ASSOMINERARIA

RAPPORTO AMBIENTALE 2015

ATTIVITÀ OIL & GAS

ASSOMINERARIA

RAPPORTO AMBIENTALE

2015

Il Rapporto Ambientale 2015 è stato elaborato da Assomineraria con il supporto di Avanzi Srl, sulla base di dati e informazioni raccolti dalle fonti di consultazione specificate in appendice e direttamente presso gli Associati Assomineraria.

I dati e le informazioni pubblicate si riferiscono al triennio 2012-2014, salvo laddove diversamente specificato.

I dati del 2012 citati nel presente Rapporto sono stati rilevati ed elaborati in occasione del Rapporto Ambientale 2013.

Hanno contribuito a fornire i dati e le informazioni per gli anni 2013 e 2014 le seguenti Compagnie Petrolifere e le Società di Stoccaggio operanti in Italia:

Adriatica Idrocarburi (gruppo Eni)
Aleanna Resources
Apennine Energy
Canoel Italia
Compagnia Generale Idrocarburi
Cygam Energy Italia
Edison
Edison Stoccaggio
Enel Longanesi Development
Eni – DICS e DIME
Eni Mediterranea Idrocarburi (gruppo Eni)
Gas Plus Italiana (gruppo Gas Plus)
Gas Plus Storage (gruppo Gas Plus)
Geogastock
Irminio
Northern Petroleum UK
Petroceltic Italia
Petrorep Italiana
Rockhopper Italia (con Rockhopper Civita)
Shell Italia E&P
Società Ionica Gas (gruppo Eni)
Società Padana Energia (gruppo Gas Plus)
Stogit
Total E&P Italia

Progetto grafico: Network Comunicazione

Stampa: Architectural Printing srl

Finito di stampare nel mese di ottobre 2015

Foto dall'archivio di Assomineraria gentilmente messe a disposizione dagli Associati

Foto di copertina di A. Novelli

Questo Rapporto nasce dall'esigenza di confrontarsi con tutte le componenti della nostra società interessate alle tematiche dell'energia e dell'ambiente per fornire dati ed informazioni sull'impatto delle attività di esplorazione e produzione di idrocarburi.

Si tratta del secondo Rapporto e, rispetto all'edizione precedente, sono particolarmente significativi sia l'allargamento dell'analisi all'attività di Stoccaggio sia la partecipazione della totalità delle compagnie di esplorazione e produzione associate, a conferma dell'attenzione costante di tutte le aziende del settore per le tematiche ambientali e della sicurezza.

Anche quest'anno abbiamo inteso fornire una documentazione completa, dettagliata e certificata che risponda all'esigenza, espressa da più parti dell'opinione pubblica, di conoscere i reali impatti ambientali di questa attività industriale. Un'attività che permette di coprire circa il 12% dei fabbisogni nazionali di gas naturale e oltre il 10% di quelli di petrolio, con un fatturato complessivo di oltre 5,5 miliardi di Euro e garantendo un'occupazione di circa 13.000 unità.

L'attività del comparto si è concentrata sul mantenimento dei livelli produttivi che, unito allo sviluppo delle energie rinnovabili ed alle iniziative di efficienza energetica, hanno permesso di aumentare la sicurezza energetica del nostro Paese, portando la quota di import sul consumo complessivo di energia da oltre l'85% a meno del 75%, con una consistente riduzione delle emissioni di GHG.

Il Rapporto presenta i risultati del triennio 2012-2014. Lo sviluppo tecnologico, l'impegno alla qualità del lavoro e l'attenzione maniacale a tutti gli aspetti di preservazione dell'ambiente e del territorio dove operano le aziende di Assomineraria hanno portato ad importanti progressi nella riduzione degli impatti e nelle performances in materia di sicurezza. Inoltre, in questi anni l'Associazione si è impegnata in una serie di analisi fortemente innovative sulla coesistenza di questa attività ad alto contenuto tecnologico con quelle più tradizionali dei territori in cui è presente.

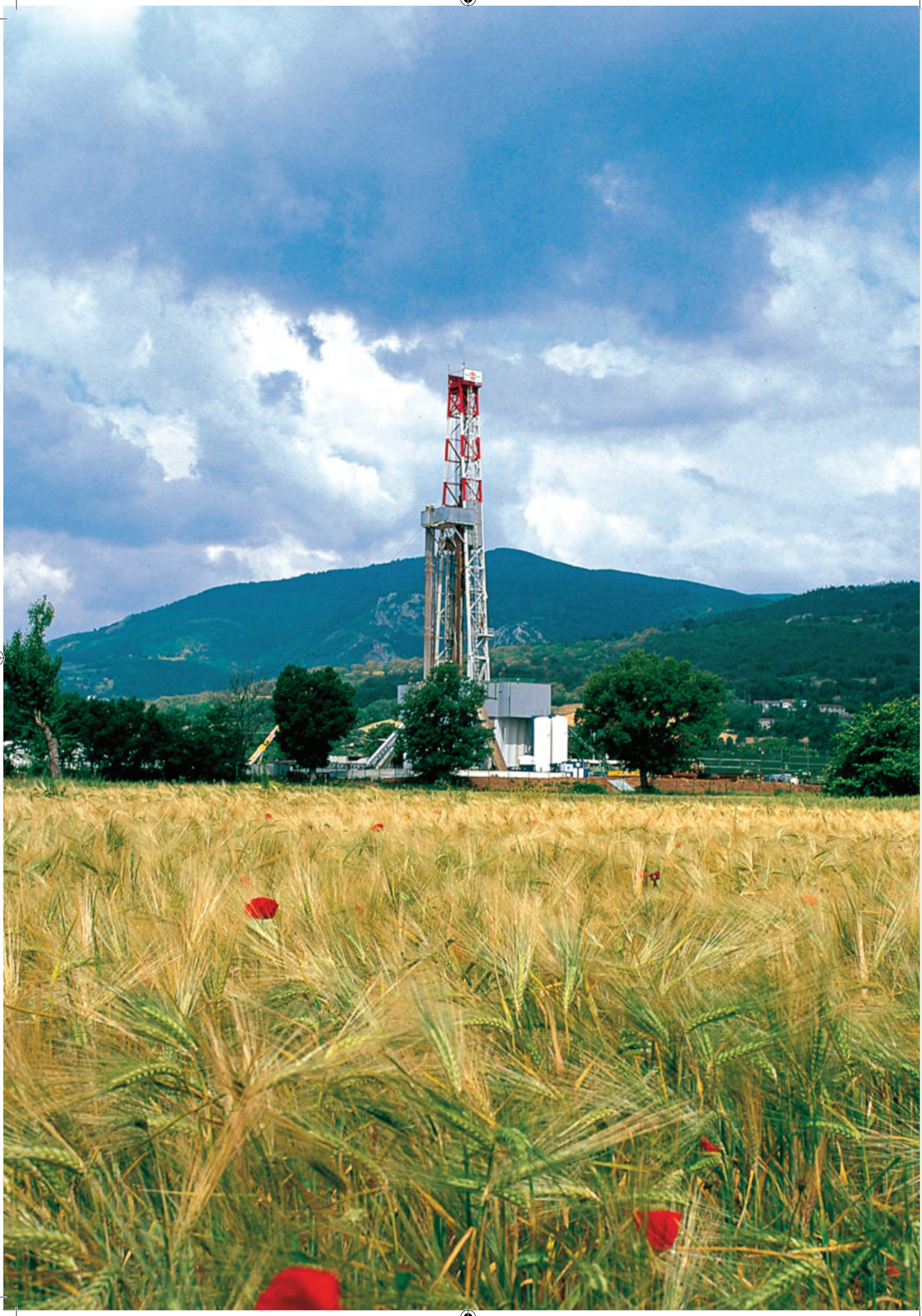
Tutto questo evidenzia il nostro sforzo per un'industria sempre più pulita e più sostenibile investendo e contribuendo — con efficienza energetica, minori emissioni, apporto di gas naturale, servizi, installazioni, ricerca e sviluppo tecnologico — a fornire al nostro Paese un'energia sempre più pulita e più "italiana".

