mainly focused on the preparation and submittal of EIA (Environmental Impact Assessment) study report. The EIA Report was submitted to the MoEF on October 14, 2011. Once the project gets the environmental positive decision, TAPCO shall start the construction works.

9. Cash and deposits

(thousand US Dollars)	Dec. 31, 2011	Dec. 31, 2010
Third party banks	310	316
Eni S.p.A	579	325
Eni Finance International (ex. Eni Coordination Center S.A.)	284,879	169,906
Petty cash	0	2
	285,768	170,549

Deposits on call are held with the related party Eni Finance International (ex. Eni Coordination Center SA). The interest rate on short term deposit is Libor minus 0.1875% per annum.

10. Shareholder's equity

The movements in shareholder's equity during the year were:

(thousand US Dollars)	Share Capital	Share premium	Retained Earnings	Other Reserves	Currency Transl Adj.	Result for the year	Total
Balance							
Jan. 1, 2011	857,417	8,386,823	16,618,420	(193,599)	175,972	7,556,508	33,401,541
Contributions	0		0	0	0	0	-
Other movements	0	0	0	(173,106)	0	0	(173,106)
Translation diff. share capital	(27,143)	0	0	0	27,143	0	0
Translation diff. investments	0	0	0	0	(281,669)	0	(281,669)
Allocation of profit 2010	0	0	7,556,508	0	0	(7,556,508)	-
Dividends distributed	0	0	(6,000,000)	0	0	0	(6,000,000)
Result 2011	0	0	0	0	0	8,823,464	8,823,464
Balance							
Dec. 31, 2011	830,274	8,386,823	18,174,928	(366,705)	(78,554)	8,823,464	35,770,230

The authorised share capital consists of 250,000,000 ordinary shares of EUR 5 nominal value each. At December 31, 2011, 128,336,685 (2010: 128,336,685) ordinary shares were issued and fully paid. The share capital amounting to EUR 641,683,425 is translated into US dollars using the year-end exchange rate of 1 EUR = USD 1.2939 (2010: 1 EUR = USD 1.3362).

As at December 31, 2011 the shares are fully owned by Eni SpA.

Other reserves include revaluations of (indirect) subsidiaries following the implementation of IFRS and other changes of accounting policies. In particular KUSD 148,995 refers to a decrease in the equity of Eni G&P France BV.

The currency translation adjustments relate to the exchange differences on the investments in subsidiaries and associates amounting to KUSD (281,669) (2010: KUSD -143,182).

11. Financial payable

At December 31, 2011 the financial payable is KUSD 1.881 (2010: KUSD 2.690). The amount is related to the loan received from Interconnector pursuant to clauses 9.3 and 9.4 of the Shareholder's Agreement which provide to offer any surplus cash exceeding the KGBP 20,000 as loan to the Shareholders. The decrease is mainly due to lower surplus cash of Interconnector. In detail, on November 4, 2011, the Company accepted the offer to receive a loan of KEUR 1,451 (transferred on the Company bank account on November 4, 2011) and to pay back the former loan

On this loan an interest accrues at the rate 1 month Euro-LIBOR as quoted by the British Banking Association less 0.125%.

12. Accounts payables to related parties

At the end of the year, the accounts payables from related parties comprise the following:

(thousand US Dollars)	Dec. 31, 2011	Dec. 31, 2010
Eni Oil do Brasil S.A.	20,381	31,783
Eni Gas Transport Services S.A.	20	29
Egyptian International Gas Technology Co.	0	10
Eni S.p.A. Divisione E&P	1,080	1,078
Eni ADFIN S.p.A.	0	78
Eni Servizi S.p.A.	3	6
Eni Trading & Shipping B.V.	73	58
Greenstream B.V.	28	28
Eni S.p.A. Corporate	318	613
Eni Corporate University S.p.A.	0	9
Saipem International B.V.	35	36
Galp Energia SGPS SA	0	151
Eni PNG Ltd	1,000	1,000
Interconnector (UK) Ltd	0	8
Eni Trinidad & Tobago Ltd.	3,089	0
EFI (ex Eni Coordination Center)	93	0
Eni International Resources Ltd.	40	0
Ceska Rafinerska A.S.	7	0
	26,168	34,887

13. Interest and other net financial income

Interest and other financial income amount to KUSD 7,862 (2010: KUSD 1). The increase is due mainly to interest on tax credits for KUSD 1,437; interest on arrears for KUSD 652; positive exchange difference for KUSD 4,785 and commission on guarantees for KUSD 824.

14. Other income net

Other net income amounts to KUSD 26,262 (2010: KUSD nil) and relates to the overheads (G&A) recharged to Eni Exploration & Production Holding BV for an amount of KUSD 33,917, net of the costs for credit facility indemnity recognized to third parties of KUSD 2,778 and costs for adjustments on disposal of Agip Espana in 2009 for KUSD 4,877.

15. Guarantees

The Company had issued the following guarantees as at December 31, 2011:

Financial Guarantees

- To Exxon Mobil Central Europe for a nominal amount of KEUR 80,000 (KUSD 103,512) on behalf of Eni Austria GmbH
- For commercial trading and abandonment costs of Eni (UK) Limited for a nominal value of KUSD 311,805. The amount outstanding at December 31, 2011 was KUSD 309,908
- To Eni Coordination Center SA regarding revolving credit facilities of KUSD 85,000 to Trans Mediterranean Pipeline Co. The total amount outstanding at December 31, 2011 was KUSD 49,250.
- To Eni SpA for guarantees issued in connection with credit lines, granted by Citibank NA to Oleoducto de Crudos Pesados (OCP) Ecuador SA The nominal total amount, Company's share of credit lines, is KUSD 4.490, of which KUSD 4,490 was outstanding at December 31, 2011.
- To third parties on behalf of Eni Trinidad and Tobago Ltd associated with the North Coast Marine project for a nominal value of KUSD 1,472,354.
- To third parties on behalf of Eni North Africa BV associated with the Libyan project for as nominal value of KUSD 737,000.
- To third parties on behalf of Eni Australia BV associated with the Blacktip gas field for a nominal value of KUSD 101,698.
- To Baku–Tbilisi–Ceyhan Pipeline Company and BTC International Investment Company Co on behalf of BTC Investment Co for a nominal amount of KUSD 202,650. The outstanding amount at December 31, 2011 was KUSD 50,145.
- To Blue Water Energy Service BV, on behalf of Eni JPDA 06-105 Pty Ltd, to cover the obligation of all the payments deriving from the PSO contract No. 20090143 dated December 23, 2009 for a nominal amount of KUSD 240,000.
- To Intesa S. Paolo Spa, on behalf of Artic Russia, to cover the Term Facility Agreement between Intesa San Paolo S.p.A, London, Banca Intesa in the Russian Federation and Artic Russia BV, for a nominal amount of Russian Rubles 8,520,000,000 eni's share (KUSD 263,954). The outstanding amount at December 31, 2011 was KUSD 225,662;
- To LLC "SeverEnergia" on behalf of Artic Russia, to cover the pro-quota commitment of Artic Russia BV (49%) to finance LL "SeverEnergia" up to the amount of Russian Roubles 15,190,000,000, corresponding to KUSD 470,586 as at December 31, 2011. The maximum exposure for the Company is KUSD 282,356 being Artic Russia participated for 60% share. The outstanding amount at December 31, 2011 was KUSD 222,361.
- To MITGAS of MITGAS Mitteldeutsche Gasversorgung GmbH to cover the payments obligation arise under the gas sale and purchase agreement entered by Eni Gas & Power GmbH with MITGAS for a maximum nominal amount of KUSD 3,882. At December 31, 2011 the outstanding amount was KUSD 3,882.
- To the former employees of Sudpetrol AG in respect of their pension plan, under the terms and conditions set forth in the Assignment Agreement between the Company and Eni Gas Transport International SA. for an amount of KUSD 11,681. At December 31, 2011 the outstanding amount was KUSD 11,681.
- To third parties for the rent of Eni Polska' office for an amount of KUSD 105. At December 31, 2011 the outstanding amount was KUSD 105.

Performance Guarantees

Several performance guarantees to third parties on behalf of companies directly or indirectly owned by the Company for a nominal amount of KUSD 3,843,796 (2010: KUSD 2,637,232). The total amount outstanding at December 31, 2011 was KUSD 1,371,868 (2010: KUSD 784,112).

16. Letters of Comfort

At December 31, 2011, the Company had issued comfort letters to third parties for a total amount of KUSD 11,833 (2010: KUSD 272, 311) on behalf of Eni Ceska Republika and Eni Romania, companies operating in the refining and marketing sector of activity. The amount outstanding at the end of the year under review was KUSD 847 (2010: KUSD nil).

17. Commitments

In the normal course of business, as agreed in the operating agreements, permits and concessions, the Company and its subsidiaries are committed to significant amounts of expenditure under exploration and development programs.

18. United States and European Union Sanction in Iran

The Company is the sole shareholder of Eni Iran B.V. and is fully owned by Eni S.p.A, a company incorporated in Italy and listed on the New York stock exchange and on the Milan stock exchange and therefore subject to the EU and US legislation. The US legislation and other regulations that target Iran and persons who have certain dealings with Iran may lead to the imposition of sanctions on any persons doing business in Iran or with Iranian counterparties.

The USA enacted the Iran Sanctions Act of 1996 (as amended, "ISA"), which required the President of the USA to impose sanctions against any entity that is determined to have engaged in certain activities, including investment in Iran's petroleum sector. The ISA was amended in July 2010 by the Comprehensive Iran Sanctions, Accountability and Divestment Act of 2010 ("CISADA"). As a result, in addition to sanctions for knowingly investing in Iran's petroleum sector, parties engaging in business activities in Iran now may be sanctioned under the ISA for knowingly providing to Iran refined petroleum products, and for knowingly providing to Iran goods, services, technology, information or support that could directly and significantly either (i) facilitate the maintenance or expansion of Iran's domestic production of refined petroleum products, or (ii) contribute to the enhancement of Iran's ability to import refined petroleum products. CISADA also expanded the menu of sanctions available to the President of the USA by three, from six to nine, and requires the President to impose three of the nine sanctions, as opposed to two of six, if the President has determined that a party has engaged in sanctionable conduct. The new sanctions include a prohibition on transactions in foreign exchange by the sanctioned company, a prohibition of any transfers of credit or payments between, by, through or to any financial institution to the extent the interest of a sanctioned company is involved, and a requirement to "block" or "freeze" any property of the sanctioned company that is subject to the jurisdiction of the USA. Investments in the petroleum sector that commenced prior to the adoption of CISADA appear to remain subject to the pre-amended version of the ISA, except for the mandatory investigation requirements described below, but no definitive guidance has been given. The new sanctions added by CISADA would be available to the President with respect to new investments in the petroleum sector or any other sanctionable activity occurring on or after July 1, 2010.

CISADA also adopted measures designed to reduce the President's discretion in enforcement under the ISA, including a requirement for the President to undertake an investigation upon being presented with credible evidence that a person is engaged in sanctionable activity. CISADA also added to the ISA provisions that an investigation need not be initiated, and may be terminated once begun, if the

President certifies in writing to the U.S. Congress that the person whose activities in Iran were the basis for the investigation is no longer engaging in those activities or has taken significant steps toward stopping the activities, and that the President has received reliable assurances that the person will not knowingly engage in any sanctionable activity in the future. The President also may waive sanctions, subject to certain conditions and limitations.

The USA maintains broad and comprehensive economic sanctions targeting Iran that are administrated by the U.S. Treasury Department's Office of Foreign Assets Control ("OFAC sanctions"). These sanctions generally restrict the dealings of U.S. citizens and persons subject to the jurisdiction of the USA. In addition, we are aware of initiatives by certain U.S. states and U.S. institutional investors, such as pension funds, to adopt or consider adopting laws, regulations or policies requiring divestment from, or reporting of interests in, companies that do business with countries designated as states sponsoring terrorism. CISADA specifically authorized certain state and local Iran related divestment initiatives. If our operations in Iran are determined to fall within the scope of divestment laws or policies, sales resulting from such divestment laws and policies, if significant, could have an adverse effect on our share price. Even if our activities in and with respect to Iran do not subject us to sanctions or divestment, companies with investments in the oil and gas sectors in Iran may suffer reputational harm as a result of increased international scrutiny.

Other sanctions programs have been adopted by various governments and regulators with respect to Iran, including a series of resolutions from the United Nations Security Council, and measures imposed by various countries based on and to implement these United Nations Security Council resolutions. On July 26, 2010, the European Union adopted new restrictive measures regarding Iran (referred to as the "EU measures"). Among other things, the supply of equipment and technology in the following sectors of the oil and gas industry in Iran are prohibited: refining, liquefied natural gas, exploration and production. The prohibition extends to technical assistance, training and financing and financial assistance in connection with such items. Extension of loans or credit to, acquisition of shares in, entry into joint ventures with or other participation in enterprises in Iran (or Iranian owned enterprises outside of Iran) engaged in any of the targeted sectors also is prohibited.

Eni Iran has been operating in Iran for several years under four Service Contracts (South Pars, Darquain, Dorood and Balal, these latter two projects being operated by another international oil company) entered into with the National Iranian Oil Co (NIOC) between 1999 and 2001, and no other exploration and development contracts have been entered into since then. Under such Service Contracts, Eni has carried out development operations in respect of certain oil fields, and is entitled to recovery of expenditures made, as well as a service fee. The service contracts do not provide for payments to be made by Eni, as contractor, to the Iranian Government (e.g. leasing fees, bonuses, significant amounts of local taxes); all material future cash flows relate to the payment to Eni of its dues. All projects mentioned above have been completed or substantially completed; the last one, the Darquain project, is in the process of final hand over to the NIOC. In this respect we expect to incur operating costs in the range of approximately 10 million US\$ per year over the next few years for contractual support activities and services.

Eni Iran's projects in Iran are currently in the cost recovery phase. Therefore, Eni has ceased making any further investment in the country and is not planning to make additional capital expenditures in Iran in future years.

After passage of CISADA, Eni S.p.A. engaged in discussions with officials of the U.S. State Department, which administers the ISA, regarding the activities in Iran. On September 30, 2010, the U.S. State Department announced that the U.S. Government, pursuant to a provision of the ISA added by CISADA that allows it to avoid making a determination of sanctionability under the ISA with respect to any party that provides certain assurances, would not make such a determination with respect to Eni based on Eni S.p.A. and eni Iran's commitment to end its investments in Iran's energy sector and not to undertake new energy-related activity. The U.S. State Department further indicated at that time that, as long as Eni acts in accordance with these commitments, Eni will not be regarded as a company of concern for our past Iran-related activities.

On November 21, 2011, President Barack Obama issued an executive order (the "Iran Executive Order") authorizing sanctions on persons that are determined to have engaged in, after the date of the Iran Executive Order, certain activities in support of Iran's energy and petrochemicals sector that are

not specifically targeted by the ISA as amended by CISADA. Those activities include the provision to Iran of goods, services, technology or support that have a fair market value above certain monetary thresholds and that could directly and significantly contribute to the maintenance or enhancement of Iran's ability to develop its petroleum resources or to the maintenance or expansion of Iran's domestic production of petrochemical products. The menu of sanctions from which the President may select is essentially identical to those contemplated by the ISA and CISADA, and other aspects of the Iran Executive Order similarly parallel the ISA, as amended by CISADA. As discussed above, pursuant to the Darquain service contract, entered into prior to the date of the Iran Executive Order, eni Iran is providing services in advance of the hand over to NIOC and has certain technical assistance and service obligations, and an obligation to provide, upon request, spare parts and supplies for the maintenance and operation of the field following hand over to NIOC. Nevertheless, the U.S. State Department has stated that the completion of existing contracts is not sanctionable under the Iran Executive Order. Accordingly, we do not believe that eni Iran's activities in Iran are sanctionable under the Iran Executive Order. However, if eni Iran's activities in Iran are determined to be targeted activities under the Iran Executive Order, or any of eni Iran's activities in Iran are determined to be pursuant to an expansion, renewal or amendment of our pre-existing contracts, or a new contract, Eni may be subject to sanctions thereunder, and Eni has no assurances that the U.S. State Department's 2010 determination of non-sanctionability under the ISA would similarly extend to sanctions under such Order. If sanctions were imposed, their impact could be material and adverse to Eni S.p.A. and eni Iran.

On December 31, 2011, the USA enacted the National Defense Authorization Act for the Fiscal Year 2012 (the "2012 NDAA"), which includes sanctions targeting certain financial transactions involving Iran and in particular its banking institutions, including the Central Bank of Iran. These new sanctions, if fully implemented by the USA, are expected to make purchases of Iranian crude oil and petroleum products from Iran much more difficult due to the involvement of the Central Bank of Iran in such purchases. On January 23, 2012 the EU adopted a Council decision intended to forbid the import, purchase and transport of Iranian crude oil and petroleum products, except for supply contracts entered into before 23 January 2012 and to be performed not later than July 1, 2012. The decision allows for the supply of Iranian crude oil and petroleum products (or the proceeds derived from their supply) for the reimbursement of outstanding amounts due to entities under the jurisdiction of EU Member States, arisen with respect to contracts concluded before 23 January 2012. We do not believe that any possible termination of our purchases of crude oil from Iran would materially affect our refining and supply operations.

We will continue to monitor closely legislative and other developments in the USA and the European Union in order to determine whether our remaining interests in Iran could subject Eni S.p.A. and eni Iran to application of either current or future sanctions under the OFAC sanctions, the ISA, the EU Measures or otherwise. If any of our activities in and with respect to Iran are found to be in violation of any Iran-related sanctions, and sanctions are imposed on Eni, it could have an adverse effect on our business, plans to raise financing, sales and reputation.

19. Tax group liability

The Company forms a fiscal unity for corporate income tax and value added tax purposes with Eni Exploration & Production Holding BV, Amsterdam. Under the Tax Collection Act, the Company is jointly and severally liable for the taxes payable by the group.

20. Operating lease commitments

The future lease commitment (office lease) for the duration of the contract expiring at March 31, 2015, amounts to KEUR 2,613 (2010: KEUR 3,285). An amount of KEUR 201 relating to the office lease for the first three months of 2012 is stated as deferred expenses in this financial statement.

21. General and administrative expenses

General and administrative expenses include labour costs, purchase costs and other professional service costs net of revenues from services rendered to related companies as detailed below.

(thousand US Dollars)	2011	2010
Wages and salaries	3,874	3,722
Pension costs and social security contributions	953	782
Other labour costs	826	784
Gross labour costs	5,653	5,288
Purchase costs and other professional services	3,773	3,123
Services recharged	(6,230)	(5,780)
General and administrative expenses	3,196	2,631

The Company has a defined pension contribution plan. The Company agreed a fixed annual premium amount with an insurance company.

The General and administrative expenses include an amount of KEUR 127 (2010: KEUR 127) related to audit costs.

22. Taxes

The Company is subject to taxes in the Netherlands. The effective tax rate differs from the statutory tax rate in the Netherlands primarily due to foreign operations exempted from income and dividends taxes in the Netherlands. Starting from the fiscal year 2010 Eni International BV and Eni Exploration & Production Holding BV form a fiscal unity for the corporate income tax. The fiscal unity is headed by Eni International BV. The corporate income tax is calculated within the fiscal unity on a notional stand-alone basis with the resulting tax position presented as a payable or receivable with the head of the fiscal unity. Therefore the calculation of the taxable amount also included financial information of Eni Exploration & Production Holding BV. The taxable amount related to the year is KUSD 23,411. However as the Company has tax losses carried forward no tax has to be paid for the year 2011.

Income tax revenues consist of:

(thousand US Dollars)	
Allocation to deferred taxes for	29,317
Refund of corporate income tax 2007	324
Release of deferred tax receivables 2011	(8,718)
Withholding tax on dividends received for	(3,225)
Total	17,698

23. Employee information

At December 31, 2011, the Company had 42 employees (2010: 40) out which 2 employees seconded at other Eni Group companies.

24. Subsequent Events

Following the subsequent events not previously described.

On January 12, 2012, the Company incorporated Eni Liberia BV in order to acquire 35.71% participation interest in three blocks located in the offshore of Liberia.

On January 23, 2012, the Shareholder Meeting of Eni Oil Do Brasil SA resolved to increase the corporate capital for an amount of KReais 9,000 (KUSD 5,175).

