

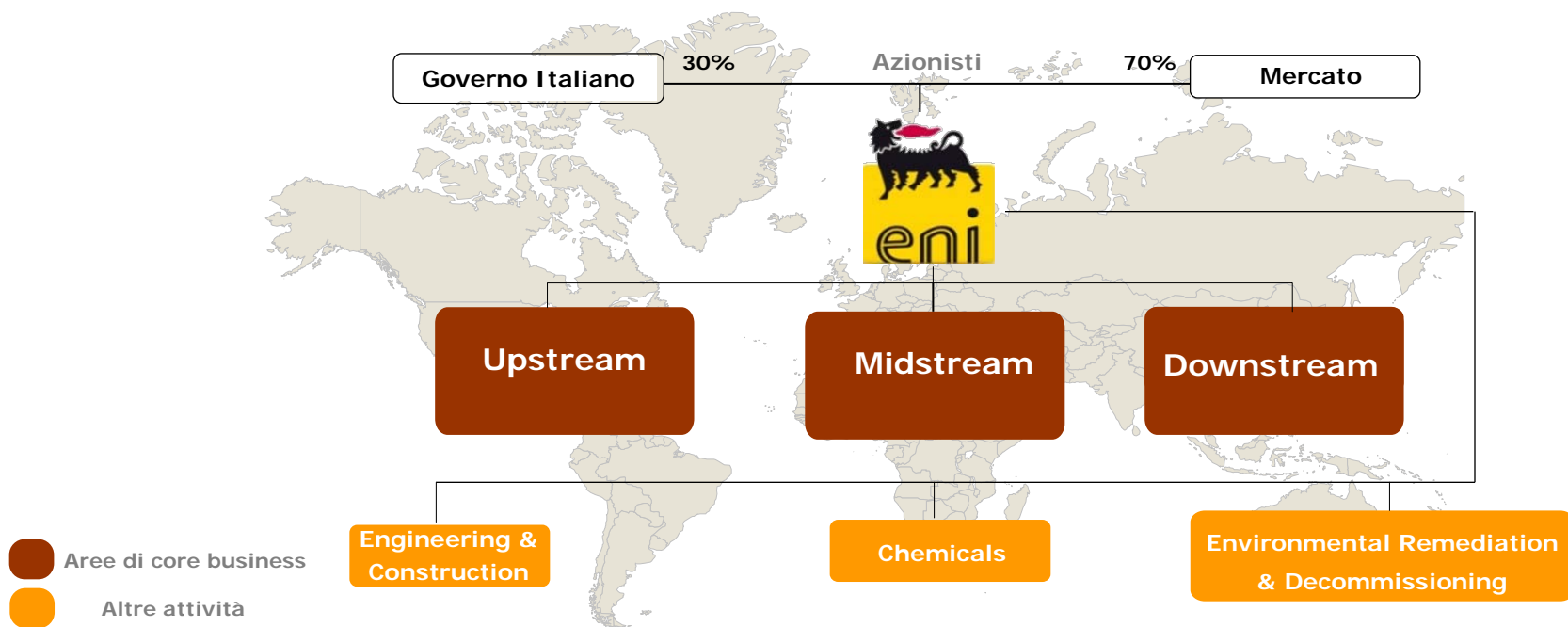


**Audizione Leonardo Bellodi
Direttore Rapporti Istituzionali e Affari Regolatori**

Il settore upstream: un'occasione di crescita

**XIII Commissione Senato: affare assegnato relativo alle problematiche ambientali
connesse all'attività di ricerca e coltivazione di idrocarburi liquidi in mare**

Roma, 12 settembre 2013

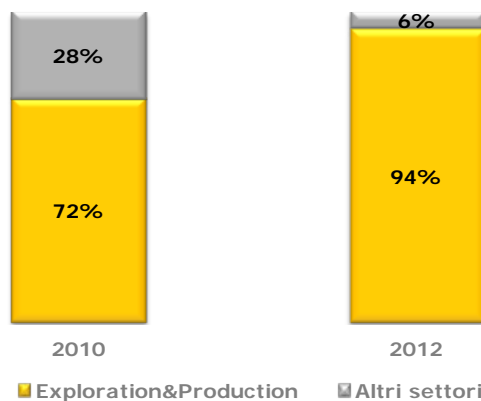


eni è attiva in 90 Paesi con circa 78.000 persone impegnate nei settori dell'esplorazione e della produzione di idrocarburi, nel trasporto internazionale e nel commercio di gas, nella raffinazione e nel marketing di prodotti petroliferi, nella generazione elettrica, nella petrolchimica e nei servizi alla produzione oil