A fronte di questi risultati incoraggianti, il profilo delle attività upstream mostra un settore sostanzialmente "statico", nonostante l'ampio potenziale di crescita di cui il comparto dispone per contribuire alla ripresa economica del nostro Paese, agli obiettivi già posti dalla Strategia Energetica Nazionale e, in prospettiva, ai "piani nazionali energia-clima" in elaborazione in sede comunitaria.

Continua la riduzione dell'attività di ricerca di nuovi giacimenti e sembrano aumentare le difficoltà nel proseguire le attività di sviluppo già in corso. Tutto ciò malgrado il nostro Paese detenga significative riserve di petrolio e gas naturale ancora da valorizzare e vi siano diversi progetti produttivi già individuati. La loro realizzazione è in grado di generare un sostanziale incremento dell'occupazione — in particolare nelle piccole e medie imprese dell'indotto —, di assicurare un aumento duraturo delle entrate fiscali e di alleggerire la bilancia dei pagamenti con la riduzione delle importazioni di combustibili fossili.

Assomineraria con i suoi associati lavora per l'energia del Paese e lavora per trovare una alleanza con tutti quelli che vogliono un'Italia con un costo dell'energia concorrenziale, un futuro di energia più sostenibile e, soprattutto, una prospettiva di energia disponibile ed accessibile per tutti.

Giuseppe Tannoia
Presidente Assomineraria



INDICE

PREMESSA: il profilo delle attività E&P e dello Stoccaggio di gas naturale *pag 9*

EXECUTIVE SUMMARY *pag 11*

DATI, ANALISI E RISULTATI

1. Prestazioni ambientali
   - 1.1 Consumo di energia *pag 18*
   - 1.2 Produzione e re-iniezione delle acque di strato *pag 20*
   - 1.3 Emissioni di gas: Flaring e Venting *pag 22*
   - 1.4 Emissioni in atmosfera *pag 23*
   - 1.5 Prelievi e impieghi idrici *pag 25*
   - 1.6 Gestione dei rifiuti *pag 27*

2. Prevenzione dei rischi e gestione ambientale
   - 2.1 Sicurezza dei lavoratori *pag 31*
   - 2.2 Contenimento degli sversamenti *pag 34*

3. Sostenibilità, ambiente e biodiversità nel territorio
   - 3.1 Aree occupate ed utilizzo del suolo *pag 41*
   - 3.2 L'esperienza del Laboratorio Cavone sull'assenza di correlazione tra attività Oil & Gas e sismicità *pag 42*
   - 3.3 La coesistenza del settore E&P con altre attività economiche sui territori *pag 43*

APPENDICE: tabelle, dati e indicatori *pag 47*

Nota metodologica *pag 53*

Fonti *pag 54*

Lettera di validazione *pag 55*

Glossario *pag 56*

INDICE DELLE TABELLE E DEI GRAFICI

Grafico 1: Produzione nazionale idrocarburi pag 9
Grafico 2: Attività di perforazione in Italia pag 10
Grafico 3: Consumi di energia pag 18
Grafico 4: Confronto internazionale dei consumi specifici di energia pag 19
Grafico 5: Produzione delle acque di strato pag 20
Grafico 6: Confronto internazionale sulla re-iniezione delle acque di strato pag 21
Grafico 7: Quantità di gas inviato a flaring pag 22
Grafico 8: Confronto internazionale sul flaring pag 22
Grafico 9: Quantità di gas inviato a venting pag 23
Grafico 10: Emissioni di GHG pag 24
Grafico 11: Confronto internazionale sulle emissioni specifiche di GHG pag 24
Grafico 12: Confronto internazionale sulle emissioni specifiche di SOx pag 24
Grafico 13: Emissioni di SOx pag 25
Grafico 14: Emissioni di NOx pag 25
Grafico 15: Confronto internazionale sulle emissioni specifiche di NOx pag 25
Grafico 16: Prelievi di acqua dolce pag 26
Grafico 17: Prelievo specifico di acqua dolce pag 26
Grafico 18: Restituzione di acqua di processo pag 26
Grafico 19: Restituzione specifica di acqua di processo pag 26
Grafico 20: Produzione totale di rifiuti pag 27
Grafico 21: Attività di perforazione pag 28
Grafico 22: Rifiuti di perforazione pag 28
Grafico 23: Infortuni denunciati pag 32
Grafico 24: Indice infortunistico LTIF pag 32
Grafico 25: Confronto internazionale dell'indice infortunistico pag 32
Grafico 26: Confronto internazionale del numero di sversamenti olio pag 34
Grafico 27: Sversamenti olio specifici (n/MTep) pag 35
Grafico 28: Sversamenti olio specifici (ton/MTep) pag 35
Grafico 29: Confronto internazionale della quantità di sversamenti olio pag 36
Grafico 30: Confronto nazionale dimensione aziende agricole pag 44
Grafico 31: Presenze turistiche medie annuali: confronto Versilia/ Romagna pag 45
Grafico 32: Presenze turistiche nelle provincie costiere italiane pag 45