On February 20, 2012, the Company incorporated Eni Vietnam BV in order to acquire participating interest and operator ship in offshore blocks in Vietnam.

On February 20, 2012, the Company renamed South Stream BV, an inactive subsidiary, as Eni JPDA 11-106 BV in order to start exploration in others Australian offshore blocks,

On February 23, 2012, the Company signed a Purchase Sale Agreement with Fluxys GSA and Snam SpA, a related company for its interests in Interconnector (UK) Limited for an amount of KEUR 43,400 (KUSD 56,667). The closing is expected within the end of 2012.

25. Remuneration of Directors

In 2011 the Company paid KUSD 13 (2010: KUSD 50) as Directors' remuneration in accordance with the resolution of the Sole Shareholder of April 23, 2008. According to Eni policy, the remuneration is reversed to the company with which the Directors have a labour contract.

With Shareholders Resolution dated April 6, 2011, the Sole Shareholder resolved to suppress the Directors' remuneration.

Signed by the Board of Directors in Amsterdam on March 7, 2012

A. Simoni
Chairman

R. Castriota
Managing Director

R. Ulissi
Director

Other information

Appropriation of result

According to the Company's Articles of Association, the appropriation of the result is to be determined by the Annual General Meeting of the Shareholder.

Proposal of result

Management proposed to the Sole Shareholder the distribution of dividends up to the entire amount of the year 2011 net result, to be paid in one or more installments.

Board of Directors

On April 6, 2011, Mr. Andrea Giammatteo resigned as member and as Managing Director of the Board.

On April 6, 2011, Mr. Roberto Castriota was appointed as Director and as Managing Director of the Board.

Subsequent Events

Following the subsequent events not previously described.

On January 12, 2012, the Company incorporated Eni Liberia BV in order to acquire 35.71% participation interest in three blocks located in the offshore of Liberia.

On January 23, 2012, the Shareholder Meeting of Eni Oil Do Brasil SA resolved to increase the corporate capital for an amount of KReais 9,000 (KUSD 5,175).

On February 20, 2012, the Company incorporated Eni Vietnam BV in order to acquire participating interest and operator ship in offshore blocks in Vietnam.

On February 20, 2012, the Company renamed South Stream BV, an inactive subsidiary, as Eni JPDA 11-106 BV in order to start exploration in others Australian offshore blocks,

On February 23, 2012, the Company signed a Purchase Sale Agreement with Fluxys GSA and Snam SpA, a related company for its interests in Interconnector (UK) Limited for an amount of KEUR 43,400 (KUSD 56,667). The closing is expected within the end of 2012.

Independent auditor's report

To the Board of Directors and the Shareholder of Eni International B.V.

Report on the financial statements

We have audited the accompanying financial statements 2011 of Eni International B.V., Amsterdam, which comprise the balance sheet as at 31 December 2011, the profit and loss account for the year then ended and the notes, comprising a summary of the accounting policies and other explanatory information.

Directors' responsibility

Directors are responsible for the preparation and fair presentation of these financial statements and for the preparation of the directors' report, both in accordance with Part 9 of Book 2 of the Dutch Civil Code. Furthermore directors are responsible for such internal control as they determine is necessary to enable the preparation of the financial statements that are free from material misstatement, whether due to fraud or error.

Auditor's responsibility

Our responsibility is to express an opinion on these financial statements based on our audit. We conducted our audit in accordance with Dutch law, including the Dutch Standards on Auditing. This requires that we comply with ethical requirements and plan and perform the audit to obtain reasonable assurance about whether the financial statements are free from material misstatement.

An audit involves performing procedures to obtain audit evidence about the amounts and disclosures in the financial statements. The procedures selected depend on the auditor's judgment, including the assessment of the risks of material misstatement of the financial statements, whether due to fraud or error.

In making those risk assessments, the auditor considers internal control relevant to the entity's preparation and fair presentation of the financial statements in order to design audit procedures that are appropriate in the circumstances, but not for the purpose of expressing an opinion on the effectiveness of the entity's internal control. An audit also includes evaluating the appropriateness of accounting policies used and the reasonableness of accounting estimates made by directors, as well as evaluating the overall presentation of the financial statements.

We believe that the audit evidence we have obtained is sufficient and appropriate to provide a basis for our audit opinion.

Opinion with respect to the financial statements

In our opinion, the financial statements give a true and fair view of the financial position of Eni International B.V. as at 31 December 2011 and of its result for the year then ended in accordance with Part 9 of Book 2 of the Dutch Civil Code.

Report on other legal and regulatory requirements

Pursuant to the legal requirement under Section 2:393 sub 5 at e and f of the Dutch Civil Code, we have no deficiencies to report as a result of our examination whether the directors' report, to the extent we can assess, has been prepared in accordance with Part 9 of Book 2 of this Code, and whether the information as required under Section 2:392 sub 1 at b-h has been annexed. Further we report that the directors' report, to the extent we can assess, is consistent with the financial statements as required by Section 2:391 sub 4 of the Dutch Civil Code.

Rotterdam, 7 March 2012

Ernst & Young Accountants LLP

signed by J.J.J. Sluijter

Abstract of the minutes of the Annual General Meeting of the Shareholders of Eni International B.V. of April 20, 2012

1. Adoption of the Board of Directors' Report and the Company's Financial Statements as at December 31, 2011.

The Board of Directors' Report and the Financial Statements as at December 31, 2011 showing a net equity of KUSD 35,770,230 and a net profit of KUSD 8,823,464 were discussed and unanimously adopted as presented by the Board of Directors after acknowledgement of the Auditor's Report.

2. Appropriation of 2011 Profit and relevant resolutions.

It was resolved to allocate the net profit of the year 2011 amounting to KUSD 8,823,464, to retained earnings.



eni international bv

Amsterdam, the Netherlands
World Trade Center, Strawinskylaan 1725
1077 XX Amsterdam

eni international bv



Annual Report 2012
Eni International B.V.

ANNUAL REPORT



eni international bv

Approved by the Annual General Meeting
of the Shareholder held on May 6, 2013

Registered Office in Amsterdam, the Netherlands
Commercial Register no.: 33.264.934
World Trade Center, Strawinskylaan 1725
1077 XX Amsterdam

BOARD OF DIRECTORS

Chairman
A. Simoni

Managing Director
R. Castriota

Director
R. Ulissi

COMPANY'S AUDITOR

Ernst & Young Accountants LLP

CONTENTS

Directors' report	5
General Information	5
Holding activities	5
Financial statements	12
Balance sheet as at December 31, 2012	13
Profit & Loss account for the year 2012	14
Notes to the Company's financial statements	15
Other information	34
Appropriation of result	34
Proposal of result	34
Subsequent Events	34
Independent auditor's report	35
Abstract of the minutes of the Annual General Meeting of the Shareholders of Eni International B.V. of May 6, 2013	37

Directors' report

To the Shareholder:

We are pleased to submit the report on the activities of Eni International BV ("the Company") for the financial year 2012.

General Information

The Company acts as an intermediate holding company for Eni SpA, a fully integrated oil and gas company engaged in all aspects of the petroleum business.

The activities of the Company's investments include: (i) E&P companies engaged in exploration, development and production of oil and gas and other products; (ii) Eni Trading & Shipping BV, a company dedicated to oil trading; (iii) R&M companies involved in the refining and distribution of petroleum products; (iv) G&P companies involved in the trading of natural gas; (v) IT companies involved in services to the transportation of natural gas and (vi) financial companies represented by Eni Finance International SA, the sole vehicle within Eni which centralizes the financing activity to the benefit of the non-Italian Eni companies and Banque Eni SA.

The Company now includes the following investments:

- Exploration and Production (E&P): 61 companies in which the Company directly holds an interest.
- Refining and Marketing (R&M): 27 companies in which the Company directly holds an interest.
- Gas and Power (G&P): 12 companies in which the Company directly holds an interest.
- International Transport (IT): 4 companies in which the Company directly holds an interest.
- Financial companies: includes an interest in 2 companies, Eni Finance International SA and Banque Eni SA.

Holding activities

The transactions causing the movements in investments are detailed per area of activities hereinafter:

Disposal of shareholdings

International Transport

On February 22, 2012, the Company finalized the sale of its 5% interest in Interconnector (UK) Limited ("IUK"), which owns and operates the sub sea gas pipeline that provides a bi-directional link between the UK (Bacton) and Belgium (Zeebrugge). The transaction was part of Eni's strategy to rationalize its non-core asset portfolio at the best conditions. On August 3, 2012, the Company completed the sale of its interest in IUK, receiving an amount of KEUR 43,782 (KUSD 53,786).

Acquisition and new incorporation

Exploration & Production

In line with Eni's strategy of strengthening its position in the exploration in West Africa, the Company incorporated Eni Liberia BV on January 12, 2012. Eni Liberia BV has been used as vehicle to acquire 25% interests in the LB11, LB12 and LB14 blocks offshore Liberia on August, 2, 2012. These blocks are operated by Chevron, extends over 9,560 square kilometres and are located on the shelf and continental slope of Liberia between 0 and 3,000 meters of water depth. The joint venture is composed of Chevron (45%), Eni (25%) and Oranto (30%).

In line with Eni's strategy of expansion in the Far East, the Company incorporated Eni Vietnam BV on February 20, 2012. Eni Vietnam BV has been used as a vehicle to sign an agreement with

KrisEnergy and Neon Energy for two exploration blocks located offshore Vietnam, in the Song Hong and Phu Khanh basins in the Gulf of Tonkin. The Song Hong Basin is estimated to contain 10% of Vietnam's hydrocarbon resources, mainly gas, and significant discoveries have recently been recorded there. Furthermore, Eni Vietnam BV has also been used as a vehicle to sign an agreement with the Indian company Essar for the acquisition of 50% and the operatorship of exploration block 114, located offshore in Vietnam's Song Hong Basin. The block, which is approximately 5,900 square kilometres, has great potential and is located in an area where there have recently been significant exploration successes in nearby blocks.

Gas & Power

On April 12, 2012, the Company acquired from Gazprom Germania GmbH ("Gazprom") for a consideration of KCHF 6,845 (KUSD 7,465) 20% of South Stream Transport AG, a joint venture composed of Gazprom (50%), The Company (20%), EDF International S.A.S. ("EDF") (15%) and Wintershall Holding GmbH ("Wintershall") (15%). South Stream Transport AG is the company dedicated to the South Stream Project, a transnational gas pipeline project which is being developed for the purpose of diversifying the routes of natural gas supplies to European consumers and stipulating the conveyance of the blue fuel to South and Central Europe across the Black Sea. On June 5, 2012, the Shareholder resolved to increase the equity of South Stream Transport AG by an amount of KEUR 24,000, of which the Company's share was KEUR 4,800 (KUSD 6,012). The amount was paid on June 22, 2012.

On June 27, 2012 the Board of Directors of South Stream Transport AG resolved to transfer the business comprising of, among the others, all assets and contracts which are relevant for the take-over and uninterrupted continuation the Off-Shore Project, to a new legal entity named South Stream Transport BV to be incorporated in the Netherlands by the same Shareholders of South Stream Transport AG with the same shareholding ratio.

On November 13, 2012, Gazprom, The Company, EDF and Wintershall incorporated South Stream Transport BV with an issued share capital amounting to KEUR 41,198 of which the Company paid KEUR 8,240 (KUSD 10,503). On November 14, 2012 the Shareholders signed the Share Premium Contribution Agreement and subsequently contributed all the shares of South Stream Transport AG to South Stream Transport BV for a consideration of KCHF 63,641 (equal to the equity of South Stream Transport AG), of which the Company's share is KCHF 12,668 (KUSD 13,477).

On July 10, 2012 the Company incorporated Angola LNG Marketing Ltd, a joint venture composed of Sonagol (50%), Chevron (23.6%), British Petroleum (8.8%), Eni (8.8%) and Total (8.8%). Angola LNG Marketing Ltd has been formed to provide marketing and shipping services to Angola LNG Limited.

Refining & Marketing

In line with Eni's strategy of expansion in the Far East, the Company incorporated Eni Lubricants Trading (Shanghai) Co Ltd on July 9, 2012, to start trading lubricants in China. The Company paid a share capital of KEUR 5,000 (KUSD 6,046). The subsidiary will be focused on wholesale, import and export, commission agents in connection with lubricant oils, lubricating grease and preparations, basic oil for lubricating oils, petroleum jelly and other petrochemical products.

Capital Contribution

Exploration & Production

During the year, the Company resolved and fully paid capital contributions, in one or more instalments, in its 100% owned subsidiaries as follows:

Eni Iran BV for an amount of KUSD 1,400,000 to cover the otherwise negative equity and to finance, out of equity, all the expenditures up to the liquidation of the subsidiary (foreseen in 2015).

Eni Australia BV for an amount of KAUD 500,000 (KUSD 515,185) to finance, out of equity, the exploration activities and to optimize its financial position subject to a thin capitalization regime.

Eni Liberia BV for an amount of KUSD 310,000 to acquire 25% interests in the LB11, LB12 and LB14 blocks offshore Liberia and finance its exploration activities.

Eni Venezuela BV for an amount of KUSD 300,000 to close its financial loan and, therefore, to optimize its fiscal position and to finance its exploration activities and the investment programmes of its subsidiary Cardon IV.

Eni Muara Bakau BV for an amount of KUSD 130,000 to finance, out of equity, the exploration activities.

Eni Polska SP. Z.O.O. for an amount of KUSD 73,000 to finance out of equity, its shale gas exploration in Poland.

Eni Togo BV for an amount of KUSD 70,000 to finance, out of equity, the exploration activities.

Eni Ukraine Holdings BV for an amount of KUSD 58,600 to finance, out of equity, the exploration activities of its subsidiaries Pokrovskoe Petroleum BV and Zagoryanska Petroleum BV.

Eni Energy Russia BV for an amount of KUSD 20,000 to finance, out of equity, the investment programmes of its subsidiary OOO Eni Energhia.

Eni Oil Do Brasil SA for an amount of KReals 9,000 (KUSD 5,136) to finance, out of equity, its exploration activities.

Eni Bulungan BV for an amount of KUSD 3,500 to finance out of equity, the exploration activities.

IEOC Exploration BV for an amount of KUSD 3,000 to cover the otherwise negative equity following the result of the ceiling test calculated in the previous year and to finance its exploration activities.

Eni JPDA 11-106 BV for an amount of KUSD 2,100 to finance out of equity, the exploration activities.

Eni Ireland BV for an amount of KUSD 1,200 to finance out of equity the exploration activities.

Eni Vietnam BV for an amount of KUSD 1,000 to finance out of equity the exploration activities.

Eni Denmark BV for an amount of KUSD 900 to finance out of equity the exploration activities.

Moreover, the Company resolved a share premium increase to Eni Angola Production BV for an amount of KUSD 1,000,000 to close its financial loan and, therefore to optimize its fiscal position. On December 31, 2012 the amount paid by the Company is KUSD 860,000.

The Company resolved and paid the share capital increase in Tapco Petrol Boru Hatti Sanayi Ve Ticaret, a 50% owned subsidiary, for an amount of KTL 2,500 (KUSD 686) to respect the minimum legal threshold of equity. The 60% of the share capital contribution had been already paid in 2011 as advance.

Gas & Power

On July 27, 2012 the Company resolved and fully paid the share capital increase in South Stream AG, a 50% owned subsidiary, for an amount of KCHF 50 (KUSD 51) to cover the otherwise negative equity. On October 26, 2012 the shareholders resolved to put South Stream AG in liquidation. On December 31, 2012 the liquidation has not been completed yet.

Other holding activities

Exploration & Production

On February 20, 2012, South Stream BV, an inactive Gas & Power subsidiary, changed its name into Eni JPDA 11-106 BV in order to start exploration in other Australian offshore blocks.

On November 7, 2012, Eni Petrorussia BV was completely liquidated.

Gas & Power

As part of Eni SpA strategy to reorganize its presence in Belgium, on May 24, 2012 the Company sold to Eni SpA its one share in Eni Gas & Power Belgium SA for an amount of KEUR 478 (KUSD 601); on July 23, 2012 the Company acquired one share in Nuon Wind Belgium NV (now Eni Nuon Wind Belgium NV) for an amount of KEUR 17 and on December 21, 2012 the Company acquired from Eni SpA a share in Eni Gas & Power NV for an amount of KEUR 5.

On July 5, 2012, the Company received an amount of KUSD 9,492 as adjustment price related to the sale of Gas Brasiliano Distribuidora SA which had been finalized with Petrobras Gas SA (the purchaser) on July 29, 2011.

International Transport

On February 16, 2012, the Company received an amount of KEUR 708 (KUSD 933) as net adjustment price on the sale of Trans Austria Gasleitung AG, whereas the sale had been finalized with a subsidiary of Cassa Depositi e Prestiti SpA, a related company, on December 22, 2011.

On May 14, 2012, the Company received an amount of KCHF 100 (KUSD 108) as net adjustment price on the sale of Transigas AG and Eni Gas Transport International SA as communicated by Fluxys SA on January 30, 2012. The sale of Eni Gas Transport GmbH, Transigas AG and Eni Gas Transport International SA has been finalized on November 30, 2011.

Refining & Marketing

On April 06, 2012, Eni Trading, Shipping & Services BV was completely liquidated.

New guarantees*Exploration & Production*

The Company issued three Parent Company Guarantees in favour of the National Oil Company of Liberia, covering the PSC obligations of the contractor, for a total amount not exceeding KUSD 6,500 regarding the blocks LB11, LB12, LB14.

Refining & Marketing

A Parent Company Guarantee on behalf of Eni Iberia Slu in favour of Repsol Comercial de Productos Petroliferos covering the Purchase of Petroleum Products for a total amount not exceeding KUSD 12,534.

Dividends

During 2012, the Company received KUSD 7,698,998 dividends from its equity valued participations and KUSD 336 from its other investments. During 2012, the Company received KUSD 57,000 dividends which were declared in 2011, while KUSD 200,000 declared in 2012 are not yet received.

During 2012, the Company paid a dividend to its sole shareholder Eni SpA of KUSD 6,900,000.

Share capital and shareholder's equity

As at December 31, 2012, the shareholder's equity amounts to KUSD 40,188,723 (2011: KUSD 35,770,230) and is specified as follows:

(thousand US Dollars)	2012
Issued and paid-in capital	846,637
Share premium	11,486,823
Other reserves	(557,435)
Cumulative translation adjustment - investments	274,166
Retained earnings	20,098,392
Result for the year	8,040,140
	40,188,723

The increase of KUSD 4,418,493 is due to the following changes:

(thousand US Dollars)	2012
Contribution shareholder	3,100,000
Dividend distributed	(6,900,000)
Translation differences	176,478
Other	1,875
Result of the year	8,040,140
	4,418,493

On December 21, 2012, the sole Shareholder Eni SpA approved a share premium contribution to the Company of an amount of KUSD 3,100,000 which was fully paid on December 27, 2012.

The authorised share capital consists of 250,000,000 ordinary shares of EUR 5 nominal value each. On December 31, 2012, 128,336,685 ordinary shares have been issued and fully paid. The share capital of KEUR 641,683 is translated into US dollars using the year-end exchange rate and amounts to KUSD 846,637 as at December 31, 2012 (KUSD 830,274 at December 31, 2011).

As at December 31, 2012, the shares are fully owned by Eni SpA.

Personnel and organization

The average number of Company employees as at December 31, 2012 was 42 (2011: 42) of which 2 employees seconded at other Eni Group companies.

The general and administrative expenses, net of the revenues for services rendered, amount to KUSD 2,496 (2011: KUSD 3,196).

Result for the period

The financial statements for the period show a net profit of KUSD 8,040,140 (2011: KUSD 8,823,464).

The decrease of KUSD 783,324 in the result is due to:

(thousand US Dollars)

Lower gain in disposal of investments	(1,508,522)
Higher result of the shareholdings valued at net asset value	787,544
Higher corporate income tax and other taxes	(46,345)
Lower operating income, net	(5,045)
Lower financial income net	(6,187)
Lower dividends from other investments	(4,769)
	(783,324)

Future developments

The Company will continue its holding and financing activities.

Financial Risk Management

Financial risk management is disclosed in Note 3 of the financial statements.

Subsequent Events

Following the subsequent events not previously described.