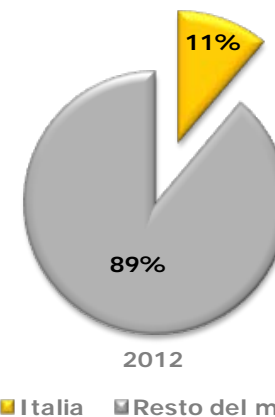
E&P un settore strategico per eni

% Utile netto Adj per settore



Fonte: eni, Relazione Finanziaria Annuale 2012

Produzione di idrocarburi per area geografica



Fonte: eni, Relazione Finanziaria Annuale 2012

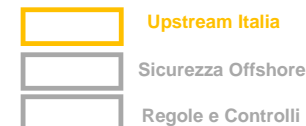
Nel 2012, **oltre il 90% degli utili sono stati generati dal settore e&p**, una percentuale in aumento rispetto ai due anni precedenti

Eni è una compagnia a vocazione **internazionale**: l'89% della produzione di idrocarburi è realizzata all'estero*

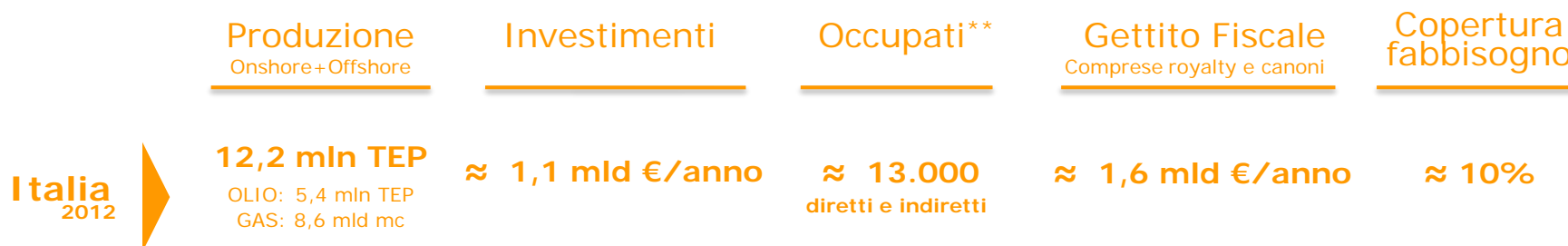


(*) Produzione totale 2012: 1,7 milioni di barili al giorno (gas+petrolio). In Italia sono stati prodotti 189.000 barili al giorno. L'internazionalizzazione di eni risulta elevata ancor più se confrontata con la produzione domestica di altre compagnie: ConocoPhillips (42%); Chevron, ExxonMobil e BP (25%); Shell (13%)

L'upstream italiano



L'Italia è un Paese ricco di risorse petrolifere e di gas* con una produzione nazionale che copre il 10% del fabbisogno di idrocarburi



TEP: tonnellate equivalenti di petrolio
Fonte: Assomineraria



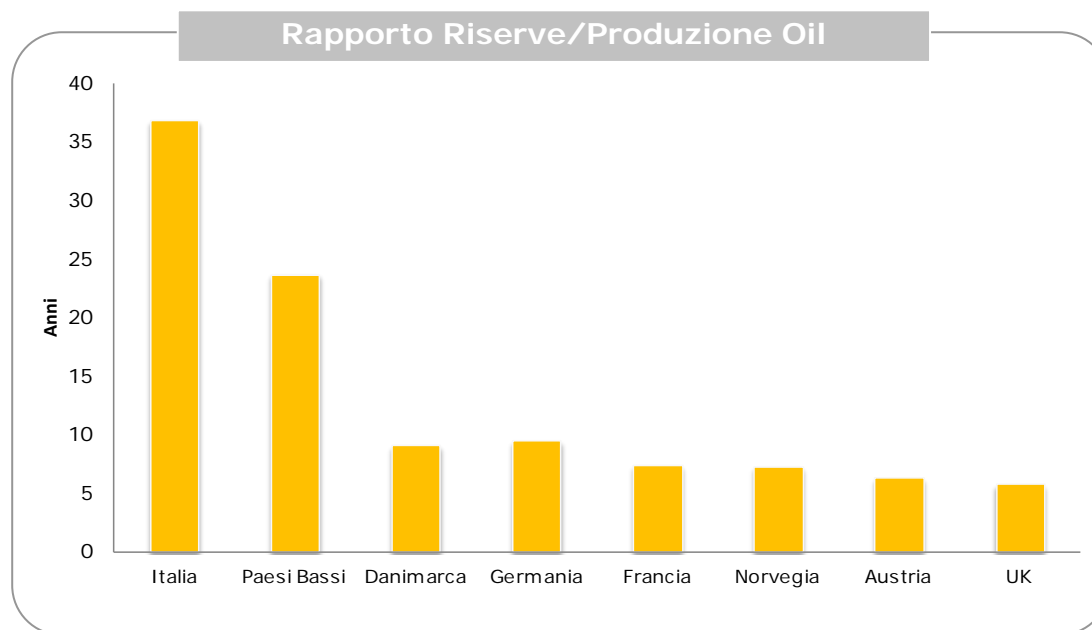
Nel 2012 l'Italia ha importato idrocarburi per circa 64 miliardi di €. La produzione nazionale ha permesso un risparmio di circa 6,3 miliardi di €