Tabella 1: Estensione degli impianti pag 41
Tabella 2: Area delle concessioni in esclusiva pag 41

PREMESSA:
IL PROFILO DELLE ATTIVITÀ E&P E DELLO STOCCAGGIO DI GAS NATURALE

→ Titoli minerari

Nel triennio 2012-2014 i titoli minerari vigenti in Italia nell'E&P – Permessi di Ricerca e Concessioni di Coltivazione – sono rimasti sostanzialmente stabili. I permessi sono passati da 115 nel 2012 a 117 nel 2014; le concessioni da 200 a 201 nello stesso periodo. I titoli minerari sono concentrati in cinque aree geografiche principali: Valle Padana, Adriatico, Basilicata, Sicilia e Canale di Sicilia. La superficie delle aree concesse in esclusiva si è ridotta del 12%, passando da 38.339 a 33.852 km^2.

→ Produzione

Rispetto al 2012, anno di esame del precedente Rapporto Ambientale di Assomineraria, la produzione nazionale di idrocarburi è calata del 5% nel 2013 per poi rimanere stabile su valori complessivi poco sopra i 12 milioni di Tonnellate equivalenti di petrolio (Tep). Tra i paesi europei produttori di idrocarburi, l'Italia si colloca così al 4° posto per il petrolio e al 6° posto per il gas naturale.

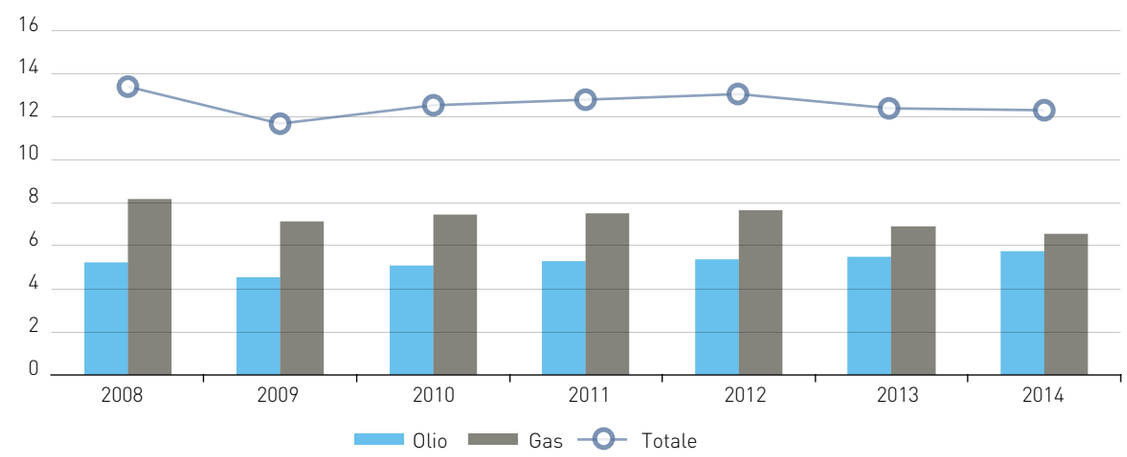
Nel dettaglio, tra il 2012 e il 2014 si sono manifestati una ripresa del 7% della produzione di olio greggio e un calo del 14% della produzione di gas naturale, che si è attestata a 7,3 miliardi di m^3. Le variazioni dei livelli di produzione, sia in positivo che in negativo, hanno riguardato prevalentemente le operazioni offshore.

Nel 2014, la produzione nazionale di idrocarburi ha coperto il 10,3% dei consumi complessivi di petrolio e l'11,8% di quelli di gas naturale.

→ Riserve

La disponibilità di riserve di gas e petrolio è sostanzialmente invariata (-0,8% rispetto al 2012): 125 milioni di Tonnellate equivalenti di petrolio (Tep) di riserve certe che si aggiungono alle probabili e alle possibili per un totale di 700 milioni di Tep. Ciò equivale a 50 anni di attività produttiva, considerando l'attuale livello e mix di produzione.

Grafico 1: Produzione nazionale idrocarburi [MTep]

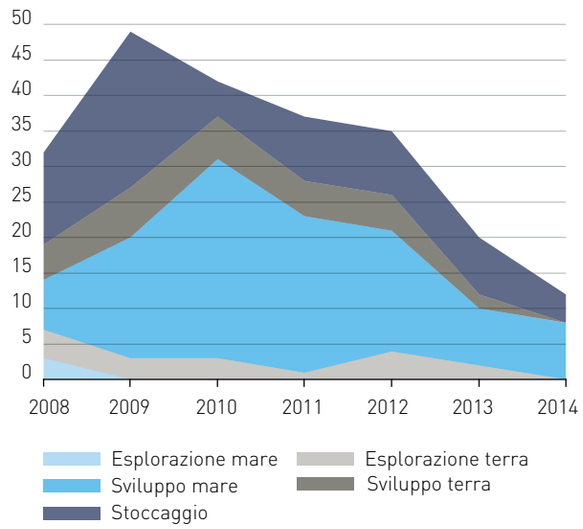


→ Attività di perforazione

L'attività di perforazione a scopo di esplorazione, ai minimi già dal 2009 – nessun pozzo a mare e in media 2 l'anno a terra – si è azzerata nel 2014.

L'attività di perforazione relativa ai progetti di sviluppo (inclusi i pozzi di workover) si è ridotta, passando da 22 pozzi perforati nel 2012 a 10 nel 2013 e solo a 8 pozzi nel 2014. Gli 8 pozzi di sviluppo del 2014 erano ubicati a mare, per complessivi 14,7 km pari a poco più di un terzo di quanto registrato nel 2012.

***Grafico 2: Attività di perforazione in Italia** [n pozzi - inclusi pozzi di workover]*



La frenata dell'attività di perforazione è una delle conseguenze dell'allungamento dei tempi richiesti dai procedimenti autorizzativi, tra Istituzioni nazionali e locali.