On January 3, 2013, the Company incorporated Eni Kenya BV which will explore blocks: L-21, L-23 and L-24, thus marking the entry of Eni in the country. The blocks are located in the deep and ultra-deep waters of the Lamu Basin, off the coast of Kenya. The initial exploration phase of the three blocks, which will be operated by Eni with 100% participation and cover an area of more than 35,000 square kilometres, will consist of the execution of a seismic acquisition programme.

On January 25, 2013, the sole shareholder resolved to increase the equity of Eni Vietnam BV by KUSD 19,000 to finance, out of equity, the exploration activities.

On February 8, 2013, the Company incorporated Eni Cyprus Ltd which will be operator in a consortium formed by Eni (80%) and the Korean company Kogas (20%) to explore Blocks 2, 3 and 9 located in the Cypriot deep offshore portion of the Levantine basin, which encompass an area of around 12,530 square kilometres, thus marking the entry of Eni in the Country.

On February 18, 2013, the Company incorporated Eni Mozambique LNG Holding BV, which will be the holding of midstream companies in Mozambique.

Signed by the Board of Directors in Amsterdam on March 8, 2013

A. Simoni
Chairman

R. Castriota
Managing Director

R. Ulissi
Director

Financial statements

Balance sheet as at December 31, 2012

(before appropriation of net result)

(thousand US Dollars)

	Note	Dec. 31, 2012	Dec. 31, 2011
ASSETS			
Fixed assets			
Tangible fixed assets	4	290	223
Shareholdings	5	40,229,113	36,544,369
Deferred tax assets	6	22,740	42,374
Total fixed assets		40,252,143	36,586,966
Current assets			
Accounts receivable	7	228,035	95,455
Other current assets	8	72,166	72,537
Cash and deposits	9	310,959	285,768
Total current assets		611,160	453,760
TOTAL ASSETS		40,863,303	37,040,726
SHAREHOLDER'S EQUITY			
	10		
Share capital		846,637	830,274
Share premium		11,486,823	8,386,823
Other reserves		(243,914)	(542,947)
Currency translation differences		274,166	97,688
Retained earnings		19,784,871	18,174,928
Result for the year		8,040,140	8,823,464
TOTAL SHAREHOLDER'S EQUITY		40,188,723	35,770,230
Long term liabilities			
Provision for Shareholdings	5	670,911	1,236,955
Total long term liabilities		670,911	1,236,955
Current liabilities			
Financial payable	11	0	1,881
Accounts payable to related parties	12	552	26,168
Other taxes and social security contributions		273	230
Accounts payable and accrued liabilities		2,844	5,262
Total current liabilities		3,669	33,541
TOTAL LIABILITIES		674,580	1,270,496
TOTAL SHAREHOLDER'S EQUITY AND LIABILITIES		40,863,303	37,040,727

Profit & Loss account for the year 2012

(thousand US Dollars)	Note	2012	2011
Financial income - net			
Gain from shareholdings stated at net asset value	5	8,019,286	7,231,742
Gain on disposal of investments	5	30,823	1,539,345
Dividends from other investments		336	5,105
Interest and other net financial income	13	1,675	7,862
Total financial income - net		8,052,120	8,784,054
Operating income (expenses)			
General and administrative expenses	21	(2,496)	(3,196)
Depreciation of fixed assets		(120)	(116)
Allocation to risk fund		(175)	(1,238)
Other income (expenses) net	14	19,458	26,262
Total operating income (expenses)		16,667	21,712
Result before taxes		8,068,787	8,805,766
Taxation	22	(28,647)	17,698
Net result		8,040,140	8,823,464

Notes to the Company's financial statements

1. General

Group structure and activities

Eni International BV ("the Company") is the holding company of Eni SpA ("Eni"), based in Rome, Italy, the sole shareholder and the direct Parent Company. Eni constitutes a fully integrated oil and gas company, engaged in all aspects of the petroleum business.

The activities of the Company's investments include: (i) E&P companies engaged in exploration, development and production of oil and gas and other products; (ii) Eni Trading & Shipping BV, a company dedicated to oil trading; (iii) R&M companies involved in the refining and distribution of petroleum products; (iv) G&P companies involved in the trading of natural gas; (v) IT companies involved in services to the transportation of natural gas and (vi) financial companies represented by Eni Finance International SA, the sole vehicle within Eni which centralizes the financing activity to the benefit of the non-Italian Eni companies and Banque Eni SA.

Reporting currency

Since the US dollar is considered the functional currency, the accompanying financial statements are presented in thousands of US dollars (KUSD).

Related party transactions

In the normal course of business the majority of transactions are with related parties.

Cash flow statements

In conformity with the exemption provisions of the Guidelines for Annual Reporting in the Netherlands, a cash flow statement is not presented. Accordingly, the consolidated accounts of Eni for the year ended December 31, 2012, which include a cash flow statement, are filed in Rome, Italy. A copy is filed at the Trade Register, Amsterdam, the Netherlands.

Consolidation

The Company acts as an intermediate holding company for Eni SpA. In accordance with Article 408, Book 2 of the Dutch Civil Code, presentation of the consolidated financial statements has been omitted. Financial information of the Company and its participated companies are included in the financial statements of Eni, whose accounts are filed in Rome, Italy. A copy is filed at the Trade Register, Amsterdam, the Netherlands.

2. Significant accounting principles

Basis of preparation

The financial statements were prepared in accordance with the statutory provisions of Part 9, Book 2, of the Dutch Civil Code and the firm pronouncements in the Guidelines for Annual Reporting in the Netherlands as issued by the Dutch Accounting Standards Board. The financial statements of subsidiaries are prepared for the same reporting period as the parent company using consistent accounting policies. Adjustments are made to conform to any dissimilar material accounting policies that may exist.

Principles of valuation of assets and liabilities

In general, assets and liabilities are stated at the amounts at which they were acquired or incurred, or at fair value. If not specifically stated otherwise, they are recognised at the amounts at which they were acquired or incurred.

Comparison with previous year

The principles of valuation and determination of results remain unchanged compared to the prior year.

Foreign currency translation

Transactions in foreign currencies are recorded using the exchange rate at the date of the transaction. Monetary assets and liabilities denominated in foreign currencies are translated at the year-end exchange rate. The resulting exchange differences are recorded in the income statement.

The equity of the companies expressed in foreign currencies is translated into US dollars at the year-end exchange rates, whereas the profit and loss accounts are translated at annual average rates. The exchange results are credited to or charged against "cumulative currency translation adjustment" reserve.

The exchange rates used for conversion in USD is as followed:

	2012		2011	
	Average	Dec. 31	Average	Dec. 31
Currency				
Euro (EUR)	1.28479	1.31940	1.39196	1.29390
Pound sterling (GBP)	1.58446	1.61671	1.60385	1.54902
Norwegian krone (NOK)	0.17188	0.17955	0.17861	0.16687

Tangible fixed assets

Tangible fixed assets, which mainly represent office furniture and equipment, are stated at cost minus accumulated depreciation. Depreciation is calculated using the straight line method, based on their estimated useful lives, which vary from three to seven years.

Financial fixed assets

Shareholdings in subsidiaries and other participating interest in which the Company exercises significant influence are stated at net asset value. The Company is considered to exercise significant influence if it holds at least 20% of the voting rights.

Net asset value is calculated using the accounting policies applied in these financial statements.

Participating interest with an equity deficit are carried at nil. A provision is formed if and when the Company is fully liable for the debts of the participating interest, or has the firm intention to allow the participating interest to pay its debts. Such a provision is presented under provision for Shareholdings.

Participating interests acquired are initially measured at the net equity of the identifiable assets and liabilities upon acquisition. Any subsequent valuation is based on the accounting policies that apply to these financial statements, taking into account the initial valuation.

Participating interests in which no significant influence can be exercised are stated at acquisition price. If an asset qualifies as impaired, it is measured at its impaired value; any write-offs are disclosed in the profit and loss account.

Accounts receivable and payable

Accounts receivable and payable are stated at face value. The value of receivables is adjusted downwards to the estimated realisable value by means of an appropriate provision for bad debts.

Cash and cash equivalents

Cash and cash equivalent include cash in hand, deposits held at call with related parties with original maturities of three months or less and bank overdrafts.

Share premium

Amounts paid on issued shares in excess of the par value of these shares have been presented as share premium.

Recognition of income and expenses

Income and expenses are recognised on an accrual basis and are allocated to the accounting period to which they relate.

Dividend income

Dividend income is recognized when declared.

Income taxes

Current income taxes are determined on the basis of the estimated taxable income; the estimated liability is recognized in the item "Income tax payable". Current tax assets and liabilities are measured at the amount expected to be paid to (recovered from) the tax authorities, using the tax rates (and tax laws) that have been enacted or substantially enacted at the balance sheet date.

The Company takes part in a fiscal unity called Eni Exploration & Production Holding BV. The fiscal unit is headed by Eni International BV. The corporate income tax is calculated within the fiscal unit on a notional stand-alone basis with the resulting tax position presented as a payable or receivable with the head of the fiscal unit.

Deferred income tax is provided when fiscal losses reported from previous years are probable to be offset against incomes in future years. Deferred income tax is determined using tax rates that have been enacted by the balance sheet date and are expected to apply when deferred tax assets are recognized to the extent that it is probable that future taxable profit will be available against which the temporary differences can be utilised.

Deferred tax assets and liabilities are recorded under non-current assets and liabilities and are offset if referring to the same kind of taxes and the same fiscal authority. The balance of the offset, if positive, is recognized in the item "Deferred tax assets" and, if negative, in the item "Deferred tax liabilities".

3. Financial Risks

Currency risk

The Company collects dividends declared by its shareholdings and paid in USD. Other currencies involved are the NOK, GBP, EUR, CHF and other minor currencies. Therefore the Company is subject to currency risk. Such risks can be offset, partly, by correct risk management activities. Given the unpredictability of financial markets, management seeks to minimize potential adverse effects on the Company's financial performance. The currency risk is limited and where necessary, hedging is required.

Interest rate risk

The Company is exposed to interest rate risk on the interest-bearing receivables (mainly taken up in assets and cash and deposits at banks) and interest-bearing liabilities. The Company has not entered into any derivatives' contracts to hedge the interest risk on receivables.

Credit risk

Almost the total creditors are represented by related parties with a strong financial position.

The Company has a credit facility with the related party Eni Finance International SA. At the end of 2012 the credit facility was not utilized.

4. Tangible fixed assets

The movements in tangible fixed assets, which represent office furniture and equipment, during the year, were as follows:

(thousand US Dollars)	Office furniture and equipment	Tangible fixed assets
At January 1, 2011		
Historical cost	1,955	1,955
Accumulated amortization and impairment	(1,672)	(1,672)
Net book amount	283	283
Year ended December 31, 2011		
Opening net book amount	283	283
Additions	56	56
Disposal	0	0
Depreciation and amortisation	(116)	(116)
Closing net book amount	223	223
At December 31, 2011		
Historical cost	2,011	2,011
Accumulated amortization and impairment	(1,788)	(1,788)
Net book amount	223	223
Year ended December 31, 2012		
Opening net book amount	223	223
Additions	187	187
Depreciation and amortisation	(120)	(120)
Closing net book amount	290	290
At December 31, 2012		
Historical cost	2,198	2,198
Accumulated amortization and impairment	(1,908)	(1,908)
Net book amount	290	290

5. Shareholdings

The shareholdings with an equity deficit for which the Company is fully liable for the debt and has full intention to allow the participating interest to pay its debt are presented as provision.

As at December 31, 2012, the net shareholdings amounts to KUSD 39,558,202 (2011: KUSD 35,307,414) which is an increase of KUSD 4,250,788. The changes in the shareholdings are listed below:

(thousand US Dollars)	Shareholdings	Provision Shareholdings	Total
Book value at January 1	36,544,369	(1,236,955)	35,307,414
New incorporations and/or acquisitions	24,095	-	24,095
Sales and liquidation of investments, net	(32,769)	-	(32,769)
Capital increase	2,062,433	1,697,499	3,759,932
Capital refund	(403)	-	(403)
Exchange differences	180,673	(4,195)	176,478
Result in participations	8,697,021	(677,735)	8,019,286
Dividends received	(7,698,998)	-	(7,698,998)
Other	3,161	6	3,167
Transfer to and from provision shareholdings	449,531	(449,531)	-
Total	40,229,113	(670,911)	39,558,202

New incorporations and acquisitions relate to South Stream Transport BV for KUSD 17,968, Eni Lubricants Trading (Shanghai) Co. Ltd. for KUSD 6,046, Eni Vietnam BV for KUSD 27, Eni Liberia BV for KUSD 26, Eni Wind Belgium NV for KUSD 21 and Eni Gas& Power NV for KUSD 7.

Sales and liquidation of investments relate to Interconnector Ltd. for KUSD 31,877, Eni G&P Belgium SA for KUSD 633, Eni Petrorussia BV for KUSD 251 and Eni Trading & Shipping Services BV for KUSD 8.

The following is a segment report by geographic area and activity, presenting the result in participations valued at net asset value and dividends received during the year.

Result in participations valued at net asset value:

(thousand US Dollars)	Europe	Africa	Asia	America	Oceania	TOTAL
Financial Services	193,158	-	-	-	-	193,158
E&P	487,474	5,410,356	1,538,158	7,956	124,453	7,568,397
G&P	(234,480)	316,980	70,813	-	-	153,313
International Transport	1,278	1,840	-	-	-	3,118
R&M	95,805	(1,366)	2,570	4,291	-	101,300
TOTAL	543,235	5,727,810	1,611,541	12,247	124,453	8,019,286

Dividends received:

(thousand US Dollars)	Europe	Africa	Asia	America	Oceania	TOTAL
Financial Services	195,909	-	-	-	-	195,909
E&P	763,278	3,972,513	1,520,000	251,720	190,000	6,697,511
G&P	95,513	610,000	56,919	-	-	762,432
International Transport	609	12	-	-	-	621
R&M	35,006	150	2,409	4,960	-	42,525
TOTAL	1,090,315	4,582,675	1,579,328	256,680	190,000	7,698,998

The "other" movement of shareholdings relate to other movements of net equity other than the participation results.

The shareholdings are listed below.

Exploration and Production (E&P) shareholdings

Name of company	Registered Office	Currency	Share capital ('000)	Company Participation Direct (%)
Agip Caspian Sea B.V.	Amsterdam	EUR	20	100
Agip Karachaganak B.V.	Amsterdam	EUR	20	100
Agip Oil Ecuador B.V.	Amsterdam	EUR	20	100
Agip Oleoducto de Crudos Pesados B.V.	Amsterdam	EUR	20	100
Eni Algeria Exploration B.V.	Amsterdam	EUR	20	100
Eni Algeria Production B.V.	Amsterdam	EUR	20	100
Eni Angola Exploration B.V.	Amsterdam	EUR	20	100
Eni Angola Production B.V.	Amsterdam	EUR	20	100
Eni Australia B.V.	Amsterdam	EUR	20	100
Eni Australia Ltd.	London	GBP	20,000	100
Eni BTC Ltd	London	GBP	34,000	100
Eni Bulungan B.V.	Amsterdam	EUR	20	100
Eni Canada Holding Ltd.	Calgary	USD	1,453,200	100
Eni China B.V.	Amsterdam	EUR	20	100
Eni Croatia B.V.	Amsterdam	EUR	20	100
Eni Denmark B.V.	Amsterdam	EUR	20	100
Eni Energy Russia B.V.	Amsterdam	EUR	20	100
Eni Exploration & Production Holding B.V.	Amsterdam	EUR	29,833	100
Eni Gas & Power Lng Australia B.V.	Amsterdam	EUR	10,000	100
Eni Ghana Exploration and Production Ltd.	Accra	GHS	75	100
Eni International (NA) NV Sarl	Luxemburg	USD	25	100
Eni Iran B.V.	Amsterdam	EUR	20	100
Eni Iraq B.V.	Amsterdam	EUR	20	100
Eni Ireland B.V.	Amsterdam	EUR	20	100
Eni JPDA 03-13 Ltd.	London	GBP	250	100
Eni JPDA 06-105 Pty Ltd.	Perth	AUD	80,831	100
Eni JPDA 11-106 BV	Amsterdam	EUR	50	100
Eni Liberia BV	Amsterdam	EUR	20	100

Exploration and Production (E&P) shareholdings (continued)

Name of company	Registered Office	Currency	Share capital ('000)	Company Participation Direct (%)
Eni Mali B.V.	Amsterdam	EUR	20	100
Eni Middle East B.V.	Amsterdam	EUR	20	100
Eni Muara Bakau B.V.	Amsterdam	EUR	20	100
Eni Norge AS	Forus	NOK	278,000	100
Eni North Africa B.V.	Amsterdam	EUR	20	100
Eni PNG Limited	Port Moresby	PGK	15,400	100
Eni Polska spółka z ograniczona odpowiedzialnoscia	Warschau	PLN	3,600	100
Eni South China Sea Ltd. Sarl	Luxemburg	USD	20	100
Eni Togo B.V.	Amsterdam	EUR	20	100
Eni Trinidad & Tobago Ltd.	Port of Spain	TTD	1,182	100
Eni Tunisia B.V.	Amsterdam	EUR	20	100
Eni UK Limited	London	GBP	250,000	100
Eni Ukraine Holdings BV	Amsterdam	EUR	20	100
Eni Venezuela B.V.	Amsterdam	EUR	20	100
Eni Vietnam BV	Amsterdam	EUR	20	100
Eni Western Asia B.V.	Amsterdam	EUR	20	100
IEOC Exploration B.V.	Amsterdam	EUR	20	100
IEOC Production B.V.	Amsterdam	EUR	20	100
	Rio de			
Eni Oil do Brasil S.A.	Janeiro	BRL	1,579,800	99.99999
Eni RD Congo Sprl	Kinshasa	CDF	10,000,000	99.99999
Eni Ventures Plc. (in liquidation)	London	GBP	278,050	99.99999
Nigerian Agip Exploration Ltd.	Abuja	NGN	5,000	99.99000
Eni Gabon S.A.	Libreville	XAF	7,400,000	99.95946
Eni Uganda Ltd.	Kampala	UGX	1,000	99.9
Nigerian Agip Oil Company Ltd.	Abuja	NGN	1,800	99.88889
	Buenos			
Eni Argentina Exploración y Explotación S.A.	Aires	ARS	24,136	95.00001
Agip Energy & Natural Resources (Nigeria) Ltd.	Abuja	NGN	5,000	95
Artic Russia B.V.	Amsterdam	EUR	100	60
Tapco Petrol Boru Hatti Sanayi Ve Ticaret A.S.	Istanbul	TRL	7,500	50
Eni Petroleum Co.Inc.	Wilmington	USD	156,600	36.14304
United Gas Derivatives Company	Cairo	USD	285,000	33.33333
Eni Ukraine Llc	Kiev	UAH	42,005	0.01
Eni Congo S.A.	Brazzaville	USD	17,000	0.00012

Gas and Power (G&P) shareholdings

Name of company	Registered Office	Currency	Share capital ('000)	Company Participation Direct (%)
Eni G&P France B.V.	Amsterdam	EUR	20	100
Eni G&P Trading B.V.	Amsterdam	EUR	70	100
Eni Gas & Power Espana S.A.	Madrid	EUR	2,000	100
Eni Gas & Power GmbH	Dusseldorf	EUR	1,025	100
Blue Stream Pipeline Co. B.V.	Amsterdam	EUR	20	50
EnBW - Eni GmbH	Karlsruhe	EUR	25	50
South Stream A.G. - In Liquidation	Zurich	CHF	200	50
Egyptian Int. Gas Technology Co.	Cairo	EGP	100,000	40
South Stream Transport BV	Amsterdam	EUR	41,198	20
Angola LNG Marketing Ltd.	London	GBP	1	8.8
Eni Wind Belgium N.V.	Bruxelles	EUR	333	0.3003
Eni Gas & Power N.V.	Bruxelles	EUR	413,249	0.0126123

International Transport (IT) shareholdings

Name of company	Registered Office	Currency	Share capital ('000)	Company Participation Direct (%)
Eni Gas Transport Services SA	Lugano	CHF	100	100
Scogat S.A.	Tunis	TND	200	99.85
Sergaz S.A.	Tunis	TND	99	66.66667
Norsea Gas GmbH	Emden	EUR	1,534	13.04

Refining and Marketing (R&M) shareholdings

Name of company	Registered Office	Currency	Share capital ('000)	Company Participation Direct (%)
Eni Benelux B.V.	Rotterdam	EUR	1,934	100
Eni France Sarl	Lion	EUR	56,800	100
Eni Hungaria Zrt.	Budapest	HUF	15,441,600	100
Eni Iberia SLU	Madrid	EUR	17,299	100
Eni Lubricants Trading (Shangai) Co., Ltd.	Shangai	EUR	5,000	100
Eni Slovenija doo	Ljubljana	EUR	3,796	100
Eni Trading & Shipping B.V.	Amsterdam	EUR	3,720	100
Eni USA R&M Co. Inc.	Wilmington	USD	11,000	100
Oleoduc du Rhone S.A.	Valais	CHF	7,000	100
Eni Suisse S.A.	Lausanne	CHF	102,500	99.99854
Eni Česká Republika S.r.o.	Prague	CZK	1,511,913	99.99749
Eni Slovensko spol S.r.o.	Bratislava	EUR	36,845	99.99463
Eni Ecuador S.A.	Quito	USD	103	99.93136
OOO "Eni-Nefto"	Moscow	RUR	1,010	99.0099
Eni Romania Srl	Bucharest	RON	23,876	98.99997
	Buenos Aires			
Agip Lubricantes S.A. (in liquidation)	Aires	ARS	1,500	97
Eni Deutschland GmbH	Munich	EUR	90,000	89
Eni Austria GmbH	Vienna	EUR	78,500	75
Mediterranee Bitumes S.A.	Tunis	TND	1,000	34
Ceska Rafinerska A.S.	Litvinov	CZK	9,348,240	32.44472
ENEOS Italsing Pte Ltd.	Singapore	SGD	12,000	22.5
Routex B.V.	Amsterdam	EUR	68	20
Tema Lube Oil Co. Ltd.	Accra	GHS	258	12.00000
Pizo S.A. (in liquidation)	Libreville	XAF	1,500,000	10
SOGARA – Soc Gabonaise du Raf.	Port Gentil	XAF	1,200,000	2.50
PETROCA S.A. (in liquidation)	Bangui	XAF	972,000	2.29527
Eni Marketing Austria GmbH	Wien	EUR	19,622	0.00037

Other activities

Name of company	Registered Office	Currency	Share capital ('000)	Company Participation Direct (%)
Banque Eni S.A.	Brussels	EUR	50,000	99.90
Eni Finance International S.A.	Brussels	USD	2,975,036	66.38694

All the investments are accounted at net equity with exception of: Egyptian Int. Gas Technology Co., Angola LNG Marketing Ltd, North Sea Gas, Tema Lube Oil Co Ltd, Pizo SA (in liquidation), SOGARA-Soc Gabonaise du Raf and Petroca SA (in liquidation). These are accounted at cost. As at December 31, 2012, these investments represent a total book value of KUSD 10,128 (2011: KUSD 32,736).