(*) In Europa, escludendo Norvegia e Regno Unito, il nostro Paese è al 1° posto per riserve recuperabili di petrolio (187,4 mln di tep, anno 2010) ed al 2° (5,5 mln di tep, anno 2010), dopo la Danimarca, per la produzione: in ambito gas è al 4° posto per riserve di gas naturale (82,4 mln di tep) ed al 6° per la produzione (6,3 mln di tep)
(**) Includendo anche chi non è direttamente impiegato in Italia, il comparto vale nel 2012 circa 65.000 addetti

Le potenzialità da valorizzare

Esistono ampi margini per massimizzare i benefici di un potenziale che resta ancora poco valorizzato



Fonte: MSE-UNIMIG – Eni, Anno 2010


L'elevato rapporto tra riserve e produzione è indicativo della limitata valorizzazione delle risorse del nostro sottosuolo





Le risorse da valorizzare

Entro la fine del decennio in corso sarebbe possibile, con il superamento degli ostacoli alla crescita del settore, puntare al **raddoppio della produzione nazionale di idrocarburi**, da 12,2 a 21,6 mln di TEP*

	Produzione Onshore+Offshore	Investimenti	Occupati**	Gettito Fiscale Comprese royalty e canoni	Copertura fabbisogno
Italia 2020 	21,6 mln TEP OLIO: 11,4 mln TEP GAS: 12,7 mld mc	oltre 2,5 mld €/anno	≈ 38.000 diretti e indiretti	≈ 3 mld €/anno	≈ 20%

Fonte: Assomineraria



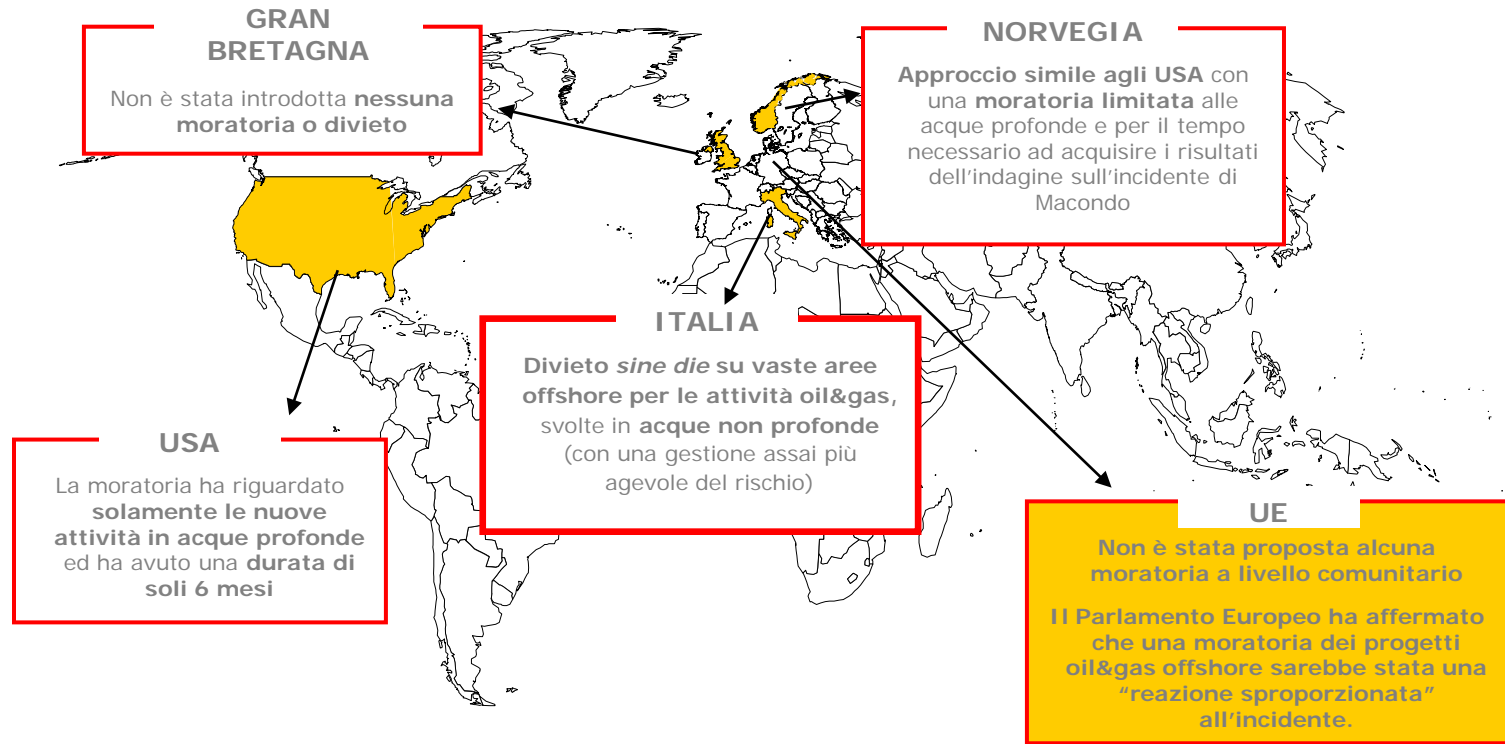
Il rilancio della produzione nazionale di idrocarburi può rappresentare un'importante leva di sviluppo e migliorare la nostra bilancia commerciale