Al 31 dicembre 2014, secondo i dati del Ministero dello Sviluppo Economico (MiSE), risultavano pendenti 110 istanze di Permesso di Ricerca e 17 istanze di Concessione di Coltivazione.

→ Le strutture operative dell'E&P sul territorio

Al 31 dicembre 2014, nelle concessioni di coltivazione risultavano presenti 894 pozzi produttivi (il 60% in terraferma), dei quali il 78% a gas e il restante ad olio. A questi si aggiungono 78 centrali di raccolta e trattamento gas e 14 centrali di trattamento olio. In mare erano presenti 106 piattaforme di produzione e 30 tra teste di pozzo, piattaforme di supporto, unità FPSO e strutture attualmente non operative.

[1] *Dati Assomineraria, 2013 ultimo dato disponibile.*

Secondo il censimento pubblicato periodicamente dal MiSE, la superficie occupata dal totale di questi impianti è risultata, nel 2014, pari a 212 ha, distribuiti su tutta la Penisola e i mari prospicienti.

→ L'attività di stoccaggio

Lo Stoccaggio di gas naturale, considerato per la prima volta in questo Rapporto, ha reso disponibili circa 8 miliardi di m^3 nel 2014 (-20% rispetto all'anno precedente), concorrendo in tal modo alla copertura del fabbisogno nazionale.

L'Italia è il secondo Paese dell'Unione Europea dopo la Germania per capacità di stoccaggio (working gas), che nel 2014 ha raggiunto i 16.658 milioni di Standard metri cubi (Smc), ivi compresi 4.600 milioni di riserva strategica, con una capacità di erogazione massima di 290 milioni al giorno. Le concessioni di stoccaggio attive nella Penisola sono 10, distribuite tra Abruzzo, Emilia-Romagna, Lombardia e Veneto, con 338 pozzi e 10 centrali. A queste concessioni se ne aggiungono 5, di cui 1 inattiva e 4 in fase di sviluppo.

I pozzi di stoccaggio realizzati nel 2014 sono stati 4, in diminuzione sia rispetto al 2013 (8) che al 2012 (9).

→ Occupazione

Il dato dell'occupazione dell'attività E&P e dello Stoccaggio deve tener conto non solo delle risorse umane messe in campo dalle compagnie petrolifere, ma anche di quelle fornite dalle imprese di beni e servizi per l'upstream e impiegate nei siti operativi. Nel complesso il totale delle risorse impiegate dall'Oil & Gas in Italia è stimato nel 2013 intorno alle 13.000 unità, di cui 2.170 direttamente impiegate dagli Operatori[1].

Dopo un trend in discesa perdurante dagli anni '90 e corrispondente ad una fase di progressivo outsourcing di molte attività presso le società contrattiste, è interessante rilevare che l'occupazione degli Operatori nell'attività E&P e nello Stoccaggio ha avuto una significativa ripresa (+14%) nel biennio 2012-2013.

Un'attenzione particolare viene dedicata al continuo sviluppo delle competenze professionali, attraverso specifici percorsi di formazione e aggiornamento. Ciò consente di arricchire le singole mansioni tecniche con know how tecnologici competitivi anche sui mercati internazionali.

EXECUTIVE SUMMARY

PRESTAZIONI AMBIENTALI

Sotto il profilo ambientale l'attività Oil & Gas in Italia si è confermata tra le migliori rispetto a quelle in altre aree del mondo, nonostante alcuni indicatori siano stati influenzati da livelli di produzione più alti per olio e più contenuti per il gas. In particolare si è avuto un considerevole miglioramento degli indicatori relativi alle emissioni di gas ad effetto serra.

Le **prestazioni ambientali** dell'attività **Oil & Gas** in **Italia** si sono confermate tra le **migliori** rispetto a quelle in altre aree del mondo

Consumo di energia

Tra il 2012 e il 2014, i consumi energetici hanno registrato un incremento del 4,3% per l'E&P e una diminuzione del 7% per lo Stoccaggio. L'aumento dei consumi nell'attività E&P è attribuibile al maggiore fabbisogno energetico necessario per l'estrazione e il trattamento dell'olio greggio.

Nell'E&P, l'intensità energetica, ovvero il rapporto tra consumi e produzione, è stata di 1,63 TJ/kTep nel 2014, in aumento rispetto al 2012. Nel 2013, ultimo anno in cui è possibile il confronto internazionale, tale valore era pari a 1,51 TJ/kTep, di poco superiore alla media europea e a quella mondiale di quell'anno. Nello Stoccaggio, invece, il dato del consumo specifico di energia è stato pressoché stabile nell'ultimo biennio.

Tra il 2013 e il 2014 è ulteriormente cresciuta la quota di energia elettrica e termica prodotta direttamente nei siti operativi dell'E&P, utilizzando in prevalenza gas estratto dai giacimenti e fonti rinnovabili. L'incidenza dell'autoproduzione sui consumi di energia è passata dal 94,9% del 2012 al 96,2% del 2014.

Produzione e re-iniezione delle acque di strato

La produzione di acque di strato nell'Oil & Gas è complessivamente cresciuta nel periodo esaminato. Nell'E&P, il valore del 2014 è risultato superiore del 21% rispetto al dato 2012, in linea con la progressiva maturità dei giacimenti di olio. Con il tempo, infatti, il giacimento tende a produrre maggiori quantitativi di acqua insieme all'olio.

Per lo Stoccaggio – che nel 2014 ha rappresentato appena lo 0,2% del totale di acque di strato prodotte – si è avuta invece una diminuzione del 17% rispetto al 2013.

Nell'E&P, la percentuale di re-iniezione rispetto alla quantità di acqua estratta è diminuita dal 73% del 2012 fino al 54% registrato nel 2014. La variazione osservata è attribuibile a ostacoli di carattere autorizzativo e, in secondo luogo, a ragioni di tipo operativo. Il dato nazionale è sceso sotto la media mondiale del settore, pur rimanendo ben al di sopra di quella europea. Anche nello Stoccaggio si è registrata una flessione del dato di re-iniezione, dal 29% del 2013 al 22% del 2014.