The Company recorded the following provisions for cover of loss relates to its participations:

(thousand US Dollars)	2012	2011
Name of Company		
Eni Ghana E&P Ltd	(484,179)	(232,684)
Eni Gabon SA	(143,243)	(105,722)
Eni RD Congo Sprl	(25,673)	(15,180)
Eni Togo BV	(6,477)	-
Eni Polska Sp. Zo. O	(6,361)	-
IEOC Exploration BV	(4,101)	(3,196)
Eni Ireland BV	(874)	-
South China Sea Ltd.	(3)	-
Tapco AS	-	(12)
Eni Iran BV	-	(874,919)
Eni Muara Bakau BV	-	(927)
Eni Energy Russia BV	-	(4,287)
South Stream AG	-	(23)
Eni JPDA 11-106 BV (former South Stream BV)	-	(5)
Total Provisions	(670,911)	(1,236,955)

During the year, the gain on disposal of shareholdings amount to KUSD 30,823 (2011: KUSD 1,539,345) and are detailed as follows:

(thousand US Dollars)	Gains on Disposals
Interconnector Ltd.	21,420
Gas Brasileiro Distributora SA	9,470
Eni Trading & Shipping Services B.V.	(8)
Eni Petrorussia B.V.	(27)
Eni G&P Belgium SA	(32)
Total	30,823

6. Deferred tax assets

(thousand US Dollars)	Value at Dec. 31, 2012	Income Tax of the year	Release	Value at Dec. 31, 2011
Deferred tax assets	22,740	(4,665)	(14,969)	42,374
Deferred tax assets	22,740	(4,665)	(14,969)	42,374

Deferred income tax assets relate to fiscal losses of previous years which are to be recovered in the next nine years. Recovery should mainly take place via interest income and operating income, as the remaining of the Company's income is tax exempt. The higher financial and operating income which were forecasted at the end of 2011, have been revised during 2012. Therefore, the Company, in view of the results expected in the budget-plan 2013-2016, has reduced the deferred tax activated for the losses incurred in 2008 and expiring in 2017.

The total recoverable loss, as per last final corporate income tax assessment received, amounts to KUSD 192,581, which relates to the years 2004, 2005 and 2008. The amount of the recoverable loss as per 2012 tax provision is KUSD 149,913 and also relates to the years 2004, 2005 and 2008.

For KUSD 90,039 recoverable losses a deferred tax asset is recognized. For the remaining recoverable losses it is not probable these can be compensated with future fiscal profits and no deferred tax is recognized.

7. Accounts receivable

Accounts receivable consists of the following:

(thousand US Dollars)	Dec. 31, 2012	Dec. 31, 2011
Related parties	220,674	93,509
Other	7,362	1,946
	228,035	95,455

At the end of the year, the accounts receivable from related parties comprises the following:

(thousand US Dollars)	Dec. 31, 2012	Dec. 31, 2011
Eni Angola Exploration BV	200,016	50,000
Eni Exploration & Production Holding BV	19,460	33,917
Eni division E&P	391	-
Nigerian Agip Exploration Ltd.	137	150
Eni Adfin Spa	127	82
Eni North Africa BV	99	99
Artic Russia BV	82	-
Eni SpA Corporate	44	1
Eni Angola Production BV	15	13
Eni Vietnam BV	15	-
Eni Iran BV	13	-
Eni Trading & Shipping BV	4	10
Eni Iraq BV	3	3
Eni Iberia Slu	2	-
Eni Gas & Power GmbH	1	1
Eni Gas & Power Lng Australia	-	7,000
Eni Congo SA	-	12
Eni Gas Transport International SA	-	44
Eni Oil Holdings BV	-	1
Saipem International BV	-	3
Eni Finance International SA	-	3
CDP Gas Srl	-	916
Eni RD Congo SPRL	-	184
Eni JPDA 06-105 PteLtd.	-	129
Eni China BV	-	123
Eni Ukraine Holdings BV	-	44
Eni Togo BV	-	73
Eni Australia BV	-	13
Eni Bulungan	-	1
Other correlated subsidiaries	265	687
	220,674	93,509

The receivable from Eni Angola Exploration BV relates to dividend resolved in 2012 but not yet paid. The receivable from Eni Exploration & Production Holdings BV is related to the overheads (G&A) costs that Eni Congo SA is entitled to charge; the amount depends on the investments and cost incurred by the Eni Congo SA.

On January 31, 2013, Eni Angola Exploration BV has paid KUSD 100,000 of the outstanding amount receivable.

8. Other current assets

Other current assets mainly represent a receivable from Tapco Petrol Boru Hatti Sanayi Ve Ticaret TAPCO of KUSD 72,023 (2011: KUSD 72,537) regarding research and development costs paid in advance by the Company that will be recharged to the subsidiary in the following years. TAPCO is involved in the project for the construction of the oil pipeline in Turkey. During 2012 the activities performed were mainly focused on the submittal of the EIA (Environmental Impact Assessment) study report to the Ministry of Energy and other Turkish institutions which have interests in the territory crossed by the pipeline. No decision has been taken on the result of the EIA, as the Ministry of Energy is still evaluating the intersections of this project with other energy projects and mining activities.

Once TAPCO obtains the environmental positive decision on the project, the construction works will start.

9. Cash and deposits

(thousand US Dollars)	Dec. 31, 2012	Dec. 31, 2011
Eni Finance International S.A.	309,507	284,879
Eni S.p.A	1,113	579
Third party banks	339	310
	310,959	285,768

Deposits on call are held with the related party Eni Finance International SA. The interest rate on short-term deposit is Libor minus 0.1875% per annum in 2012.

10. Shareholder's equity

The movements in Shareholder's equity during the year were:

(thousand US Dollars)	Share Capital	Share premium	Retained * Earnings	Other Reserves	Currency Transl Adj.	Result for * the year	Total
Balance							
Jan. 1, 2012	830,274	8,386,823	18,174,928	(542,947)	97,688	8,823,464	35,770,230
Contributions	-	3,100,000	-	-	-	-	3,100,000
Other movements	-	-	(313,521)	315,396	-	-	1,875
Translation diff. share capital	16,363	-	-	(16,363)	-	-	-
Translation diff. investments	-	-	-	-	176,478	-	176,478
Transfer to legal reserve	-	-	-	-	-	-	-
Allocation of profit 2011	-	-	8,823,464	-	-	(8,823,464)	-
Dividends distributed	-	-	(6,900,000)	-	-	-	(6,900,000)
Result 2012	-	-	-	-	-	8,040,140	8,040,140
Balance							
Dec. 31, 2012	846,637	11,486,823	19,784,871	(243,914)	274,166	8,040,140	40,188,723

The authorised share capital consists of 250,000,000 ordinary shares of EUR 5 nominal value each. As at December 31, 2012, 128,336,685 (2010: 128,336,685) ordinary shares were issued and fully paid. The share capital amounting to EUR 641,683,425 is translated into US dollars using the year-end exchange rate of 1 EUR = USD 1.3194 (2011: 1 EUR = USD 1.2939).

As at December 31, 2012, the shares are fully owned by Eni SpA.

(*)The retained earnings include an amount of KUSD 59,636 and the 2012 result contains an amount of KUSD 170,452 related to result of shareholdings for which the Company can not control the dividends distribution.

The movements in other reserves relate mainly to the adjustment of the 2007 result (loss) of Eni Petrorussia BV of KUSD 315,521, booked directly in the Company's equity in 2008. With the liquidation of Eni Petrorussia BV the Company transferred the reserve to retained earnings.

The currency translation adjustments relate to the exchange differences on the investments in subsidiaries and associates amounting to KUSD 176,478 (2011: KUSD negative 281,669).

11. Financial payable

At December 31, 2012, the financial payable is KUSD nil (2011: KUSD 1.881). The amount, related to a loan from Interconnector to its shareholders, has been refunded before the sale of the participation.

12. Accounts payables to related parties

At the end of the year, the accounts payables to related parties comprise the following:

(thousand US Dollars)	Dec. 31, 2012	Dec. 31, 2011
Eni S.p.A. Divisione E&P	202	1,081
Eni S.p.A. Corporate	188	318
Eni Adfin Spa	100	0
Eni Gas Transport Services S.A.	39	20
Eni Servizi S.p.A.	20	3
Eni Trading & Shipping B.V.	3	73
Eni Oil do Brasil S.A.	-	20,381
Greenstream B.V.	-	28
Saipem International B.V.	-	35
Eni PNG Ltd	-	1,000
Eni Trinidad & Tobago Ltd.	-	3,089
Eni Finance International S.A.	-	93
Eni International Resources Ltd.	-	40
Tema Lube Oil Co. Ltd.	-	7
	552	26,168

13. Interest and other net financial income

Interest and other financial income amounts to KUSD 1,675 (2011: KUSD 7,862). The decrease is mainly due to less interest received on tax credits of KUSD 1,431 and less positive exchange differences of KUSD 4,784.

14. Other income (expenses) net

Other net income amounts to KUSD 19,458 (2011: KUSD 26,262) and relates to the overheads (G&A) recharged to Eni Exploration & Production Holding BV. The decrease of KUSD 6,804 is due to the lower overhead for KUSD 14,459 and minus costs for adjustment on disposal of Agip Espana for KUSD 4,877 and for 2011 credit facility indemnity to third parties of KUSD 2,778.

15. Guarantees

The Company had issued the following guarantees as at December 31, 2012:

Financial Guarantees

- To Exxon Mobil Central Europe for a nominal amount of KEUR 80,000 (KUSD 105,552) on behalf of Eni Austria GmbH.
- To Enron Capital & Trade Resources Ltd and CNR International UK Ltd for commercial trading and abandonment costs of Eni (UK) Limited for a nominal value of KUSD 325,343. The outstanding amount as at December 31, 2012 was KUSD 323,446.
- To Eni Finance International SA regarding revolving credit facilities of KUSD 85,000 to Trans Mediterranean Pipeline Co. The total outstanding amount as at December 31, 2012 was KUSD 38,750.
- To Eni SpA for guarantees issued in connection with credit lines, granted by Citibank NA to Oleoducto de Crudos Pesados (OCP) Ecuador SA. The total nominal amount, which is the Company's share of credit lines, is KUSD 4.490, of which KUSD 4,490 was outstanding as at December 31, 2012.
- To Atlantic LNG and BG Energy H. Ltd on behalf of Eni Trinidad and Tobago Ltd associated with the North Coast Marine project for a nominal value of KUSD 1,417,765.
- To Edison Gas, Sogenia SpA and Gaz de France on behalf of Eni North Africa BV associated with the Libyan project for a nominal value of KUSD 678,000.
- To Power and Water Corp. on behalf of Eni Australia BV associated with the Blacktip gas field for a nominal value of KUSD 103,792.
- To Baku–Tbilisi–Ceyhan Pipeline Company and BTC International Investment Company Co on behalf of BTC Investment Co for a nominal amount of KUSD 202,650. The outstanding amount as at December 31, 2012 was KUSD 36,138.
- To Blue Water Energy Service BV, on behalf of Eni JPDA 06-105 Pty Ltd, to cover the obligation of all the payments deriving from the PSO contract No. 20090143 dated December 23, 2009 for a nominal amount of KUSD 240,000.
- To MITGAS of MITGAS Mitteldeutsche Gasversorgung GmbH to cover the payments obligation arising under the gas sale and purchase agreement entered by Eni Gas & Power GmbH with MITGAS for a maximum nominal amount of KUSD 5,541. As at December 31, 2012, the outstanding amount was KUSD 5,541.
- To the former employees of Sudpetrol AG in respect to their pension plan, under the terms and conditions set forth in the Assignment Agreement between the Company and Eni Gas Transport International SA, for an amount of KUSD 13,848. At December 31, 2012, the outstanding amount was KUSD 13,848.
- To the National Oil Company of Liberia to cover the PSC obligations of the contractor for the blocks LB11, LB12, LB14, for a nominal value of KUSD 6,500.
- To Repsol Comercial de Productos Petroliferos covering the Purchase of Petroleum Products for a maximum nominal amount of KUSD 12,534.

The total outstanding amount of the financial guarantees amount to KUSD 2,986,356 (2011: KUSD 3,532,046).

Performance Guarantees

Several performance guarantees to third parties on behalf of the companies directly or indirectly owned by the Company for a nominal amount of KUSD 2,001,619 (2011: KUSD 3,843,796). The total outstanding amount as at December 31, 2012 was KUSD 1,292,381 (2011: KUSD 1,371,868).

16. Letters of Comfort

As at December 31, 2012, the Company has issued comfort letters to third parties for a total amount of KUSD 12,284 (2011: KUSD 11,833) on behalf of Eni Ceska Republika and Eni Romania, which are companies operating in the refining and marketing sector of activity. The outstanding amount under review at the end of the year was KUSD nil (2011: KUSD 847).

17. Commitments

In the normal course of business, as agreed in the operating agreements, permits and concessions, the Company and its subsidiaries are committed to significant amounts of expenditure under exploration and development programmes.

18. United States and European Union Sanction in Iran

Eni S.p.A. (Eni), the sole shareholder of Eni International B.V., is currently conducting oil and gas operations in Iran through Eni Iran B.V.. Eni International is the sole shareholder of Eni Iran B.V.. The legislation and other regulations of the United States and the European Union that target Iran and persons who have certain dealings with Iran may lead to the imposition of sanctions on any persons doing business in Iran or with Iranian counterparties.

We deem that Eni's activities in Iran are compliant with the applicable sanctions regimes.

The United States enacted the Iran Sanctions Act of 1996 ("ISA"), which required the President of the United States to impose sanctions against any entity that is determined to have engaged in certain activities, including investment in Iran's petroleum sector. The ISA was amended in July 2010 by the Comprehensive Iran Sanctions, Accountability and Divestment Act of 2010 ("CISADA").

As a result, in addition to sanctions for investing in Iran's petroleum sector, parties engaging in business activities in Iran now may be sanctioned, under the ISA, for providing Iran with refined petroleum products and goods, services, technology, information or support that could directly and significantly either: (i) facilitate the maintenance or expansion of Iran's domestic production of refined petroleum products, or (ii) contribute to the enhancement of Iran's ability to import refined petroleum products.

CISADA also added that an investigation need not be initiated, and may be terminated once begun, if the President certifies to the U.S. Congress that the person, whose activities in Iran were the basis for the investigation, is no longer engaging in those activities or has taken significant steps toward stopping the activities and that the President has received reliable assurances that the person will not knowingly engage in any sanctionable activity in the future ("Special Rule" application).

The President also may waive sanctions, subject to certain conditions and limitations.

In addition, CISADA specifically authorized certain state and local Iran related divestment initiatives. We are aware of initiatives by certain U.S. States and U.S. institutional investors, such as pension funds, to adopt or consider adopting laws, regulations or policies requiring divestment from, or reporting of interests in, companies that do business with countries designated, such as Iran, as states sponsoring terrorism.

Following the adoption of CISADA, Eni engaged in discussions with officials of the U.S. State Department regarding Eni's activities in Iran.

On September 30, 2010, the U.S. State Department announced that the U.S. Government would not make a sanction determination with respect to Eni, based on Eni's commitment to end its investments in Iran's energy sector and not to undertake new energy-related activity that may be sanctionable under the ISA ("Special Rule" application).

The U.S. State Department further indicated at that time that, as long as Eni acts in accordance with these commitments, we will not be regarded as a company of concern for our past Iran-related activities.

Between the end of the 2011 and the first months of 2013, the United States adopted new measures designed to intensify the scope of US sanctions against Iran, in particular related to the Iran's energy and financial sectors.

Such restrictive measures are: the Executive Orders 13590 of 21 November 2011 and 13622 of 31 July 2012 and the Iran Threat Reduction and Syrian Human Rights Acts of 10 August 2012 ("ITRSHRA"), which expand the ISA/CISADA; the National Defense Authorization Acts - 2012, related to transactions with the Iranian Central Bank and transactions for the acquisition of Iranian crude oil and the National Defense Authorization Acts - 2013, which, inter alia, adds the shipbuilding sector among those subject to sanctions.

The new provisions impose, inter alia, sanctions on persons that are determined to have engaged in certain activities in support of Iran's energy and petrochemicals sector that are not specifically targeted by the ISA, as amended by CISADA.

Those activities include:

- the provision of goods, services, technology or support that have a fair market value above certain monetary thresholds and that could directly and significantly contribute to the maintenance or enhancement of Iran's ability to develop its petroleum resources or to the maintenance or expansion of Iran's domestic production of petrochemical products;
- the purchase of petrochemical products from Iran, and the supply of financial, material, technological support for, or goods or services in support of the National Iranian Oil Company (NIOC);
- the participation in a joint oil and gas development venture with Iran, outside Iran, if that venture was established after January 1, 2002.

With regard to the trading of crude oil, the above mentioned measures (in particular, the Iran Threat Reduction and Syrian Human Rights Acts of 10 August 2012, and the National Defense Authorization Acts 2012) provide for a ban on carrying out transactions associated with the purchase of crude oil and a ban on owning, operating or insuring any vessels used to transport Iranian crude. Both bans could be granted a waiver by the U.S. State Department (based on the National Defense Authorization Act for the Fiscal Year 2012) covering the home-country of an entity or the country of destination of the crude oil. On September 2012, the waiver was confirmed to Italy and other EU Member States for an additional period, renewable, of 180 days (a first waiver was granted in March 2012) on the basis that they have significantly reduced their imports of Iranian crude.