eni

(*) Studio RIE per Assomineraria "Petrolio e Gas in Italia: un'opportunità per la crescita", settembre 2012. Proposta delle imprese del settore, su 80 progetti proposti o già avviati sulle riserve già accertate e non ancora sviluppate, immediatamente cantierabili e interamente finanziati dalle compagnie stesse.
 (***) Includendo anche chi non è direttamente impiegato in Italia, il comparto varrà 100.000 addetti nel 2020.

Reazioni internazionali all'incidente del Golfo del Messico



Il divieto imposto con il d.lgs. 128/2010 ha rappresentato una *fuga in avanti* rispetto alle scelte dei principali Paesi produttori



Sicurezza delle attività off-shore

eni è dotata di **Piani di Emergenza** e **Piani Antinquinamento Marino** con mezzi propri e con il supporto delle migliori società specializzate* per fronteggiare eventuali situazioni di emergenza di tipo ambientale

- ▶ Flotta di 7 mezzi navali predisposta ad intervenire in caso di necessità
- ▶ Circa 10 milioni di € di spese annuali nella gestione degli aspetti di Salute, Sicurezza ed Ambiente
- ▶ Eni è già ampiamente in linea con gli obiettivi di sicurezza stabiliti dalla nuova Direttiva Off-shore



L'off-shore è una attività industriale sottoposta ai più severi controlli



eni

Procedure autorizzative tra le più stringenti a livello internazionale

Nuovo Progetto Off-Shore

4 fasi di attività
Ricerca - Esplorazione
Realizzazione - Coltivazione

- ✓ almeno 26 autorizzazioni per la realizzazione di impianti e pozzi e per l'esercizio delle attività
- ✓ collaudi e verifiche in campo sull'esecuzione delle opere
- ✓ Ispezioni effettuate a campione da Capitanerie di Porto ed ARPA sulla qualità delle acque
- ✓ Oltre 4.000 analisi e controlli all'anno senza riscontrare problematiche ambientali

- ✓ Ministero Sviluppo Economico
- ✓ Ministero dell'Ambiente
- ✓ Ministero beni culturali
 - ✓ Regioni
- ✓ Capitanerie di Porto
 - ✓ Vigili del Fuoco
 - ✓ ISPRA
 - ✓ ARPA

Il recepimento della Direttiva Sicurezza Offshore

Il 21 Maggio 2013 il Parlamento Europeo ha approvato la *Direttiva sulla sicurezza delle attività offshore di prospezione, ricerca e produzione di idrocarburi* (Dir. 30/2013), che ha tra l'altro:

- ▶ *rafforzato un severo regime di responsabilità finanziaria* in capo all'operatore, che dovrà dimostrare la propria capacità finanziaria a coprire i potenziali danni
- ▶ *introdotto l'estensione della responsabilità ambientale per i danni fino a 200 miglia dalla costa* (rispetto alle 12 miglia attuali)
- ▶ *disposto l'integrazione delle attuali procedure di sicurezza*
- ▶ *separazione delle funzioni regolatorie relative agli aspetti ambientali e di sicurezza da quelle inerenti le questioni operative ed economiche*

Un corretto recepimento* della direttiva consentirà di raggiungere un'uniformità normativa in grado di salvaguardare l'ambiente, la sicurezza dei lavoratori e lo sviluppo delle attività, mentre un eventuale inasprimento del divieto del 2010 appare dannoso e ingiustificato



(*). Il tempo di recepimento della Direttiva è di 2 anni, ma è previsto un periodo transitorio, dalla data di recepimento, per l'effettiva applicazione delle norme, pari ad ulteriori 12 mesi: inoltre per le **installazioni esistenti**, si prevede un'applicazione a partire dalla revisione della documentazione di valutazione dei rischi, da redigere entro 5 anni dall'entrata in vigore della Direttiva. **10**

Conclusioni

- ▶ L'off-shore italiano è un patrimonio da valorizzare (miliardi di investimenti, migliaia di occupati ed effetti positivi sul bilancio energetico)
- ▶ l'off-shore è una attività sicura e con un impatto ambientale estremamente limitato*
- ▶ è possibile valorizzare tale patrimonio nel pieno rispetto dell'ambiente secondo uno standard europeo rigoroso ed armonizzato