Emissioni di gas: Flaring e Venting

La quantità di gas bruciato in torcia (Flaring) - pratica relativa alla sola attività E&P - è diminuita significativamente nel 2013 per poi riportarsi a 45 milioni di m^3 nel 2014. Il dato specifico del Flaring resta comunque di gran lunga il più basso nel panorama mondiale, grazie alla predisposizione degli impianti per il recupero del gas ed alla disponibilità di infrastrutture per la sua immissione in rete.

La quantità di gas rilasciata in atmosfera (Venting) ha un'incidenza minima rispetto al Flaring ed è prevalentemente correlata allo Stoccaggio (il 78% del dato Venting complessivo dell'attività Oil & Gas dell'ultimo anno), dove il rilascio di gas è passato da 1,99 a 1,84 milioni di m^3 nell'ultimo biennio. Nell'E&P il Venting è aumentato nel 2013, per poi subire una leggera diminuzione nel 2014.

Emissioni in atmosfera

→ Emissioni di gas ad effetto serra

Nel 2014, il dato complessivo di emissione di Greenhouse Gas (GHG) tra attività E&P e Stoccaggio è stato di poco superiore ai 2 milioni di tonnellate di CO_2 equivalente, per tre quarti ascrivibili all'E&P (-13% dal 2012 al 2014), poiché interessata dal Flaring e da maggiori consumi di energia elettrica e termica.

L'indicatore specifico di emissione del settore E&P è diminuito del 7% rispetto al 2012 rimanendo sotto la media mondiale; tale miglioramento è attribuibile all'utilizzo di fonti meno impattanti.

L'emissione specifica dello Stoccaggio è aumentata del 12% tra il 2013 e il 2014.

DAL 2012 AL 2014

-13% di

EMISSIONI GAS

EFFETTO SERRA

→ Emissioni di sostanze inquinanti

Le emissioni di SOx, dovute principalmente al Flaring e quindi di pertinenza del solo E&P, sono diminuite dell'8% nel 2013 rispetto al 2012 e cresciute del 24% nel 2014 rispetto al 2013. Nonostante il trend negativo, l'indicatore specifico di emissione rimane tra i più bassi nel confronto a livello internazionale.

Nell'Oil & Gas, tra il 2013 e il 2014, le emissioni di NOx, dovute alla produzione di energia elettrica e termica, si sono ridotte complessivamente del 7%, con la performance del settore E&P diminuita del 6%. Sempre nell'E&P, l'indicatore di emissione specifico continua ad essere più elevato della media europea e di quella mondiale del settore.

Anche nello Stoccaggio, che produce una quota minima delle emissioni totali, si è assistito ad una diminuzione del dato di emissione di NOx sia a livello assoluto che per l'indicatore specifico.

Prelievi e impieghi idrici

→ Prelievo di acqua dolce

Nell'E&P, la quantità prelevata di acqua dolce - utilizzata per produrre il vapore necessario al trattamento degli idrocarburi, per la manutenzione e il lavaggio degli impianti e per il raffreddamento della perforazione - è risultata nel 2014 inferiore del 6% a quella del 2012.

L'acqua dolce complessivamente prelevata nell'ultimo anno considerato - aggiungendo il dato relativo alle attività di Stoccaggio - è stata di 1,1 milioni di m^3.

→ Restituzione di acqua di processo

La quantità annua di acqua utilizzata e scaricata dopo il processo di trattamento è stata di circa 700 mila m^3 nell'ultimo biennio. Nel 2014, la percentuale di acqua dolce non restituita è stata pari al 33% di quella prelevata, in aumento rispetto ai due anni precedenti, anche a causa di una maggiore quantità di acqua conferita come rifiuto.

Gestione dei rifiuti

Nell'Oil & Gas, la produzione complessiva di rifiuti ha superato, nel 2014, 1,2 milioni di tonnellate. Nell'E&P, la produzione di rifiuti è aumentata del 155% tra il 2012 e il 2014, per l'incremento della quantità di acque conferite come rifiuto, e, in parte, per l'effetto di interventi di manutenzione e messa in sicurezza degli impianti.

Nello Stoccaggio, il dato del 2014 è in diminuzione del 45% rispetto a quello del 2013.

→ Rifiuti di perforazione

I rifiuti di perforazione prodotti dall'Oil & Gas sono diminuiti del 14% tra il 2013 e il 2014, soprattutto per la riduzione registrata nello Stoccaggio e per la sostanziale stabilizzazione di quelli dell'E&P.

→ Rifiuti pericolosi

Nell'ultimo biennio, l'incidenza dei rifiuti pericolosi sul totale dei rifiuti prodotti dall'Oil & Gas è diminuita, passando dal 6,7% all'1,6%. La quantità di rifiuti pericolosi è leggermente aumentata nello Stoccaggio, mentre si è ridotta nell'E&P.

PREVENZIONE DEI RISCHI E GESTIONE AMBIENTALE

L'adozione e la certificazione di sistemi di gestione dell'ambiente e della sicurezza (secondo gli standard internazionali ISO 14001, OHSAS 18001 e EMAS) sono prassi consolidate nell'E&P e nello Stoccaggio.

Nell'E&P, le spese e gli investimenti per la protezione dell'ambiente sono aumentati nell'ultimo triennio da 49,7 a 57,7 milioni di Euro annui, inclusi gli impegni per la formazione periodica del personale in materia di salute, sicurezza e ambiente.

Nello Stoccaggio, tra il 2013 e il 2014, si è avuto un incremento di spese e investimenti annui, da 41 a 54 milioni di Euro.

In materia di controlli e verifiche l'Ufficio Nazionale Minerario per gli Idrocarburi e la Geotermia (UNMIG) ha incrementato le visite ispettive su apparecchiature a pressione, apparati di sollevamento e impianti di messa a terra nel 2014. Le visite su impianti di perforazione e produzione sono quasi triplicate nel triennio in esame.

nel 2014 **57,7**
MILIONI DI EURO
INVESTITI PER LA
PROTEZIONE
DELL'**AMBIENTE**

+16,1% rispetto al 2012

Nel biennio 2013-2014 gli Operatori non hanno ricevuto alcuna sanzione per violazione di norme ambientali.

Sicurezza dei lavoratori

Nel 2014 si sono verificati 20 infortuni nell'Oil & Gas, un dato inferiore del 44% rispetto al 2012, su un totale di 10 milioni di ore lavorate. L'indice generale di frequenza degli infortuni in rapporto alle ore lavorate (LTIF-Lost Time Injury Frequency) è risultato pari a 1,54, un valore che migliora ulteriormente la performance registrata sia nel 2013 (1,66) che nel 2012 (3,93).