Furthermore, the United States maintains broad and comprehensive economic sanctions targeting Iran that are administrated by the U.S. Treasury Department's Office of Foreign Assets Control ("OFAC sanctions"). These sanctions generally restrict the dealings of U.S. citizens and persons subject to the jurisdiction of the United States.

We deem that Eni's activities in Iran (the recovery of its investments and the completion of existing contracts, already notified to the US administration when the "Special Rule" was applied) are not sanctionable under the mentioned measures.

Indeed, if sanctions were imposed, their impact could be material and adverse to Eni.

With reference to divestment laws or policies of certain U.S. States and institutional investors, if our operations in Iran are determined to fall within the scope of these measures, sales resulting from such divestment laws and policies, if significant, could have an adverse effect on the Eni share price. Even if our activities in and with respect to Iran do not subject us to sanctions or divestment, companies with investments in the oil and gas sectors in Iran may suffer reputational harm as a result of increased international scrutiny.

On 26 July 2010, the European Union adopted restrictive measures regarding Iran (referred to as the "EU measures"). Amongst other things, the measures prohibited the supply of equipment and technology in the following sectors of the oil and gas industry in Iran: refining, liquefaction of natural gas, exploration and production. The prohibition extended to technical assistance, financing and financial assistance in connection with such items. Extension of loans or credit to, acquisition of shares in, entry into joint ventures with any Iranian person engaged in any of the targeted sectors was also prohibited.

The measures consented the execution of contracts of the oil & gas sector signed before the sanctions entered into force.

Restrictions were also provided for with respect to financial transactions with Iranian counterparties.

On 23 March 2012 the Council of the European Union enacted a regulation intended to prohibit the import, transport and purchase of Iranian crude oil and petroleum products. The rules allow for the execution of contracts, entered into before 23 January 2012, when the supply of Iranian crude oil and petroleum products is a means of reimbursing outstanding receivable dues to entities under the jurisdiction of EU Member States.

In the last months of 2012, the Council of the European Union adopted new measures providing for additional restrictive measures against Iran.

Those additional restrictive measures include:

- export prohibition on key naval equipment and technology for ship-building, maintenance or refit;
- prohibition in trade in graphite, raw or semi-finished metals, such as aluminium and steel, and software for certain industrial processes;
- ban on the import, purchase or transport of Iranian natural gas;
- prohibitions on the provision of flagging and classification services to Iranian oil tankers and cargo vessels and
- prohibition on the supply of vessels designed for the transport or storage of Iranian oil and petrochemical products.

The new measures also prohibit transactions between the European Union and Iranian banks and financial institutions, unless authorised in advance by the relevant Member State and include an embargo on the supply to Iran and use in Iran of key equipment or technology which could be used in the sectors of the oil, natural gas and petrochemical industries, starting from 15 April 2013. Furthermore, the new measures designate new Iranian entities as subject to the asset freeze, including the Iranian oil gas industry companies (the National Iranian Oil Company and its subsidiary operating companies).

The European measures provide for derogations from certain prohibitions (i.e. embargo on oil & gas key technologies, prohibition to supply of vessels for the purpose of transporting Iranian oil, asset freeze of the National Iranian Corporation and its subsidiaries) in order to execute contracts, entered into before 23 January 2012, which provide for the supply of Iranian crude oil and petroleum products as a reimbursement of outstanding amounts (such as the case of Eni service contracts described here below). Under these derogations Eni is entitled to carry out its upstream and trading activities. In this respect, Eni is in close contact with the competent European authorities in order to obtain the relevant authorizations, part of which have already been received. Eni Exploration & Production has been operating in Iran, through Iran B.V, for several years under four Service Contracts (South Pars, Darquain, Dorood and Balal, these latter two projects being operated by another international oil company) entered into with the National Iranian Oil Company (NIOC) between 1999 and 2001, and no other exploration and development contracts have been entered into since then. Under such Service Contracts, Eni has carried out development operations in respect of certain oil fields, and is entitled to recovery (in cash or in kind) of expenditures made, as well as a service fee. All projects mentioned above have been completed or substantially completed; the last one, the Darquain project, is in the process of final commissioning and is being handed over to the NIOC. In this respect, we expect to incur operating costs in the range of approximately US\$15 to US\$20 million per year over the next few years for contractual support activities and services.

Eni Exploration & Production projects in Iran are currently in the cost recovery phase meaning that Eni will be receiving payments in cash or in kind (through the delivery of Iranian crude oil) until the extinction of our credit towards our Iranian counterpart.

Therefore, Eni has refrained from making any further investment in the country and is not planning to make additional capital expenditures in Iran in the future.

We will continue to closely monitor legislative and other developments in the United States and the European Union in order to determine whether our remaining interests in Iran could subject us to application of either current or future sanctions under the OFAC sanctions, the ISA, the EU measures or otherwise. If any of our activities in and with respect to Iran are found to be in violation of any Iran-related sanctions, and sanctions are imposed on Eni, it could have an adverse effect on our business, plans to raise financing, sales and reputation.

19. Tax group liability

The Company forms a fiscal unity for corporate income tax and value added tax purposes with Eni Exploration & Production Holding BV, Amsterdam, The Netherlands. Under the Tax Collection Act, the Company is jointly and severally liable for the taxes which are to be paid by the unity.

20. Operating lease commitments

The future lease commitment (office lease) for the duration of the contract expiring on March 31, 2015, amounts to KEUR 1,872 (2011: KEUR 2,613). An amount of KEUR 205 relating to the office lease for the first three months of 2013 is stated as deferred expenses in this financial statement.

21. General and administrative expenses

General and administrative expenses include labour costs, purchase costs and other professional service costs, net of revenues from services rendered to related companies as detailed below.

(thousand US Dollars)	2012	2011
Wages and salaries	3,588	3,874
Pension costs and social security contributions	755	953
Other labour costs	530	826
Gross labour costs	4,873	5,653
Purchase costs and other professional services	3,108	3,773
Services recharged	(5,485)	(6,230)
General and administrative expenses	2,496	3,196

The Company has a defined contribution pension plan. The Company agreed a fixed annual premium amount with an insurance company.

The General and administrative expenses include an amount of KEUR 114 (2011: KEUR 127) related to audit costs.

22. Taxes

The Company is subject to taxes in the Netherlands. The effective tax rate differs from the statutory tax rate in the Netherlands primarily due to foreign operations exempted from income and dividend taxes in the Netherlands. Starting from the fiscal year 2010, the Company and Eni Exploration & Production Holding BV form a fiscal unity for the corporate income tax. Eni International BV is the head of the fiscal unit. The corporate income tax is calculated within the fiscal unity on a notional stand-alone basis with the resulting tax position presented as a payable or receivable with the head of the fiscal unity. Therefore the calculation of the taxable amount also includes financial information from Eni Exploration & Production Holding BV. The taxable amount related to the year is KUSD 18,415. However, as the Company has tax losses carried forward, no tax has to be paid for the year 2012.

Income tax consists of:

(thousand US Dollars)	2012
Corporate income tax	(4,665)
Release of deferred tax receivables	(14,969)
Withholding tax on dividends received for	(9,013)
Total	(28,647)

23. Employee information

As at December 31, 2012, the Company has 42 employees (2011: 42) of which 2 employees seconded at other Eni Group companies.

24. Subsequent Events

Following the subsequent events not previously described.

On January 3, 2013, the Company incorporated Eni Kenya BV which will explore blocks: L-21, L-23 and L-24, thus marking the entry of Eni in the country. The blocks are located in the deep and ultra-deep waters of the Lamu Basin, off the coast of Kenya. The initial exploration phase of the three blocks, which will be operated by Eni with 100% participation and cover an area of more than 35,000 square kilometres, will consist of the execution of a seismic acquisition programme.

On January 25, 2013, the sole shareholder resolved to increase the equity of Eni Vietnam BV with an amount of KUSD 19,000 to finance, out of equity, the exploration activities.

On February 8, 2013, the Company incorporated Eni Cyprus Ltd which will be operator in a consortium formed by Eni (80%) and the Korean company Kogas (20%) to explore Blocks 2, 3 and 9 located in the Cypriot deep offshore portion of the Levantine basin, which encompass an area of around 12,530 square kilometres, thus marking the entry of Eni in the Country.

On February 18, 2013, the Company incorporated Eni Mozambique LNG Holding BV, which will be the holding of midstream companies in Mozambique.

25. Remuneration of Directors

In accordance with Shareholders Resolution dated April 6, 2011, the Company did not pay any remuneration to its Directors in 2012 (2011: KUSD 13).

Signed by the Board of Directors in Amsterdam on March 8, 2013

A. Simoni
Chairman

R. Castriota
Managing Director

R. Ulissi
Director

Other information

Appropriation of result

According to the Company's Articles of Association, the appropriation of the result is to be determined by the Annual General Meeting of the Shareholder.

Proposal of result

Management proposed to the sole shareholder the distribution of dividends up to the entire year 2012 net result to be paid in one or more instalments.

Subsequent Events

Following the subsequent events not previously described.

On January 3, 2013, the Company incorporated Eni Kenya BV which will explore blocks: L-21, L-23 and L-24, thus marking the entry of Eni in the country. The blocks are located in the deep and ultra-deep waters of the Lamu Basin, off the coast of Kenya. The initial exploration phase of the three blocks, which will be operated by Eni with 100% participation and cover an area of more than 35,000 square kilometres, will consist of the execution of a seismic acquisition programme.

On January 25, 2013, the sole shareholder resolved to increase the equity of Eni Vietnam BV with an amount of KUSD 19,000 to finance, out of equity, the exploration activities.

On February 8, 2013, the Company incorporated Eni Cyprus Ltd which will be operator in a consortium formed by Eni (80%) and the Korean company Kogas (20%) to explore Blocks 2, 3 and 9 located in the Cypriot deep offshore portion of the Levantine basin, which encompass an area of around 12,530 square kilometres, thus marking the entry of Eni in the Country.

On February 18, 2013, the Company incorporated Eni Mozambique LNG Holding BV, which will be the holding of midstream companies in Mozambique.

Independent auditor's report

To: the Board of Directors and the General Meeting of the Shareholder of Eni International B.V.

Report on the financial statements

We have audited the accompanying financial statements 2012 of Eni International B.V., Amsterdam, which comprise the balance sheet as at 31 December 2012, the profit and loss account for the year then ended and the notes, comprising a summary of the accounting policies and other explanatory information.

The directors' responsibility

The directors are responsible for the preparation and fair presentation of these financial statements and for the preparation of the directors' report, both in accordance with Part 9 of Book 2 of the Dutch Civil Code. Furthermore, the directors are responsible for such internal control as they determine is necessary to enable the preparation of the financial statements that are free from material misstatement, whether due to fraud or error.

Auditor's responsibility

Our responsibility is to express an opinion on these financial statements based on our audit. We conducted our audit in accordance with Dutch law, including the Dutch Standards on Auditing. This requires that we comply with ethical requirements and plan and perform the audit to obtain reasonable assurance about whether the financial statements are free from material misstatement.

An audit involves performing procedures to obtain audit evidence about the amounts and disclosures in the financial statements. The procedures selected depend on the auditor's judgment, including the assessment of the risks of material misstatement of the financial statements, whether due to fraud or error.

In making those risk assessments, the auditor considers internal control relevant to the entity's preparation and fair presentation of the financial statements in order to design audit procedures that are appropriate in the circumstances, but not for the purpose of expressing an opinion on the effectiveness of the entity's internal control. An audit also includes evaluating the appropriateness of accounting policies used and the reasonableness of accounting estimates made by management, as well as evaluating the overall presentation of the financial statements.

We believe that the audit evidence we have obtained is sufficient and appropriate to provide a basis for our audit opinion.

Opinion with respect to the financial statements

In our opinion, the financial statements give a true and fair view of the financial position of Eni International B.V. as at 31 December 2012 and of its result for the year then ended in accordance with Part 9 of Book 2 of the Dutch Civil Code.

Report on other legal and regulatory requirements

Pursuant to the legal requirement under Section 2:393 sub 5 at e and f of the Dutch Civil Code, we have no deficiencies to report as a result of our examination whether the directors' report, to the extent we can assess, has been prepared in accordance with Part 9 of Book 2 of this Code, and whether the information as required under Section 2:392 sub 1 at b-h has been annexed. Further we report that the directors' report, to the extent we can assess, is consistent with the financial statements as required by Section 2:391 sub 4 of the Dutch Civil Code.

Rotterdam, 8 March 2013

Ernst & Young Accountants LLP

signed by J.J.J. Sluijter

Abstract of the minutes of the Annual General Meeting of the Shareholders of Eni International B.V. of May 6, 2013

Adoption of the Board Directors' Report and the Financial Statements as at December 31, 2012

The Shareholder resolved to adopt the Board of Directors' Report and the Financial Statements as at December 31, 2012 showing a net equity of KUSD 40,188,723 and a net profit of KUSD 8,040,140.

Appropriation of 2012 Profit

The Shareholder resolved to approve the allocation of the year 2012 net result, amounting to KUSD 8,040,140, as follows:

- KUSD 6,000,000 to be distributed as dividends;
- KUSD 2,040,140 to retained earnings



eni international bv

Amsterdam, the Netherlands
World Trade Center, Strawinskylaan 1725
1077 XX Amsterdam

eni international bv



Annual Report 2013
Eni International B.V.

ANNUAL REPORT



eni international bv

Approved by the Annual General Meeting
of the Shareholder held on May 6, 2014

Registered Office in Amsterdam, the Netherlands
Commercial Register no.: 33.264.934
World Trade Center, Strawinskylaan 1725
1077 XX Amsterdam

BOARD OF DIRECTORS

Chairman
A. Simoni

Managing Director
R. Castriota

Director
R. Ulissi

COMPANY'S AUDITOR

Ernst & Young Accountants LLP

CONTENT

Directors' report	5
General Information	5
Holding activities	5
Financial statements	12
Balance sheet as at December 31, 2013	13
Profit & Loss account for the year 2013	14
Notes to the Company's financial statements	15
Other information	35
Appropriation of result	35
Proposal of result	35
Subsequent Events	35
Independent auditor's report	36

Directors' report

To the Shareholder:

We are pleased to submit the report on the activities of Eni International BV ("the Company") for the financial year 2013.

General Information

The Company acts as an intermediate holding company for Eni SpA, a fully integrated oil and gas company engaged in all aspects of the petroleum business.

The activities of the Company's investments include: (i) E&P companies engaged in exploration, development and production of oil and gas and other products; (ii) Midstream and Downstream companies involved in the trading, transport and sale of natural gas; (iii) R&M companies involved in the refining and distribution of petroleum products and (iv) financial companies represented by Eni Finance International SA, the sole vehicle within Eni which centralizes the financing activity to the benefit of the non-Italian Eni companies and Banque Eni SA.

The Company now includes the following investments:

- Exploration and Production (E&P): 67 companies;
- Midstream and Downstream: 18 companies;
- Refining and Marketing (R&M): 26 companies;
- Financial companies: 2 companies.

Holding activities

The transactions causing the movements in investments are detailed per area of activities hereinafter:

Asset held for sale

Exploration & Production

On November 20, 2013, the Company signed an agreement to sell its 60% stake in Artic Russia BV to Yamal Development, a joint venture equally owned by Novatek and GazpromNef for a consideration of KUSD 2,938,931.

The agreement contained conditions precedents which were satisfied on December 20, 2013.

Artic Russia owns 49% of Severenergia, which holds four licenses for the exploration and production of hydrocarbons in the region of Yamal Nenets.

The transaction has been finalized on January 15, 2014.

The participation is classified in "Shareholdings" for the amount of KUSD 2,938,931 at its fair value.

Acquisition and new incorporation

In line with Eni' strategy to strengthen its leadership in Sub-Saharan region, the Company incorporated Eni Kenya BV on January 3, 2013. Eni Kenya BV has been used as vehicle to sign three product sharing contracts, awarded by the government of Kenya, for the acquisition of exploration blocks: L-21, L-23 and L-24. The blocks are located in the deep and ultra-deep waters of the Lamu Basin, off the coast of Kenya.

The initial exploration phase of the three blocks, which will be operated by Eni with 100% participation and cover an area of more than 35,000 square kilometres, will consist of the execution of a seismic acquisition program. On April 24, 2013 the subsidiary concluded a Farm-Out Agreement (FOA) to acquire 30% interest in Block L22, held 100% by Total E&P Kenya BV (Total). The completion of the transfer occurred on November 29, 2013.

In line with Eni' strategy to consolidate its position in Mediterranean region, the Company incorporated Eni Cyprus Ltd. on January 23, 2013. Eni Cyprus Ltd. has been used as vehicle to sign Exploration and Production Sharing Contracts with the Ministry of Commerce, Industry and Tourism of the Republic of Cyprus, for Blocks 2, 3 and 9 located in the Cypriot deep offshore portion of the Levantine basin. Eni Cyprus Ltd. was awarded the three blocks whilst leading a consortium formed by Eni (80%, as operator) and the Korean company Kogas (20%) in an international competitive tender (Cyprus 2nd Offshore Licensing Round) which was completed in May 2012.

The Company incorporated Eni Mozambique Lng Holding BV on February 2, 2013 in order to use it as holding company for shareholdings performing independent midstream activities related to the production of the affiliate company's concession in the Country.

The Company incorporated Eni Myanmar BV on May 16, 2013. Eni Myanmar BV was awarded, together with Myanmar Petroleum Exploration and Production Company Ltd, two licenses for exploration and exploitation of hydrocarbons in relation respectively to onshore block named RSF-5 and onshore block named PSC-K. Myanmar Petroleum E&P Company holds 10% participation interest in the exploration phase and Eni Myanmar acts as the operator with 90% participating interest under the Production and Sharing Contract and Joint Operating Agreement.

The Company incorporated Eni Abu Dhabi BV on August 2, 2013 with the purpose of performing activities of exploration, development and production of hydrocarbons in Abu Dhabi (United Arab Emirates). On October 22, 2013 Eni Abu Dhabi BV took part to a bid round to acquire a participation interest in the new ADCO concession expiring on January 1, 2014.

The concession includes the supergiants Bu-Hasa, Bab and Asab, which entered the production phase between 1963 and 1973, along with other giants more recently developed. On all fields the production is assisted by water or gas injection and the oil export is carried out through the terminals Jebel Dhanna, located on the Persian Gulf, and Fujairah, located on the Gulf of Oman.

In line with Eni strategy of restructuring of its Venezuelan activities, the Company incorporated Eni Venezuela E&P Holding SA on October 30, 2013, which will be used as holding of Eni Venezuela BV.

Capital contributions

Exploration & Production

During the year, the Company resolved and fully paid capital contributions, in one or more instalments, in its 100% owned subsidiaries as follows:

- Agip Caspian Sea BV for an amount of KUSD 3,000,000 to optimize its financial position;
- Eni Cyprus Ltd. for an amount of KEUR 160,000 (KUSD 210,000) to pay the bonus for the acquisition of exploration Blocks 2, 3 and 9 located in the Cypriot deep offshore portion of the Levantine basin and to finance out of equity the exploration activities;
- Eni Energy Russia BV for an amount of KUSD 160,000 to finance the exploration activities of its subsidiaries Eni Energhia LLC, Barentsmorneftegaz Sàrl, Fedynskmorneftegaz Sàrl and Shatzkmorneftegaz Sàrl;
- Eni Australia Ltd. for an amount of KUSD 140,000 to finance out of equity the exploration activities;
- Eni Vietnam BV for an amount of KUSD 95,000 to finance out of equity the exploration activities;
- Eni Ireland BV for an amount of KUSD 72,000 to finance out of equity the exploration activities;

- Eni Ukraine Holdings BV for an amount of KUSD 24,500 to finance, out of equity, the exploration activities of its subsidiaries Pokrovskoe Petroleum BV and Zagoryanska Petroleum BV;
- Eni Togo BV for an amount of KUSD 20,000 to finance, out of equity, the exploration activities;
- Eni Liberia BV for an amount of KUSD 20,000 to finance, out of equity, the exploration activities;
- Eni Polska SP. Z.O.O. for an amount of KUSD 15,000 to finance out of equity, its shale gas exploration in Poland;
- Eni Kenya BV for an amount of KUSD 9,000 for the acquisition of exploration blocks: L-21, L-23 and L-24 in Kenya and to finance out of equity the exploration activities;
- Eni Abu Dhabi BV for an amount of KUSD 8,000 to finance out of equity the studies and analysis for taking part to a bid round for the awarding of the New Onshore ADCO concession;
- Eni Middle East BV for an amount of KUSD 3,000 to optimize its financial position;
- Eni Muara Bakau BV for an amount of KUSD 3,000 to finance out of equity the exploration activities;
- IEOC Exploration BV for an amount of KUSD 2,500 to finance its exploration activities.
- Eni JPDA 11-106 BV for an amount of KUSD 2,000 to finance out of equity, the exploration activities;
- Eni Myanmar BV for an amount of KUSD 2,000 to finance out of equity the exploration activities;
- Eni Bulungan BV for an amount of KUSD 1,500 to finance out of equity the exploration activities;
- Eni Oil Do Brasil SA for an amount of KUSD 406 to finance out of equity the costs of the year;
- Eni Western Asia BV for an amount of KUSD 100 to finance out of equity the costs of the year;
- Eni Mozambique LNG Holding BV for an amount of KUSD 50 to finance out of equity the costs of the year;
- Eni South China Ltd Sarl for an amount of KUSD 50 to finance out of equity the costs of the year;

In addition, the Company paid the outstanding amount of KUSD 140,000 to Eni Angola Production BV related to the capital contribution resolved in 2012.