Rinunciare alla produzione off-shore comporterebbe solo una inutile penalizzazione del sistema economico italiano



(*) Dati Rempec/UNEP, UniBo, Poli-Mi, Legambiente: Insignificante l'apporto dell'attività petrolifera (< 0,1%), che ha invece ricadute positive sulla riduzione del traffico delle petroliere (meno import)



Sede legale in Roma,
Piazzale Enrico Mattei, 1
00144 Roma
Tel. centralino +39 06598.21
www.eni.com

Prot. RIST/PAC N. 6 /13

Roma, 8 ottobre 2013

Spett.le
COMMISSIONE AMBIENTE
SENATO
Piazza Madama
ROMA

Oggetto: risposte ai quesiti posti ad Eni in sede di audizione del 12 settembre 2013 nell'ambito dell'affare assegnato sulle problematiche ambientali connesse alla prospezione, ricerca, coltivazione ed estrazione di idrocarburi liquidi in mare, anche con particolare riferimento alle conseguenze sulle coste nazionali (n. 52)

Come da accordi presi nel corso dell'audizione in oggetto, si trasmettono in allegato le risposte ai quesiti che erano rimasti in sospeso.

Cordiali saluti.

eni spa
Direzione Rapporti Istituzionali e Affari Regolatori
Rapporti con il Parlamento
e la Pubblica Amministrazione Centrale
Vice President
Stefano Ferruccio Meloni

eni spa
Capitale sociale Euro 4.005.358.876,00 i.v.
Registro Imprese di Roma, Codice Fiscale 00484960588
Partita IVA 00905811006, R.E.A. Roma n. 756453
Sedi secondarie:
Via Emilia, 1 - Piazza Ezio Vanoni, 1
20097 San Donato Milanese (MI)

Affare Assegnato sulle problematiche ambientali connesse alla prospezione, ricerca, coltivazione ed estrazione di idrocarburi liquidi in mare, anche con particolare riferimento alle conseguenze sulle coste nazionali (n. 52)

Audizione Eni del 12 settembre 2013

Risposte ai quesiti formulati da alcuni componenti della Commissione Ambiente del Senato

Pres. Marinello:

1. Diversità tra mare mediterraneo ed altri mari dove viene fatta l'attività upstream

La probabilità di un evento di rilascio nei mari italiani con effetti significativi, in particolare sulle coste, dovuto alle attività estrattive, è pressoché nullo. Infatti, la situazione geologica italiana nei nostri mari è ben diversa dalle condizioni che hanno generato l'incidente di Macondo (zona tecnicamente caratterizzata da alta pressione/alte temperature) nel Golfo del Messico. Inoltre, la produzione di idrocarburi nei mari italiani è composta in grandissima parte da gas naturale, che costituisce più del 90% della produzione totale.

Dunque l'evento di rilascio di olio, con un impatto significativo anche sulle coste italiane, non è da considerarsi realisticamente possibile.

In ogni caso **eni** opera nei mari italiani, come in tutte le altre realtà operative nel mondo, applicando le più rigorose procedure di gestione delle emergenze che sono all'avanguardia nel panorama internazionale. Ed anzi **eni** dispone, oltre alle tecnologie usualmente applicate in ambito internazionale, di tecnologie proprietarie brevettate per la gestione e la mitigazione di un eventuale evento di rilascio.

Tutto ciò rende ancora più trascurabile ogni possibile impatto ambientale sui nostri mari e le nostre coste.

2. Rischio vulcanico e rischio sismico legato alle attività upstream

Relativamente al rischio vulcanico si evidenzia che **eni** non svolge alcuna attività di ricerca idrocarburi in aree vulcaniche.

Per quanto concerne il rischio sismico, va considerato che nel 2012 la Rete Sismica Nazionale dell'INGV ha permesso di localizzare 16.085 terremoti, un numero leggermente al di sopra di quello del 2010 e 2011, ma inferiore al 2009. Nel 2012 in Italia sono avvenuti in media più di 40 terremoti al giorno. In particolare, se prendiamo come riferimento il catalogo ISIDE 2005-2013 (*Italian Seismic Instrumental and parametric Data-basE*), si evince che nessun epicentro relativo a terremoti con magnitudo superiore a 3 e profondità ipocentrale inferiore a 7 km (massima profondità a cui viene

attualmente coltivato un giacimento in Italia) risulta cadere all'interno di una concessione di coltivazione di idrocarburi.

L'unica eccezione è stata rappresentata dalla sequenza sismica dell'Emilia del 2012, che è arrivata ad interessare, in un secondo tempo rispetto alla sequenza iniziale, un'area dove ricade anche una concessione di coltivazione. In questo unico caso la rete microsismica **eni** e quella sismica INGV hanno, comunque, fornito dati in base ai quali si può escludere ogni correlazione fra le attività di produzione idrocarburi in corso e l'evento sismico.