Il confronto con il contesto internazionale fa riferimento alle statistiche di settore elaborate dall'IOGP (International Oil & Gas Producers Association), che – con metodologia leggermente diversa – ha calcolato per il 2014 un LTIF su scala mondiale pari a 0,45, su scala europea pari a 1,02 e per l'Italia pari a 1,01.

DAL 2012 AL 2014

-44% **DI INFORTUNI NELL' OIL & GAS**

Contenimento degli sversamenti

Le performance ottenute nel corso del 2014 posizionano il settore E&P ai vertici delle statistiche internazionali, con il mantenimento, nei tre anni analizzati, del record di zero sversamenti di idrocarburi in mare, dove sono presenti 106 piattaforme produttive. Nel contempo si assiste alla costante riduzione dei casi a terra: un solo caso nel 2014, rispetto ai 3 registrati nel 2013 e ai 5 nel 2012.

SOSTENIBILITÀ, AMBIENTE E BIODIVERSITÀ NEL TERRITORIO

Il costante impegno degli Operatori è indirizzato a rendere compatibili le attività del settore con l'ecosistema di riferimento, evitando qualsiasi tipo di alterazione ambientale. Ciò richiede una conoscenza approfondita della configurazione geologica del territorio e delle diverse forme di vita ivi esistenti.

L'esperienza del Laboratorio Cavone sull'assenza di correlazione tra attività Oil & Gas e sismicità

Nell'aprile 2014 il MiSE, la Regione Emilia-Romagna e la SPE – Società Padana Energia, titolare della concessione Mirandola, con il patrocinio di Assomineraria, hanno firmato un Protocollo che ha istituito il "Laboratorio Cavone". Lo scopo del Laboratorio è stato quello di fornire una risposta esauriente ai quesiti rimasti aperti sul presunto collegamento tra attività inerenti lo sfruttamento di idrocarburi nella concessione Mirandola e l'attività sismica del 2012 in Emilia.

Le attività di monitoraggio e di ricerca condotte dal Laboratorio Cavone hanno consentito di raccogliere oltre un milione di dati sul giacimento, la cui elaborazione ha permesso di verificare l'assenza di qualsiasi interferenza sulla faglia sismogenetica derivante dall'attività di produzione e re-iniezione effettuata nel sito di Cavone. I risultati ottenuti dalle prove di

campo sono stati processati attraverso modelli fluidodinamici e geomeccanici combinati, oggetto di uno studio internazionale validato dall'Istituto Nazionale di Geofisica e Vulcanologia (INGV).

Il Protocollo si è concluso con un documento sottoscritto da Ministero, Regione, Assomineraria e SPE in cui si attesta che *"non vi sono ragioni fisiche per ritenere che le attività di produzione e re-iniezione del campo di Cavone abbiano innescato la sequenza sismica del maggio 2012"*.

Il Laboratorio Cavone ha reso pubblico l'intero database del monitoraggio, tuttora in corso, e della modellizzazione del giacimento, mettendolo a disposizione del mondo accademico e degli studiosi che intendono analizzarlo (*www.assominerariacavone.org; www.labcavone.it*).

La coesistenza del settore E&P con altre attività economiche sui territori

A partire dal 2013 gli Operatori E&P hanno avviato un'analisi approfondita della correlazione tra attività E&P e Agricoltura, Pesca e Turismo, attraverso uno studio commissionato alla società Ricerche Industriali ed Energetiche (RIE).

Lo studio, pubblicato nel 2014 con il titolo *"La coesistenza tra idrocarburi e territorio"*, ha accertato la non correlazione economica tra presenza di attività E&P e le altre tre attività produttive, ma ha rilevato anche numerosi esempi di coesistenza costruttiva, a terra e a mare, in diversi contesti territoriali. Questi esempi sono stati affiancati da una raccolta di situazioni analoghe esistenti all'estero, dove in alcuni casi il legislatore ha favorito questa coesistenza con normative specifiche.

Le **attività E&P non influiscono negativamente** sull'**andamento economico** dei settori agricoltura pesca e turismo

Lo studio contribuisce con dati ed esempi fattuali a cambiare il paradigma rispetto alla coesistenza tra questi settori, e ha riscosso l'interesse e il plauso di esperti internazionali ed Istituzioni europee.

IN SINTESI, 3 ANNI DI ANALISI

1. Migliorano alcuni importanti indicatori di performance ambientale, soprattutto quelli relativi alle emissioni di gas ad effetto serra.

2. L'upstream italiano si conferma ai vertici delle classifiche mondiali, in particolare per la riduzione del Flaring e delle emissioni di ossidi di zolfo.

3. Altri indicatori mostrano stabilità o variazioni condizionate da un andamento operativo in contrazione.

4. La storica attenzione alla sicurezza e alla prevenzione dei rischi si è concretizzata in una radicale riduzione degli incidenti sul lavoro e nell'assenza di sversamenti di sostanze inquinanti a mare.

5. Aumentano le risorse destinate ad azioni preventive per la salvaguardia ambientale, ivi compresi i sistemi di gestione e il training.

6. Il 2014 è stato segnato da una stretta collaborazione dell'industria Oil & Gas italiana con il mondo scientifico, che ha permesso di sviluppare sistemi di monitoraggio avanzati e chiarire l'assenza di correlazioni tra attività upstream e terremoti.

7. L'esame della coesistenza tra attività E&P e Agricoltura, Pesca e Turismo ha prospettato spazi di collaborazione sulla valorizzazione sostenibile dei territori, fondata sulla verifica della compatibilità ambientale delle operazioni.

Su queste evidenze, l'impegno degli Operatori alla massima trasparenza, alla condivisione dei dati ambientali e all'apertura dei siti operativi è la strada maestra per un'integrazione dell'attività Oil & Gas nel tessuto sociale e ambientale italiano.