Midstream

The shareholders of the joint venture South Stream Transport BV resolved to increase its equity for a total amount of KEUR 222,000 of which Company's share was KEUR 44,400 (KUSD 59,052). The capital increase has been resolved to finance the activities dedicated to the South Stream Project: a transnational gas pipeline project which is being developed for the purpose of diversifying the routes of natural gas supplies to European consumers and stipulating the conveyance of the blue fuel to South and Central Europe across the Black Sea. The amount paid by the Company is KUSD 45,434 in 2013 and the remaining KUSD 13,618 was paid on January 9, 2014.

Refining & Marketing

The Company resolved to increase the share premium reserve of Eni Ceska Republika Sro for KCZK 1,299,927 (KUSD 64,184) to cover the losses of the subsidiary.

The Company resolved to increase the share premium reserve of Agip Lubricantes SA for a total amount of KUSD 112 to to finance out of equity the losses of the year.

Financial Companies

The Company resolved to increase the share capital of Eni Finance International SA for KUSD 331,950.

Other holding activities

The main events occurred during the year are the following:

- On December 2013, Eni RD Congo S.p.r.l. changes its legal form in Eni RD Congo S.A.;
- On December 2013, Eni Romania SRL changed its reporting currency to Romanian Leu.

New guarantees and comfort letters*Exploration & Production*

During the year the Company issued in the interest of E&P subsidiaries the following guarantees:

- Four Parent Company Guarantees in favour of the Ministry of Energy of Kenya, covering the PSC obligations of the contractor regarding the blocks L21, L22, L23, and L24 for a total amount not exceeding KUSD 19,230;
- A Strategic Parent Company Guarantee in favour of Chevron International (Congo) Limited covering the purchase by Eni Congo S.A of participating interests in Kitina Permis d'Exporation for an unlimited amount.
- A Strategic Parent Company Guarantee in favour of PDVSA GAS, S.A covering the PSC obligations of the contractor regarding the block CARDON IV
- A Strategic Parent Company Guarantee in favour of Timor-Leste Autoridade National Do Petroleo covering the PSC obligations regarding the contract Area 11-106.

Refining & Marketing

A Parent Company Guarantee in favor of Repsol covering the purchase of fuels of Eni Iberia S.L.U for a total amount not exceeding KEUR 9,500.

Comfort letters

The Company issued on behalf of Eni Ukraine Deep Waters BV and Eni Ukraine Shallow Waters BV which are companies operating in the exploration and production sector of activity. The outstanding amount under review at the end of the year was KUSD nil (2012: KUSD nil).

The Company issued a comfort letter for supporting the Audit of 2012 Financial Statements in the interest of: Eni Ghana E&P Ltd, Eni Gabon SA, Eni Togo BV, Eni RD Congo SA, IEOC Exploration BV, South China Sea Ltd, Eni Polska Sp. Zo. O, Eni Ireland BV, Eni Oil do Brasil SA and Eni Ceska Republika sro.

Dividends

During the year, the Company's subsidiaries resolved dividends for KUSD 9,628,634, of which KUSD 165,636 are not yet received.

(thousand US Dollars)	Europe	Africa	Asia	America	Oceania	TOTAL
Financial Services	214,199	-	-	-	-	214,199
E&P	828,631	6,284,390	1,694,000	92,000	253,134	9,152,155
Midstream	69,549	67	71,749	-	-	141,365
Downstream	-	-	-	-	-	0
R&M	112,314	350	2,715	5,536	-	120,915
TOTAL	1,224,693	6,284,807	1,768,464	97,536	253,134	9,628,634

In addition, the Company received dividends resolved in 2012 by the equity valued participation Eni Angola Exploration BV for KUSD 200,000.

During the year, the Company paid a dividend to its sole shareholder Eni SpA of KUSD 9,390,000 of which KUSD 8,040,140 related to net result of 2012 and the remaining KUSD 1,349,860 from the results of the previous years.

Share capital and Shareholder's equity

As at December 31, 2013, the Shareholder's equity amounts to KUSD 43,434,708 (2012: KUSD 40,188,723) and is specified as follows:

(thousand US Dollars)	2013
Issued and paid-in capital	884,946
Share premium	15,408,823
Legal reserve	333,127
Other reserves	(622,513)
Cumulative translation adjustment - investments	292,357
Retained earnings	18,411,709
Result for the year	8,726,259
	43,434,708

The increase of KUSD 3,245,985 is due to the following changes:

(thousand US Dollars)	2013
Contribution shareholder	3,922,000
Dividend distributed	(9,390,000)
Translation differences	18,191
Other	(30,465)
Result of the year	8,726,259
	3,245,985

On December 16, 2013, the sole Shareholder Eni SpA approved a share premium contribution to the Company of an amount of KUSD 3,922,000 which was fully paid on December 17, 2013.

The authorised share capital consists of 250,000,000 ordinary shares of EUR 5 nominal value each. On December 31, 2013, 128,336,685 ordinary shares have been issued and fully paid. The

share capital of KEUR 641,683 is translated into US dollars using the year-end exchange rate and amounts to KUSD 884,946 as at December 31, 2013 (KUSD 846,637 at December 31, 2012).

As at December 31, 2013, the shares are fully owned by Eni SpA.

Personnel and organization

The average number of Company employees as at December 31, 2013 was 41 (2012: 42) of which 1 employee seconded at other Group companies.

The general and administrative expenses, net of the revenues for services rendered, amount to KUSD 3,872 (2012: KUSD 2,496).

Result for the period

The financial statements for the period show a net profit of KUSD 8,726,259 (2012: KUSD 8,040,140).

The increase of KUSD 686,119 in the result is due to:

(thousand US Dollars)

Higher Other gain (loss) from shareholdings	2,233,665
Lower result of the shareholdings stated at net asset value	(1,495,241)
Lower operating income, net	(65,908)
Lower corporate income tax and other taxes	45,101
Lower gain in disposal of investments	(30,823)
Lower financial income net	(744)
Higher dividends from other investments	69
	686,119

Future developments

The Company will continue its holding and financing activities.

Financial Risk Management

Financial risk management is disclosed in Note 3 of the financial statements.

Subsequent Events

Following the subsequent events not previously described.

On January 15, 2014, the Company received an amount of KUSD 2,938,931 finalizing the transaction related to the sale of its share of 60% in Artic Russia BV.

The Company signed the agreement with Yamal Development, a joint venture equally owned by Novatek and GazpromNef on November 20, 2013.

On January 15, 2014 the company gave a Counter Guarantee in favour Chevron Corporation for an amount of KUSD 3,000 covering the second exploration period of Block LB14 in the interest of Eni Liberia BV.

On January 17, 2014 the company gave a Parent Company Guarantee in favour JX NIPPON Exploration & Production (U.K.) Limited for an amount of KGBP 43,000 covering the SPA obligations of the contractor in the interest of Eni UK Ltd.

On February 26, 2014, the Company sold its share of 100% of Eni Trading & Shipping BV to Eni Trading & Shipping SpA following to the internal re-organization of the Midstream division for KUSD 26,672.

On February 27, 2014 the company gave a Strategic Parent Company Guarantee in favour the Government of Greenland for an unlimited amount covering the obligations for the licence for Exploration & Production in Block 8 in the interest of Eni Denmark BV.

Signed by the Board of Directors in Amsterdam on March 13, 2014

A. Simoni
Chairman

R. Castriota
Managing Director

R. Ulissi
Director

Financial statements

Balance sheet as at December 31, 2013

(before appropriation of net result)

(thousand US Dollars)

		Dec. 31, 2013	Dec. 31, 2012
ASSETS			
Fixed assets			
Tangible fixed assets	4	1,248	290
Shareholdings	5	44,061,302	40,229,113
Deferred tax assets	6	39,329	22,740
Total fixed assets		44,101,879	40,252,143
Current assets			
Account receivable	7	191,627	228,035
Other current assets	8	1,807	72,166
Cash and deposits	9	162,731	310,959
Total current assets		356,165	611,160
TOTAL ASSETS		44,458,044	40,863,304
SHAREHOLDER'S EQUITY			
	10		
Share capital		884,946	846,637
Share premium		15,408,823	11,486,823
Legal Reserve		33,127	-
Other reserves		(622,513)	(243,914)
Currency translation differences		292,357	274,166
Retained earnings		18,411,709	19,784,871
Result for the year		8,726,259	8,040,140
TOTAL SHAREHOLDER'S EQUITY		43,434,708	40,188,723
Long term liabilities			
Provision for Shareholdings	5	1,002,874	670,911
Provision for other liabilities and charges	11	761	-
Total long term liabilities		1,003,635	670,911
Current liabilities			
Financial payable		-	-
Account payable to related parties	12	17,104	552
Other taxes and social security contributions		291	273
Accounts payable and accrued liabilities		2,306	2,844
Total current liabilities		19,701	3,669
TOTAL LIABILITIES		1,023,336	674,580
TOTAL SHAREHOLDER'S EQUITY AND LIABILITIES		44,458,044	40,863,304

Profit & Loss account for the year 2013

(thousand US Dollars)	Note	2013	2012
Financial income – net			
Gain from shareholdings stated at net asset value	5	6,524,045	8,019,286
Other gain (loss) from shareholdings	5	2,233,665	0
Gain on disposal of investments		0	30,823
Dividends from other investments		405	336
Interest and other net financial income	13	931	1,675
Total financial income – net		8,759,046	8,052,120
Operating income (expenses)			
General and administrative expenses	21	(3,872)	(2,496)
Depreciation of fixed assets		(114)	(120)
Provision of receivables	8, 11	(72,815)	(175)
Other income (expenses) net	14	27,560	19,458
Total operating income (expenses)		(49,241)	16,667
Result before taxes		8,709,805	8,068,787
Taxation	22	16,454	(28,647)
Net result		8,726,259	8,040,140

Notes to the Company's financial statements

1. General

Group structure and activities

Eni International BV ("the Company") is the holding company of Eni SpA ("Eni"), based in Rome, Italy, the sole shareholder and the direct Parent Company. Eni constitutes a fully integrated oil and gas company, engaged in all aspects of the petroleum business.

The activities of the Company's investments include: (i) E&P companies engaged in exploration, development and production of oil and gas and other products; (ii) Midstream and Downstream companies involved in the trading, transport and sale of natural gas; (iii) R&M companies involved in the refining and distribution of petroleum products and (iv) financial companies represented by Eni Finance International SA, the sole vehicle within Eni which centralizes the financing activity to the benefit of the non-Italian Eni companies and Banque Eni SA.

Reporting currency

Since the US dollar is considered the functional currency, the accompanying financial statements are presented in thousands of US dollars (KUSD).

Related party transactions

In the normal course of business the majority of transactions are with related parties.

Cash flow statements

In conformity with the exemption provisions of the Guidelines for Annual Reporting in the Netherlands, a cash flow statement is not presented. Accordingly, the consolidated accounts of Eni for the year ended December 31, 2013, which include a cash flow statement, will be filed in Rome, Italy. A copy will be filed at the Trade Register, Woerden, the Netherlands.

Consolidation

The Company acts as an intermediate holding company for Eni SpA. In accordance with Article 408, Book 2 of the Dutch Civil Code, presentation of the consolidated financial statements has been omitted. Financial information of the Company and its participated companies are included in the financial statements of Eni, whose accounts will be filed in Rome, Italy. A copy will be filed at the Trade Register, Woerden, the Netherlands.

2. Significant accounting principles

Basis of preparation

The financial statements were prepared in accordance with the statutory provisions of Part 9, Book 2, of the Dutch Civil Code and the pronouncements in the Guidelines for Annual Reporting in the Netherlands as issued by the Dutch Accounting Standards Board. The financial statements of subsidiaries are prepared for the same reporting period as the parent company using consistent accounting policies. Adjustments are made to conform to any dissimilar material accounting policies that may exist.

Principles of valuation of assets and liabilities

In general, assets and liabilities are stated at the amounts at which they were acquired or incurred, or at fair value. If not specifically stated otherwise, they are recognised at the amounts at which they were acquired or incurred.

Comparison with previous year

The principles of valuation and determination of results remain unchanged compared to the prior year.

Foreign currency translation

Transactions in foreign currencies are recorded using the exchange rate at the date of the transaction. Monetary assets and liabilities denominated in foreign currencies are translated at the year-end exchange rate. The resulting exchange differences are recorded in the income statement. The equity of the companies expressed in foreign currencies is translated into US dollars at the year-end exchange rates, whereas the profit and loss accounts are translated at annual average rates. The exchange results are credited to or charged against "cumulative currency translation adjustment" reserve.

The exchange rates used for conversion in USD is as followed:

	2013		2012	
	Average	Dec. 31	Average	Dec. 31
Currency				
Euro (EUR)	1.32812	1.37910	1.28479	1.31940
Pound Sterling (GBP)	1.56386	1.65419	1.58446	1.61671
Norwegian krone (NOK)	0.17013	0.17013	0.17188	0.17955

Tangible fixed assets

Tangible fixed assets, which mainly represent office furniture and equipment, are stated at cost minus accumulated depreciation. Depreciation is calculated using the straight line method, based on their estimated useful lives, which vary from three to seven years.

Financial fixed assets

Shareholdings in subsidiaries and other participating interest in which the Company exercises significant influence are stated at net asset value. The Company is considered to exercise significant influence if it holds at least 20% of the voting rights.

Net asset value is calculated using the accounting policies applied in these financial statements.

Participating interest with an equity deficit are carried at nil. A provision is formed if and when the Company is fully liable for the debts of the participating interest, or has the firm intention to allow the participating interest to pay its debts, which is the normal group policy. Such a provision is presented under provision for Shareholdings.

Participating interests acquired are initially measured at the net equity of the identifiable assets and liabilities upon acquisition. Any subsequent valuation is based on the accounting policies that apply to these financial statements, taking into account the initial valuation.

Participating interests in which no significant influence can be exercised are stated at acquisition price. If an asset qualifies as impaired, it is measured at its impaired value; any write-offs are disclosed in the profit and loss account.

Held for trading financial assets and available-for-sale financial assets are measured at fair value (see subsequent point "Fair value measurements") with gains or losses recognized in the profit and loss account under "Finance Income (Expense)" and to the equity reserve related to other comprehensive income, respectively. Changes in fair value of available-for-sale financial assets

recognized in equity are charged to the profit and loss account when the assets are derecognized or impaired.

Fair Value Measurements

Fair value is defined as the price that would be received to sell an asset or that would be paid to transfer a liability in an orderly transaction (i.e. not in a forced liquidation) at the measurement date (exit price).

The fair value of an asset or a liability is determined considering the features of assets/liabilities under evaluation that would be considered by market participants in the measurement. Moreover, fair value measurement assumes that asset or liability is exchanged in the principal market for the asset or liability or, in absence of it, in the most advantageous market to which the entity has access.

There is a hierarchy of criteria based on sources, typology and quality of information used for the measurement. This classification aims to establish a hierarchy for the reliability of fair value, giving priority to observable inputs which reflect assumptions that market participants would use to measure the asset/liability. The fair value hierarchy provides for the following three levels: (i) level 1: inputs represented by quoted prices (unadjusted) in active markets for identical assets or liabilities that the entity can access at the measurement date; (ii) level 2: inputs, other than quoted prices included within Level 1, that are observable for the asset or liability, either directly or indirectly; (iii) level 3: unobservable inputs for the asset or liability.

In absence of quoted prices, the fair value is determined using valuation techniques appropriate in the circumstances, maximizing the use of relevant observable inputs and minimizing the use of unobservable inputs.

Accounts receivable and payable

Accounts receivable and payable are initially stated at fair value, subsequently at amortized cost. The value of receivables is adjusted downwards to the estimated realisable value by means of an appropriate provision for bad debts.

Cash and cash equivalents

Cash and cash equivalent include cash in hand, deposits held at call with related parties with original maturities of three months or less and bank overdrafts.

Share premium

Amounts paid on issued shares in excess of the par value of these shares have been presented as share premium.

Recognition of income and expenses

Income and expenses are recognised on an accrual basis and are allocated to the accounting period to which they relate.

Dividend income

Dividend income is recognized when declared.

Income taxes

Current income taxes are determined on the basis of the estimated taxable income; the estimated liability is recognized in the item "Income tax payable". Current tax assets and liabilities are

measured at the amount expected to be paid to (recovered from) the tax authorities, using the tax rates (and tax laws) that have been enacted or substantially enacted at the balance sheet date.

The Company takes part in a fiscal unity called Eni Exploration & Production Holding BV. The fiscal unit is headed by Eni International BV. The corporate income tax is calculated within the fiscal unity on a notional stand-alone basis with the resulting tax position presented as a payable or receivable with the head of the fiscal unit.

Deferred income tax is provided when fiscal losses reported from previous years are probable to be offset against incomes in future years. Deferred income tax is determined using tax rates that have been enacted by the balance sheet date and are expected to apply when deferred tax assets are recognized to the extent that it is probable that future taxable profit will be available against which the temporary differences can be utilised.

Deferred tax assets and liabilities are recorded under non-current assets and liabilities and are offset if referring to the same kind of taxes and the same fiscal authority. The balance of the offset, if positive, is recognized in the item "Deferred tax assets" and, if negative, in the item "Deferred tax Liabilities".

3. Financial Risks

Currency risk

The Company collects dividends declared by its shareholdings and paid in USD. Other currencies involved are the NOK, GBP, EUR, CHF and other minor currencies. Therefore the Company is subject to currency risk. Such risks can be offset, partly, by correct risk management activities. Given the unpredictability of financial markets, management seeks to minimize potential adverse effects on the Company's financial performance. The currency risk is limited and where necessary, hedged.

	2013		2012	
	Average	Dec. 31	Average	Dec. 31
Currency				
Euro (EUR)	1.32812	1.37910	1.28479	1.31940
Pound Sterling (GBP)	1.56386	1.65419	1.58446	1.61671
Norwegian krone (NOK)	0.17013	0.17013	0.17188	0.17955

Interest rate risk

The Company is exposed to interest rate risk on the interest-bearing receivables (mainly taken up in assets and cash and deposits at banks) and interest-bearing liabilities. The Company has not entered into any derivatives' contracts to hedge the interest risk on receivables.

Credit risk

Almost the total debtors are represented by related parties with a strong financial position.

The Company has a credit facility with the related party Eni Finance International SA. At the end of 2013 the credit facility was not utilized.

4. Tangible fixed assets

The movements in tangible fixed assets, which represent office furniture and equipment, during the year, were as follows:

(thousand US Dollars)	Tangible fixed assets
At January 1, 2012	
Historical cost	2,011
Accumulated amortization and impairment	(1,788)
Net book amount	223
Year ended December 31, 2012	
Opening net book amount	223
Additions	187
Disposal	0
Depreciation and amortisation	(120)
Closing net book amount	290
At December 31, 2012	
Historical cost	2,198
Accumulated amortization and impairment	(1,908)
Net book amount	290
Year ended December 31, 2013	
Opening net book amount	290
Additions	1,072
Depreciation and amortisation	(114)
Closing net book amount	1,248
At December 31, 2013	
Historical cost	3,270
Accumulated amortization and impairment	(2,022)
Net book amount	1,248

5. Shareholdings

The shareholdings with an equity deficit for which the Company is fully liable for the debt and has full intention to allow the participating interest to pay its debt are presented as provision.