3. Eni potrebbe essere interessata ad un coinvolgimento più incisivo da parte di organismi tecnici scientifici (es. Ispra) nell'attività upstream?

Eni ritiene che l'attività attualmente esercitata dagli organi tecnico-scientifici sia utile ed efficace. Resta tuttavia auspicabile un maggiore coordinamento tra le diverse strutture tecnico-amministrative competenti al rilascio delle molteplici autorizzazioni occorrenti ad esercitare l'attività mineraria. In particolare, è necessario che l'attività degli uffici competenti in materia di tutela dell'ambiente non sia disgiunta da quella degli uffici che hanno competenza "mineraria" (cioè quelli che attuano le procedure istruttorie per il conferimento delle autorizzazioni e per la gestione tecnico-amministrativa delle attività di ricerca e coltivazione degli idrocarburi) e, soprattutto, è necessario che vengano osservati i criteri della celerità, dell'efficacia e della certezza dei tempi procedurali. In tal senso, una soluzione potrebbe essere rinvenuta nell'attribuire agli uffici "minerari" la responsabilità della gestione di un procedimento amministrativo unitario, garantendo la necessaria distinzione tra le competenze "minerarie" e quelle di tutela dell'ambiente.

4. Bonifiche: Quali sono gli impianti eni dismessi, demoliti e ripristinati? Chi sostiene il costo delle bonifiche?

In caso di contaminazione accertata dell'area e comunque sistematicamente nella fase di dismissione degli impianti, **eni** provvede, a propria cura e spese, al ripristino ambientale dei siti oggetto della propria attività. Con riferimento alle attività a terra, **eni** effettua, tra l'altro, lo smantellamento e la rimozione delle infrastrutture, delle teste pozzo e delle condotte di collegamento con i punti di raccolta (cd. fase di *decommissioning*), nonché la bonifica delle aree eventualmente contaminate ed il ripristino del sito con interventi di ingegneria naturalistica, che consistono nella ricostituzione delle aree verdi e nella valorizzazione del sito dismesso.

Per quanto riguarda le piattaforme off-shore, attualmente quelle **eni** non operative sono poste in sicurezza ed in condizione di stand-by. Al fine di ottimizzare le fasi di costruzione/demolizione il *decommissioning* delle

piattaforme avviene ordinariamente quando è accertato il definitivo esaurimento del giacimento e nel rispetto delle procedure autorizzative applicabili.

Sen. Nugnes (M5S):

5. Chiarimenti sulle affermazioni relative alla qualità più scadente del petrolio italiano rispetto a quello estratto negli altri Paesi

Il petrolio italiano si colloca nella fascia medio-alta dei greggi mondiali.

Il peso specifico del petrolio si misura in gradi API (da *American Petroleum Institute*, che ha sviluppato l'unità di misura). Un olio con oltre 40° API è considerato "leggero", mentre si dice "pesante" un olio con meno di 25° API. Va evidenziato che spesso questa misura viene erroneamente considerata come un indicatore della qualità del petrolio: un olio può, infatti, essere di buona qualità anche se pesante, in considerazione del suo basso contenuto di altri elementi (per es. vanadio ed altri metalli pesanti). Parimenti, un greggio leggero può contenere elementi che ne rendono costosa la raffinazione.

Del resto, oggi il processo di raffinazione ha sviluppato tecnologie particolarmente avanzate che valorizzano greggi pesanti (cosiddetti scadenti) portandoli al pari di quelli di maggior pregio.

Si sta inoltre assistendo, soprattutto negli USA come effetto dello sviluppo delle produzioni non convenzionali, ad una progressiva sostituzione nelle importazioni delle qualità "leggere" in favore di greggio più "pesante", a dimostrazione che l'apprezzabilità sul mercato di una tipologia di greggio può dipendere da diversi fattori.

Fatte queste premesse, va rilevato che in Italia sia il grado API che le caratteristiche dei greggi sono differenziati: variano sia secondo le Regioni dove si trovano i giacimenti, sia tra giacimenti nella stessa Regione. La maggior parte del petrolio prodotto in Italia è costituita da quello di buona qualità proveniente dai giacimenti della Val d'Agri.

6. Se è vero che le Royalty sono più basse rispetto agli altri Paesi

Le royalty sono state introdotte in Italia nel 1957, in linea con quanto accadeva negli altri Paesi petroliferi.

Occorre in primo luogo evidenziare che le royalty si applicano percentualmente sulla produzione, vanno quindi ad incidere sui ricavi, indipendentemente dalla redditività dell'iniziativa. Per questo motivo nel corso degli anni i principali Paesi produttori europei hanno progressivamente abolito il meccanismo delle royalty, depressivo per gli investimenti, soprattutto per l'attività in mare, sostituendole con misure fiscali che invece gravano sugli utili.