1 PRESTAZIONI AMBIENTALI

CONSUMO DI ENERGIA pag.18

PRODUZIONE E RE-INIEZIONE DELLE ACQUE DI STRATO pag.20

EMISSIONI DI GAS: FLARING E VENTING pag.22

EMISSIONI IN ATMOSFERA pag.23

PRELIEVI E IMPIEGHI IDRICI pag.25

GESTIONE DEI RIFIUTI pag.27

PRESTAZIONI AMBIENTALI

Le società di Assomineraria operanti nell'Oil & Gas sono impegnate a migliorare e mantenere le proprie performance ambientali ai livelli più alti nel contesto internazionale. Nel 2012-2014, l'E&P e lo Stoccaggio hanno raggiunto traguardi di eccellenza, pur dovendo registrare per alcuni indicatori andamenti condizionati da specifiche criticità operative.

1.1 CONSUMO DI ENERGIA

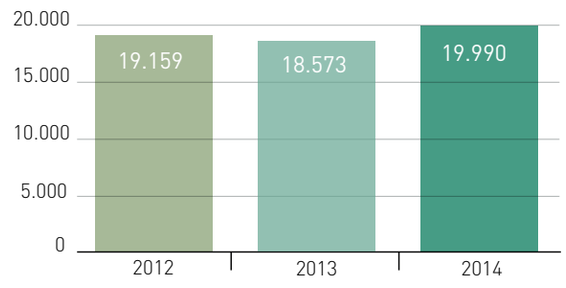
L'Oil & Gas, come tutti i comparti industriali, ha bisogno di energia elettrica e termica per alimentare le sue operazioni. Il settore tuttavia si distingue per la sua autosufficienza, in quanto copre la maggior parte del suo fabbisogno generando elettricità e calore dagli stessi idrocarburi che produce. Ovviamente la quota di idrocarburi necessaria all'autoproduzione è sottratta alla commercializzazione, ragion per cui il settore ha interesse a rendere energeticamente più efficienti le proprie operazioni.

L'energia elettrica o termica necessaria alle attività di perforazione a terra e a mare viene solitamente prodotta sul luogo tramite generatori a gasolio, mentre soltanto in fase di produzione e movimentazione degli idrocarburi l'energia utile è assicurata dall'allacciamento alla rete elettrica. L'alimentazione necessaria alla fase di trattamento degli idrocarburi presso centri oli o gas e/o in piattaforma, oltre a quella per le utenze elettriche, è ottenuta principalmente da unità di generazione del calore o di cogenerazione di calore e elettricità che utilizzano come combustibile una parte del gas estratto.

Il consumo di energia nelle attività di stoccaggio è dovuto, in prevalenza, al funzionamento dei turbocompressori per l'iniezione in giacimento del gas proveniente dalla rete (principalmente nel periodo estivo).

In termini assoluti nel 2014 il settore E&P ha consumato energia per un ammontare di 19.990 TJ con un incremento dell'8% rispetto al 2013, che aveva visto una flessione significativa rispetto al 2012. L'aumento dei consumi è ascrivibile, in particolar modo, al maggiore fabbisogno energetico necessario per l'estrazione e il trattamento dell'olio greggio. Negli ultimi due anni infatti la produzione nazionale di olio greggio è cresciuta del 6,9%, a fronte di una diminuzione di quella di gas del 14,3%.

Grafico 3: Consumi di energia [TJ]

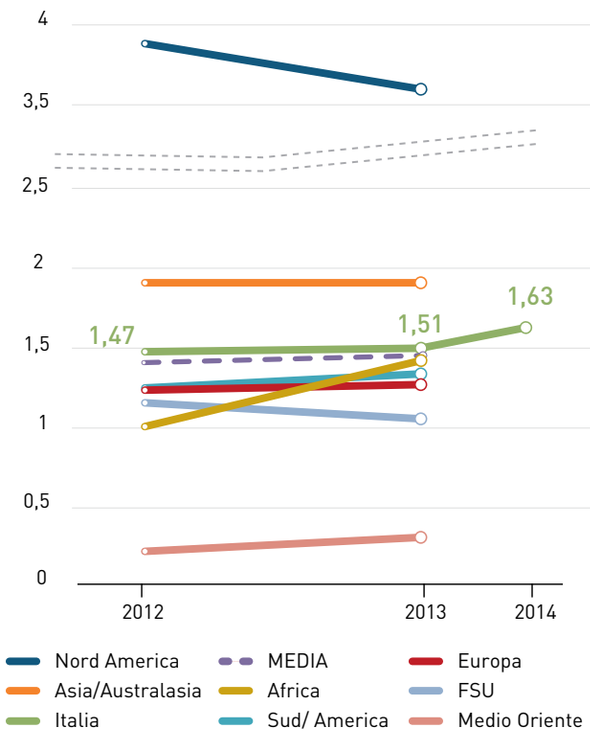


Per quanto riguarda lo Stoccaggio si è avuta una leggera diminuzione dei consumi di energia da 4.561 a 4.240 TJ.

L'efficienza energetica, ovvero la riduzione del rapporto tra consumi energetici e produzione di idrocarburi, è uno degli obiettivi di sostenibilità economica e ambientale del settore. I progetti in tale ambito sono mirati in modo specifico al recupero di energia termica che andrebbe altrimenti dispersa, come avviene ad esempio con il calore recuperato dai fumi di scarico e dai gas secondari degli impianti di cogenerazione.

L'intensità energetica dell'E&P italiano è stata di 1,63 TJ per kTep nel 2014, in aumento rispetto all'anno precedente. Il consumo specifico di energia è leggermente più alto della media mondiale ed europea ed è attribuibile alla dimensione ridotta dei giacimenti.

Grafico 4: Confronto internazionale dei consumi specifici di energia [ton/kTep]



L'incidenza dell'energia autoprodotta sui consumi energetici totali del settore è cresciuta dal 94,6% nel 2012, al 96,2%, nel 2014, anche per il contributo derivante da impianti di produzione di energia da fonti rinnovabili.

Il dato relativo all'efficienza energetica nello Stoccaggio ha avuto un andamento sostanzialmente stabile, registrando, nell'ultimo biennio, il passaggio da 0,23 a 0,25 TJ per MSm^3 di gas movimentato[2].

EFFICIENZA ENERGETICA E COMPATIBILITÀ AMBIENTALE

Il perseguimento di un'assoluta compatibilità ambientale degli impianti passa anche attraverso l'adozione di piccoli accorgimenti tecnici. Rockhopper Italia, ad esempio, ha optato per l'utilizzo del gas in pressione di un pozzo per alimentare una rete di sicurezza antincendio, anziché installare un più impattante impianto con alimentazione esterna. Il tutto grazie ad un semplice riduttore di pressione.