As at December 31, 2013, the net shareholdings amounts to KUSD 43,058,429 (2012: KUSD 39,558,202) which is an increase of KUSD 3,58,681. The changes in the shareholdings are listed below:

(thousand US Dollars)	Shareholdings	Provision Shareholdings	Total
Book value at January 1	40,229,113	(670,911)	39,558,202
New incorporations and/or acquisitions	408	-	408
Sales and liquidation of investments, net	-	-	-
Other gain (loss) from shareholdings	2,233,665	-	2,233,665
Capital increase	4,172,216	211,188	4,383,404
Capital refund	(15)	-	(15)
Exchange differences	18,648	(457)	18,191
Result in participations	7,064,138	(540,093)	6,524,045
Dividends received	(9,628,229)	-	(9,628,229)
Other	(30,446)	(797)	(31,243)
Transfer to and from provision shareholdings	1,804	(1,804)	-
Total	44,061,302	(1,002,874)	43,058,428

New incorporations and acquisitions are mainly related to Eni Venezuela E&P Holding SA for KUSD 300, Eni Mozambique LNG Holding BV for KUSD 27, Eni Abu Dhabi for KUSD 26, Eni Kenya BV for KUSD 26, Eni Myanmar BV KUSD 26 and Eni Cyprus Ltd. for KEUR 2 (KUSD 3).

Other gain (loss) from shareholdings relates to Artic Russia BV in connection with the sale of the Company's 60% stake for the whole amount of KUSD 2,233,665 following the agreement signed by the Company on November 20, 2013.

The agreement contained conditions precedents which were satisfied on December 20, 2013.

The transaction has been finalized on January 15, 2014.

The following is a segment report by geographic area and activity, presenting the result in participations valued at net asset value and dividends received during the year.

Result in participations valued at net asset value:

(thousand US Dollars)	Europe	Africa	Asia	America	Oceania	TOTAL
Financial Services	158,310	-	-	-	-	158,310
E&P	798,588	3,452,920	1,495,257	142,221	119,191	6,008,177
Midstream	53,318	184,096	71,309	-	-	308,723
Downstream	50,077	-	-	-	-	50,077
R&M	(3,461)	188	899	1,132	-	(1,242)
TOTAL	1,056,832	3,637,204	1,567,465	143,353	119,191	6,524,045

Dividends received:

(thousand US Dollars)	Europe	Africa	Asia	America	Oceania	TOTAL
Financial Services	214,199	-	-	-	-	214,199
E&P	828,631	6,284,390	1,694,000	92,000	253,134	9,152,155
Midstream	69,549	12	71,749	-	-	141,365
Downstream	-	-	-	-	-	0
R&M	112,314	-	2,715	5,536	-	120,565
TOTAL	1,224,693	6,284,402	1,768,464	97,536	253,134	9,628,229

In addition, the Company received also dividends for KUSD 405 from its cost valued subsidiaries.

The shareholdings are listed below.

Exploration and Production (E&P) shareholdings

Name of company	Registered Office	Currency	Share Capital ('000)	Company Participation Direct (%)
Agip Caspian Sea B.V.	Amsterdam	EUR	20	100
Agip Karachaganak B.V.	Amsterdam	EUR	20	100
Agip Oil Ecuador B.V.	Amsterdam	EUR	20	100
Agip Oleoducto de Crudos Pesados B.V.	Amsterdam	EUR	20	100
Eni Abu Dhabi B.V.	Amsterdam	EUR	20	100
Eni Algeria Exploration B.V.	Amsterdam	EUR	20	100
Eni Algeria Production B.V.	Amsterdam	EUR	20	100
Eni Angola Exploration B.V.	Amsterdam	EUR	20	100
Eni Angola Production B.V.	Amsterdam	EUR	20	100
Eni Australia B.V.	Amsterdam	EUR	20	100
Eni Australia Ltd.	London	GBP	20,000	100
Eni BTC Ltd.	London	GBP	34,000	100
Eni Bulungan B.V.	Amsterdam	EUR	20	100
Eni Canada Holding Ltd.	Calgary	USD	1,453,200	100
Eni China B.V.	Amsterdam	EUR	20	100
Eni Croatia B.V.	Amsterdam	EUR	20	100
Eni Cyprus Ltd.	Nicosia	EUR	2	100
Eni Denmark B.V.	Amsterdam	EUR	20	100
Eni Energy Russia B.V.	Amsterdam	EUR	20	100
Eni Exploration & Production Holding B.V.	Amsterdam	EUR	29,833	100
Eni Gas & Power Lng Australia B.V.	Amsterdam	EUR	10,000	100
Eni Ghana Exploration and Production Ltd.	Accra	GHS	75	100
Eni International (NA) NV Sarl	Luxemburg	USD	25	100
Eni Iran B.V.	Amsterdam	EUR	20	100
Eni Iraq B. V	Amsterdam	EUR	20	100
Eni Ireland B.V.	Amsterdam	EUR	20	100
Eni JPDA 03-12 Ltd.	London	BGP	250	100
Eni JPDA 06-105 Pty Ltd.	Perth	AUD	80,831	100
Eni JPDA 11-106 B.V.	Amsterdam	EUR	50	100
Eni Kenya B.V.	Amsterdam	EUR	20	100
Eni Liberia B.V.	Amsterdam	EUR	20	100
Eni Mozambique LNG Holding B.V	Amsterdam	EUR	20	100
Eni Myanmar B.V.	Amsterdam	EUR	20	100
Eni Mali B.V.	Amsterdam	EUR	20	100

Exploration and Production (E&P) shareholdings (continued)

Name of company	Registered Office	Currency	Share Capital ('000)	Company Participation Direct (%)
Eni Middle East B.V.	Amsterdam	EUR	20	100
Eni Muara Bakau B.V.	Amsterdam	EUR	20	100
Eni Norge AS	Forus	NOK	278,000	100
Eni North Africa B.V.	Amsterdam	EUR	20	100
Eni PNG Limited	Port Moresby	PGK	15,400	100
Eni Polska Sp. zo.o	Warschau	PLN	3,600	100
Eni South China Sea Ltd. Sarl	Luxemburg	USD	20	100
Eni Togo B.V.	Amsterdam	EUR	20	100
Eni Trinidad & Tobago Ltd.	Port of Spain	TTD	1,182	100
Eni Tunisia B.V.	Amsterdam	EUR	20	100
Eni UK Limited	London	GBP	250,000	100
Eni Ukraine Holdings B.V.	Amsterdam	EUR	20	100
Eni Venezuela B.V.	Amsterdam	EUR	20	100
Eni Vietnam B.V.	Amsterdam	EUR	20	100
Eni Western Asia B.V.	Amsterdam	EUR	20	100
IEOC Exploration B.V.	Amsterdam	EUR	20	100
IEOC Production B.V.	Amsterdam	EUR	20	100
Eni Oil do Brasil S.A.	Janeiro	BRL	1,579,800	99.99999
Eni RD Congo S.A.	Kinshasa	CDF	10,000,000	99.99999
Eni Ventures Plc. (in liquidation)	London	GBP	278,050	99.99999
Nigerian Agip Exploration Ltd.	Abuja	NGN	5,000	99.99000
Eni Venezuela E&P Holding S.A.	Bruxelles	EUR	20	99.96667
Eni Gabon S.A.	Libreville	XAF	7,400,000	99.95946
Eni Uganda Ltd.	Kampala	UGX	1,000	99.9
Nigerian Agip Oil Company Ltd.	Abuja	NGN	1,800	99.88889
Eni Argentina Exploración y Exploración S.A.	Buenos Aires	ARS	24,136	95.00001
Agip Energy & Natural Resources (Nigeria) Ltd.	Abuja	NGN	5,000	95
Artic Russia B.V.	Amsterdam	EUR	100	60
Tapco Petrol Boru Hatti Sanayi Ve Ticaret A.S.	Istanbul	TRL	7,500	50
Eni Petroleum Co. Inc.	Wilmington	USD	156,600	36.14304
United Gas Derivatives Company	Cairo	USD	285,000	33.33333
Eni Ukraine Llc	Kiev	UAH	42,005	0.01
Eni Congo S.A.	Brazzavilla	USD	17,000	0.00012

Midstream shareholdings

Name of company	Registered Office	Currency	Share Capital ('000)	Company Participation Direct (%)
Eni G&P Trading B.V.	Amsterdam	EUR	70	100
Eni Gas & Power Espana S.A.	Madrid	EUR	2,000	100
Eni Gas & Power GmbH	Dusseldorf	EUR	1,025	100
Eni Gas Transport Services S.A.	Lugano	CHF	100	100
Eni Trading & Shipping B.V.	Amsterdam	EUR	3,720	100
Scogat S.A.	Tunis	TND	200	99.85
Sergaz S.A.	Tunis	TND	99	66.66667
Blue Stream Pipeline Co. B.V.	Amsterdam	EUR	20	50
EnBW – Eni GmbH	Karlsruhe	EUR	25	50
South Stream A.G. – In Liquidation	Zurich	CHF	200	50
South Stream Transport B.V.	Amsterdam	EUR	41,198	20
Norsea Gas GmbH	Emden	EUR	1,534	13.04
Angola LNG Marketing Ltd.	London	GBP	1	8.8
SAMCO Sagl	Lugano	GBO	20	5
Eni Wind Belgium N.V.	Bruxelles	EUR	333	0.3003
Eni Gas & Power N.V.	Bruxelles	EUR	413,249	0.012612297

Downstream shareholdings

Name of company	Registered Office	Currency	Share Capital ('000)	Company Participation Direct (%)
Eni G&P France B.V.	Amsterdam	EUR	20	100
Egyptian Int. Gas Technology Co.	Cairo	EGP	100,000	40

Refining and Marketing (R&M) shareholdings

Name of company	Registered Office	Currency	Share Capital ('000)	Company Participation Direct (%)
Eni Benelux B.V.	Rotterdam	EUR	1,934	100
Eni France Sarl	Lion	EUR	56,800	100
Eni Hungaria Zrt.	Budapest	HUF	15,441,600	100
Eni Iberia SLU	Madrid	EUR	17,299	100
Eni Lubricants Trading (Shanghai) Co., Ltd.	Shanghai	EUR	5,000	100
Eni Slovenija doo	Ljubljana	EUR	3,796	100
Eni USA R&M Co. Inc.	Wilmington	USD	11,000	100
Oleoduc du Rhone S.A.	Valais	CHF	7,000	100
Eni Suisse S.A.	Lausanne	CHF	102,500	99.99854
Eni Česká Republika S.r.o.	Prague	CZK	1,511,913	99.99749
Eni Slovensko spol S.r.o.	Bratislava	EUR	36,845	99.99463
Eni Ecuador S.A.	Quito	USD	103	99.93136
OOO "Eni-Nefto"	Moscow	RUR	1,010	99.0099
Eni Romania Srl	Bucharest	RON	23,876	98.99997
Agip Lubricantes S.A. (in liquidation)	Buenos Aires	ARS	1,500	97
Eni Deutschland GmbH	Munich	EUR	90,000	89
Eni Austria GmbH	Vienna	EUR	78,500	75
Mediterranee Bitumes S.A.	Tunis	TND	1,000	34
Ceska Rafinerska A.S.	Litvinov	CZK	9,348,240	32.44472
ENEOS Italsing Pte Ltd.	Singapore	SGD	12,000	22.5
Routex B.V.	Amsterdam	EUR	68	20
Tema Lube Oil Co. Ltd.	Accra	GHS	258	12.00000
Pizo S.A. (in liquidation)	Libreville	XAF	1,500,000	10
SOGARA – Soc Gabonaise du Raf.	Port Gentil	XAF	1,200,000	2.50
PETROCA S.A. (in liquidation)	Bangui	XAF	972,000	2.29527
Eni Marketing Austria GmbH	Wien	EUR	19,622	0.00037

Other activities

Name of company	Registered Office	Currency	Share Capital ('000)	Company Participation Direct (%)
Banque Eni S.A.	Brussels	EUR	50,000	99.90
Eni Finance International S.A.	Brussels	USD	2,975,036	66.38694

All the investments are accounted at net equity with exception of Egyptian Int. Gas Technology Co., Angola LNG Marketing Ltd, North Sea Gas, Tema Lube Oil Co Ltd, Pizo SA (in liquidation), SOGARA-Soc Gabonaise du Raf and Petroca SA (in liquidation) which are accounted at cost for a total book value of KUSD 10,128 (2012: KUSD 10,128) and Artic Russia BV which is valued at fair value.

The Company recorded the following provisions for cover of loss relates to its participations:

(thousand US Dollars)	2013	2012
Name of Company		
Eni Ghana E&P Ltd	(593,935)	(484,179)
Eni Gabon SA	(204,305)	(143,243)
Eno Togo BV	(156,333)	(6,477)
Eni RD Congo Sa	(31,229)	(25,673)
Eni Vietnam BV	(11,748)	-
IEOC Exploration BV	(2,210)	(4,101)
Eni Mozambique LNG Holding BV	(1,616)	-
Eni Kenya BV	(483)	-
Agip Lubricantes SA – in liquidation	(969)	-
South China Sea Ltd.	(46)	(3)
Eni Polska Sp. Zo. O	-	(6,361)
Eni Ireland	-	(874)
Total Provisions	(1,002,874)	(670,911)

6. Deferred tax assets

Deferred tax assets consist of the following:

(thousand US Dollars)	Value at Dec. 31, 2013	Income Tax of the year	Other Changes	Value at Dec. 31, 2012
Deferred tax assets	39,329	(16,589)		22,740
Deferred tax assets	39,329	(16,589)	-	22,740

Deferred income tax assets relate to fiscal losses of previous years which are to be recovered in the next nine years. Recovery should mainly take place via interest income and operating income, as the remaining of the Company's income is tax exempt.

The Company increased the deferred taxes for KUSD 16,589. The increase is mainly due to the year-end fiscal loss of KUSD 46,002 related to the provision created on the TAPCO receivable for KUSD 72,054 and higher utilizations due to higher operating income expected in the budget-plan 2014-2017.

The total recoverable loss, as per last final corporate income tax return 2011, amounts to KUSD 172,283, which relates to the years 2004, 2005 and 2008. The total amount of the fiscal losses as per 2013 is KUSD 167,682 as follows:

(thousand US Dollars)	Fiscal Loss	Expiring year
2005	6,091	2014
2008	115,589	2017
2013	46,002	2022
Total Amount	167,682	

Out of the total fiscal losses, the Company estimates to be able to recover with future taxable income the amount of KUSD 157,316.

7. Accounts receivable

Accounts receivable consists of the following:

(thousand US Dollars)	Dec. 31, 2013	Dec. 31, 2012
Related parties	191,621	220,674
Other	6	7,362
	191,627	228,035

At the end of the year, the accounts receivable from related parties comprises the following:

(thousand US Dollars)	Dec. 31, 2013	Dec. 31, 2012
Agip Karachaganak BV	80,122	-
Eni Algeria Production BV	61,500	-
Eni Exploration & Production Holding BV	24,767	19,460
Eni China BV	20,000	-
Eni Algeria Exploration BV	2,600	-
Eni Ecuador SA	1,536	-
Eni SpA divisione E&P	298	391
Eni Angola Exploration BV	16	200,016
Other correlated subsidiaries	782	807
	191,621	220,674

The receivable from Agip Karachaganak BV for KUSD 80,000, Eni Algeria Production BV for KUSD 61,500, Eni China BV for KUSD 20,000, Eni Algeria Exploration BV KUSD 2,600 and Eni Ecuador SA relates to dividend resolved in 2013 but not yet paid.

The receivable from Eni Exploration & Production Holdings BV is related to the overheads of eni Congo SA (G&A) recharged.

On January 31, 2014, Agip Karachaganak BV has paid KUSD 80,000 of the outstanding amount receivable.

On January 31, 2014, Eni China BV has paid KUSD 10,000 of the outstanding amount receivable.

On January 31, 2014, Eni Algeria Exploration BV has paid KUSD 2,600 of the outstanding amount receivable.

On February 15, 2014, Eni Ecuador SA has paid KUSD 1,536 of the outstanding amount receivable.

8. Other current assets

Other current assets amounts to KUSD 1,807 (2012: KUSD 72,023). The decrease of 70,216 is mainly due to the provision to cover the probable losses deriving from the missed collection of the TAPCO receivable for its full amount of KUSD 72,024. The TAPCO receivable is related to research and development costs paid in advance by the Company that had to be recharged to the subsidiary in the following years. TAPCO is involved in the project for the construction of the oil pipeline in Turkey. The project has encountered difficulties with the EIA (Environmental Impact Assessment) study report for interferences with other energy projects and mining activities and it is not expected the environmental positive decision on the project in the short-medium period. For this reason, the Company created a provision which fully cover the amount of the receivable.

9. Cash and deposits

(thousand US Dollars)	Dec. 31, 2013	Dec. 31, 2012
Eni Finance International S.A.	162,331	309,507
Eni S.p.A	57	1,113
Third party banks	343	339
	162,731	310,959

Deposits on call are held with the related party Eni Finance International SA. The interest rate on short-term deposit is Libor minus 0.1875% per annum in 2013.

10. Shareholder's equity

The movements in Shareholder's equity during the year were:

(thousand US Dollars)	Share Capital	Share premium	Retained Earnings	Legal reserve	Other Reserves	Currency Transl. Adj.	Result for the year	Total
Balance Jan. 1, 2013	846,637	11,486,823	19,784,871	-	(243,914)	274,166	8,040,140	40,188,723
Contributions	-	3,922,000	-	-	-	-	-	3,922,000
Other movements	-	-	(23,302)	333,127	(309,825)	-	-	-
Other movements related to participations	-	-	-	-	(30,465)	-	-	(30,465)
Translation diff. share capital	38,309	-	-	-	(38,309)	-	-	-
Translation diff. investments	-	-	-	-	-	18,191	-	18,191
Allocation of profit 2012	-	-	8,040,140	-	-	-	(8,040,140)	-
Dividends distributed	-	-	(9,390,000)	-	-	-	-	(9,390,000)
Results 2013	-	-	-	-	-	-	8,726,259	8,726,259
Balance Dec. 31, 2013	884,946	15,408,823	18,411,709	333,127	(622,513)	292,357	8,726,259	43,434,708

The authorised share capital consists of 250,000,000 ordinary shares of EUR 5 nominal value each. As at December 31, 2013, 128,336,685 (2012: 128,336,685) ordinary shares were issued and fully paid.

Under Dutch Law, share capital is translated at year-end rate. The EURO/USD exchange rate used as at December 31, 2013 was 1,3791 (2012: 1,3194).

As at December 31, 2013, the shares are fully owned by Eni SpA.

The retained earnings movements included other movements for negative KUSD 23,302 related to the transfer of KUSD 309,825 from other reserve for the adjustment of the 2008 result of Artic Russia BV and for the transfer to the legal reserve for KUSD 333,127, as required by the Dutch Law, related to the portion of the results minus the related dividends of those shareholdings for which the Company can not control the dividend distribution.

Other movements related to participations amounts to KUSD 30,465 and are mainly due to other changes in the equities of IEOC Production BV for KUSD 18,963 and Eni UK Ltd. for KUSD 13,442.

11. Provision for other liabilities and charges

At December 31, 2013 the provision for other liabilities and charges are KUSD 761 (2012: KUSD nil). The provision is related to the indemnity due to FluxSwiss SA for KUSD 761 for the claim with Gas Intensive.

12. Accounts payables to related parties

At the end of the year, the accounts payables to related parties comprise the following:

(thousand US Dollars)	Dec. 31, 2013	Dec. 31, 2012
Southstream Transport BV	13,846	-
Eni S.p.A. Divisione E&P	1,826	202
Eni S.p.A. Corporate	1,162	188
Eni Trading & Shipping B.V.	103	3
Saipem International B.V.	68	-
Eni Gas Transport Srl	50	-
Eni Gas Transport Services S.A.	28	39
Greenstream B.V.	10	-
Eni Corporate University	7	-
Eni Servizi S.p.A.	3	20
Eni Adfin Spa	-	100
	17,104	552

13. Interest and other net financial income

Interest and other financial income amounts to KUSD 931 (2012: KUSD 1,675). The decrease of KUSD 744 is due to lower financial income received for KUSD 1,620 partially compensated by higher positive exchange differences and commissions on guarantees for a total of KUSD 876.