Va inoltre considerato che le royalty fanno comunque parte del più generale sistema di prelievo fiscale e tributario dello Stato sulle attività economiche. Per questo motivo, per poter effettuare una comparazione con altri paesi produttori, esse non possono essere considerate separatamente dalle altre forme di tassazione degli utili che incidono sulle attività minerarie (IRAP, IRES e la relativa addizionale, la c.d. "Robin Tax" istituita nel 2008).

Va, poi evidenziato che per lo svolgimento dell'attività mineraria debbono anche essere corrisposti, oltre alle royalty, anche i canoni per l'uso dei territori.

In questo quadro, sia il Ministero dello Sviluppo Economico che le analisi di esperti internazionali valutano come elevata la tassazione delle attività estrattive in Italia: essa, infatti, ha superato il 60%. Tale giudizio tiene anche in considerazione le dimensioni limitate dei giacimenti, le condizioni operative per i nuovi sviluppi e l'aumento dei costi dovuti alla particolare complessità e lunghezza degli iter autorizzativi.

Fatte queste premesse, si riporta di seguito un quadro di raffronto tra le royalty applicate nei Paesi Ue produttori di idrocarburi:

Italia	Onshore: 10%; Offshore: 7% (olio) e 10% (gas) (con soglie di produzione)
Francia	Onshore: 0 -12% olio e 0-5% gas (in base a scaglioni di produzione); Offshore: nessuna
Germania	Onshore e Offshore: 10% (possibili variazioni nei singoli Lander)
Danimarca	Nessuna
Olanda	Onshore: 0 -7% in base alla produzione, con formule di rivalutazione; Offshore: nessuna
Norvegia	Nessuna
Regno Unito	Nessuna

Fonte: UNMIG, Ministero dello Sviluppo Economico

7. I rapporti scientifici confermano il rischio sismico per le attività upstream

Vedi risposta alla domanda 2.

8. Se è vero che ci sono perdite frequenti dai pozzi.

I pozzi in perforazione vengono completati con "camiciature" concentriche in acciaio che li isolano dai terreni attraversati e, quindi, dalle falde idriche. Il controllo continuo in fase di produzione porta a escludere la perdita accidentale di fluidi.

9. Danni all'ambiente marino in seguito alle acquisizioni sismiche.

I rilievi sismici vengono utilizzati per indagare e ricostruire le caratteristiche del sottosuolo nella fase di ricerca degli idrocarburi. Si tratta di un metodo di analisi attendibile perché basato sulla misurazione dei tempi che le onde, prodotte artificialmente in prossimità della superficie, impiegano ad attraversare gli strati terrestri e ritornare in superficie.

I dati scientifici disponibili non evidenziano danni ambientali derivanti delle acquisizioni sismiche in mare.

Eni, in ogni caso, nell'effettuare tali indagini applica tutte le procedure e gli standard di monitoraggio, costantemente aggiornati secondo le *best practice* internazionali, basati sulle reali evidenze scientifiche.

Va evidenziato, comunque, che da diversi anni **eni** non effettua questo tipo di analisi: l'ultimo rilievo sismico offshore acquisito da **eni** risale al 2007 (Canale di Sicilia).

Sen. Puppato (Pd)

10. L'ammontare della quantità estraibile

Complessivamente si valuta che il potenziale di idrocarburi estraibile dal sottosuolo italiano sia di 226 MTep di gas naturale (circa 260 miliardi di m³) e di 329 MTep di petrolio (circa 2,4 miliardi di barili), per un totale di circa 555 MTep. Tali risorse sono in grado di soddisfare, sulla base dei valori 2012, oltre 3 volte i consumi annui nazionali di gas e oltre 5 volte i consumi annui nazionali di petrolio.

11. La gestione delle attività di sicurezza nelle fasi precedenti l'estrazione

Tutte le attività condotte da **eni** seguono procedure monitorate costantemente che garantiscono la massima sicurezza in tutte le fasi del ciclo industriale.

Le attività di sicurezza, in tutte le fasi precedenti la messa in produzione, vengono gestite secondo le procedure che fanno parte del Sistema di Gestione Integrato per gli aspetti di Salute, Sicurezza, Ambiente e Qualità della Società.

Tale Sistema è certificato da enti terzi, e sottoposto a verifiche periodiche: le procedure adottate fanno riferimento ai migliori standard tecnici e *best practices* internazionali e prevedono, per ogni specifica fase, momenti istituzionali, programmati e formali, di valutazione ed analisi dei rischi.

Garanzie di sicurezza sull'attività offshore dell'industria petrolifera in Italia derivano poi dalle procedure autorizzative di legge che, per attuare un nuovo progetto di ricerca e sviluppo, sono tra le più severe a livello

internazionale: sono richieste almeno 26 autorizzazioni per l'esecuzione di pozzi, l'installazione degli impianti e l'esercizio delle attività di coltivazione, oltre a collaudi e verifiche in corso d'opera e ispezioni e controlli periodici da parte degli Enti preposti.

In particolare gli impatti ambientali delle piattaforme sono costantemente valutati, autorizzati e controllati: vengono effettuate 3500 analisi/anno sulla qualità delle acque, 35 campagne annuali sulla qualità dell'ambiente marino, 380 analisi/anno sulle emissioni in atmosfera, con ispezioni a campione di Capitanerie di Porto e ARPA e controlli annuali sulla conformità da parte di Ministero Ambiente e Ministero Sviluppo Economico. A oggi non sono mai state evidenziate particolari criticità.

12. Subsidenza in seguito alle attività E&P e sua gestione

Il fenomeno della subsidenza è ampiamente diffuso su tutto il territorio italiano e legato a fattori naturali e antropici.

Per tutti i nuovi progetti minerari il modello previsionale e il piano di monitoraggio e controllo della subsidenza è inserito e valutato in ambito VIA e, successivamente, approvato con apposito decreto ministeriale.

Comitati scientifici ed enti territoriali di controllo vigilano attivamente sulle attività di monitoraggio e previsione della subsidenza.

In Italia non sono mai stati registrati danni ambientali legati a subsidenza a seguito delle attività E&P **eni**.

L'attuale rete **eni** di monitoraggio dei fenomeni geodinamici è all'avanguardia a livello mondiale ed utilizza le migliori tecnologie disponibili sul mercato per il monitoraggio della subsidenza legata alle attività petrolifere.

I dati registrati dalla rete di monitoraggio **eni**, sono in linea con i modelli previsionali e dimostrano la piena sostenibilità delle attività di coltivazione idrocarburi.

Sen. DI Biagio (SCpI)

13. Sembrerebbe che la contenuta quantità di idrocarburi presente in Italia non legittimi le attività *upstream* in quest'area. Sono stati fatti studi esplorativi e da chi?

Le "riserve" sono registrate e accertate dal Ministero dello Sviluppo Economico che, conformemente alle prassi internazionali, le rende pubbliche suddividendole tra "certe", "probabili" e "possibili". Si tratta di una convenzione che consente di considerare progressivi "fattori di rischio minerario" sulla base di differenti livelli di probabilità di recupero degli idrocarburi.

Le riserve accertate e disponibili sono pari a 88 MTep per il gas naturale e 192 MTep per il petrolio.

Dunque, al tasso di produzione del 2012 (6,8 MTep per il gas e 5,4 MTep per il petrolio), sarebbe possibile continuare a produrre per almeno altri 12 anni gas naturale e per almeno 35 petrolio.

A queste "riserve" si aggiungono le stime riguardanti le "risorse stimate" che, sulla base delle attuali conoscenze del sottosuolo, le compagnie petrolifere ritengono possano essere ragionevolmente identificate e recuperate con l'attività di esplorazione.

Complessivamente, si valuta responsabilmente che dal sottosuolo italiano si possano estrarre 226 MTep di gas naturale (circa 260 miliardi di m³) e 329 MTep di petrolio (circa 2,4 miliardi di barili), per un totale di circa 555 Mtep.

Proprio sulla base di tali considerazioni, le imprese del settore operanti in Italia hanno già definito 80 progetti per la produzione e lo stoccaggio degli idrocarburi basati sulle riserve già accertate e non ancora sviluppate. Si tratta di progetti immediatamente cantierabili e interamente finanziati dalle compagnie stesse, che comportano un investimento tecnico totale di oltre 17 miliardi di euro.

Se la realizzazione di tali progetti verrà autorizzata sarà possibile consolidare, in parte o interamente, la quota di riserve probabili e possibili: si stima così per il 2020 una produzione potenziale annuale di oltre 20 milioni di tonnellate fra petrolio e gas, contro le oltre 12 attuali. La costruzione dei nuovi impianti potrebbe comportare un impatto occupazionale di circa 100.000 unità in 4 anni, portando l'occupazione stabile di tutto il comparto (compreso indotto ed export) da circa 65.000 a 120.000 addetti stimati per il 2020.

Inoltre, i nuovi livelli di produzione potrebbero assicurare entrate fiscali e royalty per oltre 3 miliardi di euro/anno (dai circa 1,6 miliardi del 2012), una riduzione di ulteriori 5 miliardi della "bolletta energetica" (cioè il costo delle importazioni nette di energia), superando i 10 miliardi, un raddoppio dal 10 al 20% della copertura del fabbisogno nazionale.

Sen. Bruni (PDL)

14. Quante piattaforme sono presenti in Italia e se eni è interessata allo *shale gas*

Nei mari italiani sono presenti 107 piattaforme di produzione (10 a olio) e 8 di supporto alla produzione.

Eni non svolge in Italia alcuna attività di ricerca e produzione relativamente allo shale gas.