14. Other income (expenses) net

Other net income amounts to KUSD 27,560 (2012: KUSD 19,458) and relates mainly to the overheads (G&A) recharged to Eni Exploration & Production Holding BV. The increase of KUSD 8,092 is mainly due to the higher overhead for KUSD 5,466 and other revenue related to the sale of Artic Russia BV by Enel Investment BV for KUSD 2,624.

15. Guarantees

The Company had issued the following guarantees as at December 31, 2013:

Financial Guarantees

- To Exxon Mobil Central Europe for a nominal amount of KEUR 80,000 (KUSD 110,328) on behalf of Eni Austria GmbH.
- To Enron Capital & Trade Resources Ltd and CNR International UK Ltd for commercial trading and abandonment costs of Eni (UK) Limited for a nominal value of KUSD 332,838. The outstanding amount as at December 31, 2013 was KUSD 330,941.
- To Eni Finance International SA regarding revolving credit facilities of KUSD 85,000 to Trans Mediterranean Pipeline Co. The total outstanding amount as at December 31, 2013 was KUSD 29,100.
- To Eni SpA for guarantees issued in connection with credit lines, granted by Citibank NA to Oleoducto de Crudos Pesados (OCP) Ecuador SA. The total nominal amount, which is the

Company's share of credit lines, is KUSD 4.490, of which KUSD 4,490 was outstanding as at December 31, 2013.

- To Atlantic LNG and BG Energy H. Ltd on behalf of Eni Trinidad and Tobago Ltd associated with the North Coast Marine project for a nominal value of KUSD 1,581,880.
- To Edison Gas, Sogenia SpA and Gaz de France on behalf of Eni North Africa BV associated with the Libyan project for a nominal value of KUSD 307,201.
- To Power and Water Corp. on behalf of Eni Australia BV associated with the Blacktip gas field for a nominal value of KUSD 89,418.
- To Baku–Tbilisi–Ceyhan Pipeline Company and BTC International Investment Company Co on behalf of BTC Investment Co for a nominal amount of KUSD 202,650. The outstanding amount as at December 31, 2013 was KUSD 23,045.
- To Blue Water Energy Service BV, on behalf of Eni JPDA 06-105 Pty Ltd, to cover the obligation of all the payments deriving from the PSO contract No. 20090143 dated December 23, 2009 for a nominal amount of KUSD 240,000.
- To MITGAS of MITGAS Mitteldeutsche Gasversorgung GmbH to cover the payments obligation arising under the gas sale and purchase agreement entered by Eni Gas & Power GmbH with MITGAS for a maximum nominal amount of KUSD 5,792. As at December 31, 2013, the outstanding amount was KUSD 5,792.
- To the former employees of Sudpetrol AG in respect to their pension plan, under the terms and conditions set forth in the Assignment Agreement between the Company and Eni Gas Transport International SA, for an amount of KUSD 14,052. At December 31, 2013, the outstanding amount was KUSD 14,052.
- To Repsol Comercial de Productos Petroliferos covering the Purchase of Petroleum Products for a maximum nominal amount of KUSD 13,101.

The total outstanding amount of the financial guarantees amount to KUSD 2,742,148 (2012: KUSD 2,986,356).

Performance Guarantees

Several performance guarantees to third parties on behalf of the companies directly or indirectly owned by the Company for a nominal amount of KUSD 874,180 (2012: KUSD 2,001,619). The total outstanding amount as at December 31, 2013 was KUSD 797,014 (2012: KUSD 1,292,381).

16. Letters of Comfort

As at December 31, 2013, the Company has issued comfort letters to third parties for a total amount of KUSD 8,602 (2012: KUSD 12,284) on behalf of Eni Ceska Republika and Eni Romania, which are companies operating in the refining and marketing sector of activity and on behalf of Eni Ukraine Deep Waters BV and Eni Ukraine Shallow Waters BV which are companies operating in the exploration and production sector of activity. The outstanding amount under review at the end of the year was KUSD nil (2012: KUSD nil).

The Company issued a comfort letter for supporting the Audit of 2012 Financial Statements in the interest of: Eni Ghana E&P Ltd, Eni Gabon SA, Eni Togo BV, Eni RD Congo SA, IEOC Exploration BV, South China Sea Ltd, Eni Polska Sp. Zo. O, Eni Ireland BV, Eni Oil do Brasil SA and Eni Ceska Republika sro.

17. Commitments

In the normal course of business, as agreed in the operating agreements, permits and concessions, the Company and its subsidiaries are committed to significant amounts of expenditure under exploration and development programmes.

18. United States and European Union Sanction in Iran

Eni S.p.A. (Eni), the sole shareholder of Eni International B.V., is currently conducting oil and gas operations in Iran through Eni Iran B.V. Eni International is the sole shareholder of Iran BV, a company incorporated in Amsterdam having a branch in Teheran. Eni Iran is currently conducting some remaining oil and gas operations in Iran. The legislation and other regulations of the United States and the European Union that target Iran and persons who have certain dealings with Iran may lead to the imposition of sanctions on any persons doing business in Iran or with Iranian counterparties, unless specific authorizations, exceptions and assurances apply, as it is currently the case for Eni Iran BV and its activities.

The United States enacted the Iran Sanctions Act of 1996 ("ISA"), which required the President of the United States to impose sanctions against any entity that is determined to have engaged in certain activities, including investment in Iran's petroleum sector. The ISA was amended in July 2010 by the Comprehensive Iran Sanctions, Accountability and Divestment Act of 2010 ("CISADA") which sanctions activities that either: (i) facilitate the maintenance or expansion of Iran's domestic production of refined petroleum products, or (ii) contribute to the enhancement of Iran's ability to import refined petroleum products.

CISADA also expanded the list of sanctions available to the President of the United States but at the same time also provides that an investigation need not be initiated, and may be terminated once begun, if the President certifies in writing to the U.S. Congress that the person whose activities in Iran were the basis for the investigation is no longer engaging in those activities or has taken significant steps toward stopping the activities, and that the President has received reliable assurances that the person will not knowingly engage in any sanctionable activity in the future.

It should be noted after passage of CISADA, Eni SpA, ("Eni") the parent company of Eni International BV, engaged in discussions with officials of the U.S. State Department, which administers the ISA, regarding Eni Iran's activities in Iran. On 30 September 2010, the U.S. State Department announced that the U.S. Government, pursuant to a provision of the ISA added by CISADA that allows it to avoid making a determination of sanctionability under the ISA with respect to any party that provides certain assurances, would not make such a determination with respect to Eni based on Eni's commitment to end its investments in Iran's energy sector and not to undertake new energy-related activity. The U.S. State Department further indicated at that time that, as long as Eni acts in accordance with these commitments, it will not be regarded as a company of concern for Eni Iran's past Iran related activities.

The United States maintains however a broad and comprehensive economic sanctions targeting Iran that are administrated by the U.S. Treasury Department's Office of Foreign Assets Control ("OFAC sanctions"). These sanctions generally restrict the dealings of U.S. citizens and persons subject to the jurisdiction of the United States. In addition, Eni International is aware of initiatives by certain U.S. states and U.S. institutional investors, such as pension funds, to adopt or consider adopting laws, regulations or policies requiring divestment from, or reporting of interests in, companies that do business with countries designated as states sponsoring terrorism. CISADA specifically authorized certain state and local Iran related divestment initiatives. If Eni Iran's operations in Iran are determined to fall within the scope of divestment laws or policies, sales resulting from such divestment laws and policies, if significant, could have an adverse effect on the value of Eni International's participation in Eni Iran. Even if Eni Iran BV's activities in and with respect to Iran do not expose it to sanctions or divestment, companies with investments in the oil and gas sectors in Iran may suffer reputational harm as a result of increased international scrutiny.

Between the end of 2011 and 2013, the United States adopted new measures designed to intensify the scope of U.S. sanctions against Iran, in particular related to the Iran's energy and financial sectors.

Such restrictive measures are: the Executive Orders 13590 of 21 November 2011 and 13622 of 31 July 2012, the Iran Threat Reduction and Syrian Human Rights Acts of 10 August 2012 ("ITRSHRA"), which expanded the ISA/CISADA scope also by increasing from three to five the

minimum number of sanctions to be imposed in case of violations of the energy sector restrictions; the National Defense Authorization Acts — 2012, related to transactions with the Iranian Central Bank and transactions for the acquisition of Iranian crude oil and the National Defense Authorization Acts — 2013, which, inter alia, adds the shipbuilding sector to those areas subject to sanctions. A waiver was granted to Italy (the Country of incorporation of Eni) and other EU Member States in March 2012 and lastly renewed in September 2013 for a further 180-day period.

While Eni has no formal assurances that the U.S. State Department's 2010 determination of non-sanctionability under the ISA would similarly extend to sanctions under the measures issued in 2011, 2012 and 2013, during this period, Eni has continued to inform the U.S. State Department of its Iran-related activities. Eni International does not believe that the Eni Iran's activities in Iran (the completion of existing contracts which were notified to the U.S. administration when the Special Rule was applied) are sanctionable under such more recent measures described above.

On 26 July 2010, the European Union adopted restrictive measures regarding Iran (referred to as the "EU measures"). Among other things, the supply of equipment and technology in the following sectors of the oil and gas industry in Iran are prohibited: refining liquefied natural gas, exploration and production. The prohibition extends to technical assistance, training and financing and financial assistance in connection with such items. Transactions arising from contracts signed before the sanctions entered into force are allowed.

On 23 March 2012 the Council of the European Union enacted a regulation, repealing the measures adopted on 26 July 2010, prohibiting the import, transport and purchase of Iranian crude oil and petroleum products. The rules allow for the performance of contracts, entered into before 23 January 2012, whereby the supply of Iranian crude oil and petroleum products is intended to reimburse outstanding receivables due to entities under the jurisdiction of EU Member States.

In 2012 the Council of the European Union adopted other restrictive measures against Iran including among others: prohibiting the transactions between the European Union and Iranian banks and financial institutions, unless an authorization is granted in advance by the relevant Member State and include an embargo on the supply to Iran and use in Iran of key equipment or technology which could be used in the sectors of the oil, natural gas and petrochemical industries, starting from 15 April 2013.

Furthermore, the new measures designate new Iranian entities as subject to the asset freeze, including the Iranian oil&gas industry companies (the National Iranian Oil Co and its subsidiary operating companies).

The European measures provide for a waiver of certain prohibitions (i.e. embargo on oil and gas key technologies, prohibition to supply of vessels for the purpose of transporting Iranian oil, asset freeze of the National Iranian Co and its subsidiaries) in order to perform obligations under contracts entered into before 23 January 2012, which provide for the supply of Iranian crude oil and petroleum products as a reimbursement of outstanding receivables due to entities under the jurisdictions of EU member states by Iranian counterparties (such as the case of Eni Iran BV service contracts described therein). According to these waivers, Eni Iran BV received from the competent European Member States' authorities the relevant authorizations in order to carry out its upstream and oil import activities.

Eni Iran BV has been operating in Iran for several years under four Service Contracts (South Pars, Darquain, Dorood and Balal, these latter two projects being operated by another international oil company) entered into with the National Iranian Oil Co (NIOC) between 1999 and 2001, and no other exploration and development contracts have been entered into since then. Under such Service Contracts, Eni Iran BV has carried out development operations in respect of certain oil fields, and is entitled to recovery of expenditures made, as well as a service fee. All projects mentioned above have been completed or substantially completed; the Darquain project, is in the process of final commissioning and is being handed over to the NIOC. Eni Iran BV is providing services in advance of the hand-over of the oilfield to NIOC and retains certain technical assistance and service obligations, and an obligation to provide, upon request, spare parts and supplies for field maintenance and operations.

Eni Iran BV projects are currently in the cost recovery phase.

In June 2012, as a consequence of the European restrictive measures Eni ceased to buy Iranian crude oil.

In accordance with the European Union sanctions regime, Eni has been authorized by the competent European authorities to import only volumes necessary to collect outstanding receivables towards Iranian counterparties.

Eni will continue to monitor closely legislative and other developments in the United States and the European Union in order to determine whether its remaining interests in Iran could subject Eni to application of either current or future sanctions under the OFAC sanctions, the ISA, the EU Measures or otherwise. If any of its activities in and with respect to Iran are found to be in violation of any Iran-related sanctions, and sanctions are imposed on Eni, it could have an adverse effect on Eni's and Eni International business, plans to raise financing, sales and reputation.

19. Tax group liability

The Company forms a fiscal unity for corporate income tax and value added tax purposes with Eni Exploration & Production Holding BV, Amsterdam, The Netherlands. Under the Tax Collection Act, the Company is jointly and severally liable for the taxes which are to be paid by the unity.

20. Operating lease commitments

The future lease commitment (office lease) for the duration of the contract expiring on March 31, 2015, amounts to KEUR 1,046 (KUSD: 1,360) (2012: KEUR 1,872, KUSD: 2,434). An amount of KEUR 209 relating to the office lease for the first three months of 2013 is stated as deferred expenses in this financial statement.

21. General and administrative expenses

General and administrative expenses include labour costs, purchase costs and other professional service costs, net of revenues from services rendered to related companies as detailed below.

(thousand US Dollars)	2013	2012
Wages and salaries	4,059	3,588
Pension costs and social security contributions	781	755
Other labour costs	500	530
Gross labour costs	5,340	4,873
Purchase costs and other professional services	6,700	3,108
Services recharged	(8,168)	(5,485)
General and administrative expenses	3,872	2,496

Company has a defined contribution pension plan. The Company agreed a fixed annual premium amount with an insurance company.

The General and administrative expenses include an amount of KEUR 118 (2012: KEUR 114) related to audit costs.

22. Taxes

The Company is subject to taxes in the Netherlands. The effective tax rate differs from the statutory tax rate in the Netherlands primarily due to foreign operations exempted from income and dividend taxes in the Netherlands. Starting from the fiscal year 2010, the Company and Eni Exploration &

Production Holding BV form a fiscal unity for the corporate income tax. Eni International BV is the head of the fiscal unit. The corporate income tax is calculated within the fiscal unity on a notional stand-alone basis with the resulting tax position presented as a payable or receivable with the head of the fiscal unity. Therefore the calculation of the taxable amount also includes financial information from Eni Exploration & Production Holding BV. The fiscal loss related to the year is KUSD 46,002 therefore no tax has to be paid for the year 2013 while the Company increased the deferred tax receivables.

Income tax consists of:

(thousand US Dollars)	2013
Corporate income tax	-
Increase (release) of deferred tax receivables	16,589
Withholding tax on dividends received for	(135)
Total	16,454

23. Employee information

The average number of Company employees as at December 31, 2013 was 41 (2012: 42) of which 1 employees seconded at other Group companies.

24. Subsequent Events

Following the subsequent events not previously described in the Director's Report.

On January 15, 2014, the Company received an amount of KUSD 2,938,931 finalizing the transaction related to the sale of its share of 60% in Artic Russia BV.

The Company signed the agreement with Yamal Development, a joint venture equally owned by Novatek and GazpromNef on November 20, 2013.

On January 15, 2014 the company gave a Counter Guarantee in favour Chevron Corporation for an amount of KUSD 3,000 covering the second exploration period of Block LB14 in the interest of Eni Liberia BV.

On January 17, 2014 the company gave a Parent Company Guarantee in favour JX NIPPON Exploration & Production (U.K.) Limited for an amount of KGBP 43,000 covering the SPA obligations of the contractor in the interest of Eni UK Ltd.

On February 26, 2014, the Company sold its share of 100% of Eni Trading & Shipping BV to Eni Trading & Shipping SpA following to the internal re-organization of the Midstream division for KUSD 26,672.

On February 27, 2014 the company gave a Strategic Parent Company Guarantee in favour the Government of Greenland for an unlimited amount covering the obligations for the licence for Exploration & Production in Block 8 in the interest of Eni Denmark BV.

25. Remuneration of Directors

In accordance with Shareholders Resolution dated April 6, 2011, the Company did not pay any remuneration to its Directors in 2013 (2012: KUSD nil) except for the remuneration of the Managing Director.

Signed by the Board of Directors in Amsterdam on March 13, 2014

A. Simoni
Chairman

R. Castriota
Managing Director

R. Ulissi
Director

Other information

Appropriation of result

According to the Company's Articles of Association, the appropriation of the result is to be determined by the Annual General Meeting of the Shareholder.

Proposal of result

Management proposed to the sole shareholder the distribution of dividends up to the entire year 2013 net result to be paid in one or more installments.

Subsequent Events

Following the subsequent events not previously described in the Director's Report.

On January 15, 2014, the Company received an amount of KUSD 2,938,931 finalizing the transaction related to the sale of its share of 60% in Artic Russia BV.

The Company signed the agreement with Yamal Development, a joint venture equally owned by Novatek and GazpromNef on November 20, 2013.

On January 15, 2014 the company gave a Counter Guarantee in favour Chevron Corporation for an amount of KUSD 3,000 covering the second exploration period of Block LB14 in the interest of Eni Liberia BV.

On January 17, 2014 the company gave a Parent Company Guarantee in favour JX NIPPON Exploration & Production (U.K.) Limited for an amount of KGBP 43,000 covering the SPA obligations of the contractor in the interest of Eni UK Ltd.

On February 26, 2014, the Company sold its share of 100% of Eni Trading & Shipping BV to Eni Trading & Shipping SpA following to the internal re-organization of the Midstream division for KUSD 26,672.

On February 27, 2014 the company gave a Strategic Parent Company Guarantee in favour the Government of Greenland for an unlimited amount covering the obligations for the licence for Exploration & Production in Block 8 in the interest of Eni Denmark BV.

Independent auditor's report

To: the shareholder of Eni International B.V.

Report on the financial statements

We have audited the accompanying financial statements 2013 of Eni International B.V., Amsterdam, which comprise the balance sheet as at 31 December 2013, the profit and loss account for the year 2013 and the notes, comprising a summary of the accounting policies and other explanatory information.

Directors' responsibility

The directors are responsible for the preparation and fair presentation of these financial statements and for the preparation of the directors' report, both in accordance with Part 9 of Book 2 of the Dutch Civil Code. Furthermore, the directors are responsible for such internal control as they determine is necessary to enable the preparation of the financial statements that are free from material misstatement, whether due to fraud or error.

Auditor's responsibility

Our responsibility is to express an opinion on these financial statements based on our audit. We conducted our audit in accordance with Dutch law, including the Dutch Standards on Auditing. This requires that we comply with ethical requirements and plan and perform the audit to obtain reasonable assurance about whether the financial statements are free from material misstatement.

An audit involves performing procedures to obtain audit evidence about the amounts and disclosures in the financial statements. The procedures selected depend on the auditor's judgment, including the assessment of the risks of material misstatement of the financial statements, whether due to fraud or error.

In making those risk assessments, the auditor considers internal control relevant to the entity's preparation and fair presentation of the financial statements in order to design audit procedures that are appropriate in the circumstances, but not for the purpose of expressing an opinion on the effectiveness of the entity's internal control. An audit also includes evaluating the appropriateness of accounting policies used and the reasonableness of accounting estimates made by management, as well as evaluating the overall presentation of the financial statements.

We believe that the audit evidence we have obtained is sufficient and appropriate to provide a basis for our audit opinion.

Opinion with respect to the financial statements

In our opinion, the financial statements give a true and fair view of the financial position of Eni International B.V. as at 31 December 2013 and of its result for the year then ended in accordance with Part 9 of Book 2 of the Dutch Civil Code.

Report on other legal and regulatory requirements

Pursuant to the legal requirement under section 2:393 sub 5 at e and f of the Dutch Civil Code, we have no deficiencies to report as a result of our examination whether the management board report, to the extent we can assess, has been prepared in accordance with Part 9 of Book 2 of this Code, and whether the information as required under section 2:392 sub 1 at b-h has been annexed. Further we report that the management board report, to the extent we can assess, is consistent with the financial statements as required by section 2:391 sub 4 of the Dutch Civil Code.

Rotterdam, 13 March 2014

Ernst & Young Accountants LLP

signed by J.J.J. Sluijter