Anche per gli impianti di disidratazione del gas estratto è possibile un uso più consapevole dell'energia, ad esempio tramite l'utilizzo di piccole pompe pneumatiche di tipo *Kimray*, che operano attraverso la pressione del giacimento.

Proprio in un impianto di disidratazione in prossimità di un'area pozzo gas (modulo tipico e ricorrente nel settore upstream italiano), come quello installato in Abruzzo da Rockhopper Civita (Concessione di Coltivazione "Aglavizza"), si rileva un risparmio di circa il 3% nei costi operativi, ottenuto mediante questo sistema.

[2] *Vedi la nota metodologica per il calcolo degli indicatori specifici dello Stoccaggio.*

LA COGENERAZIONE AL SERVIZIO DEL TERRITORIO

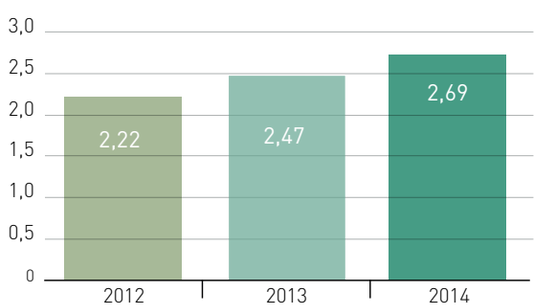
Un esempio di contributo alle attività sul territorio interessato dalle operazioni Oil & Gas è fornito dal cogeneratore realizzato dall'operatore Irminio, nell'omonima concessione nei pressi di Ragusa. Le aziende agricole della zona sono state invitate ad insediarsi nelle vicinanze dell'impianto per rifornirsi dell'energia termica prodotta a costi più convenienti rispetto al mercato. L'azienda, insieme al Comune di Ragusa, alle associazioni agricole e all'Università di Catania, ha creato un centro sperimentale dedicato al settore agricolo/zootecnico per testare tecniche innovative di recupero del calore prodotto ad uso degli agricoltori o degli allevatori del circondario. In questo quadro sarà realizzata una serra di 500m^2, mantenuta a temperatura costante grazie all'energia del cogeneratore, installato nel 2013. Il calore potrà essere utilizzato anche per attività come la coltivazione in serra, l'essiccazione dei mangimi per l'allevamento e la creazione di prodotti per il settore lattiero-caseario.

1.2 PRODUZIONE E RE-INIEZIONE DELLE ACQUE DI STRATO

Le cosiddette "acque di strato" sono acque naturalmente presenti nei giacimenti, associate all'olio e, in percentuale molto minore, al gas. I quantitativi prodotti nel corso dell'attività di coltivazione degli idrocarburi variano in forza delle caratteristiche proprie del giacimento (composizione delle rocce e storia geologica), nonché della sua maturità produttiva. La quantità di acqua estratta con l'idrocarburo, infatti, aumenta col graduale esaurimento del giacimento.

La progressiva maturità dei giacimenti ad olio italiani si è riflessa quindi in un naturale aumento della produzione di acque di strato, incrementata del 21% nel 2014 rispetto al 2012.

Grafico 5: Produzione delle acque di strato [M m^3]



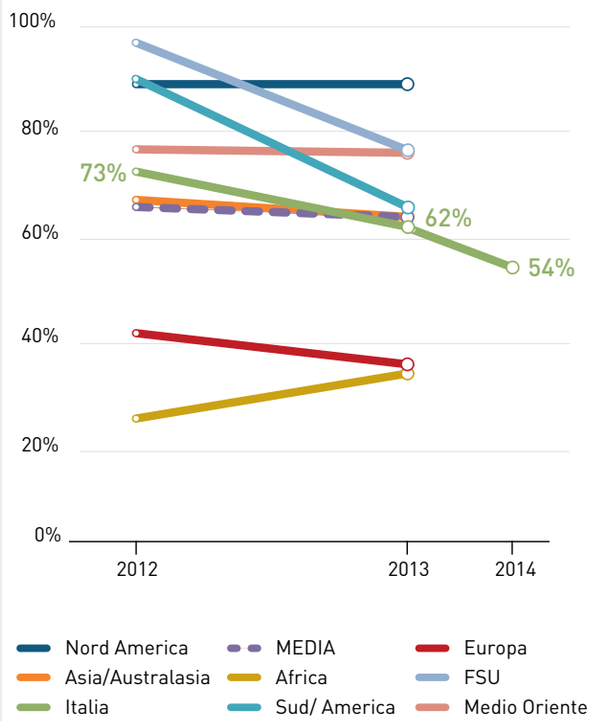
La produzione di acque di strato nello Stoccaggio – una quantità minima rispetto al corrispettivo prodotto dall'E&P – ha subìto un calo del 17%, scendendo da 5.907 m^3 nel 2013 a 4.895 m^3 nel 2014.

Le acque di strato, dopo essere state trattate, vengono normalmente re-iniettate nei giacimenti di origine. Tale procedura risponde sia ad una ragione ambientale, poiché si evita che le acque diventino un rifiuto liquido da smaltire o trattare, che ad una motivazione tecnica. Infatti la re-immissione, pur non comportando aumenti della pressione media del giacimento, può determinare un'utile estensione della sua durata produttiva.

Nell'E&P, la percentuale di re-iniezione di acque di strato, calcolata sulla base del quantitativo totale estratto, è passata dal 73% del 2012 al 54% del 2014, soprattutto a causa di difficoltà di carattere autorizzativo oltre che a specifiche scelte di carattere gestionale.

Nonostante la flessione registrata dal 2012 al 2013, il dato italiano rimane ben più performante rispetto al corrispettivo europeo e quasi in linea con la media internazionale.

Grafico 6: Confronto internazionale sulla re-iniezione dell'acqua di strato [%]



Nell'attività di stoccaggio la re-iniezione di acque di strato ha presentato una flessione del 7% negli ultimi due anni. Il dato assoluto di acqua di strato re-iniettata è passato dal 29% al 22%.

IL PROGETTO "BLUE WATER"

Il progetto Blue Water nasce da una sperimentazione pilota, applicata al Centro Olio Val d'Agri da Eni Distretto Meridionale (DIME), per il recupero delle acque di strato e la loro utilizzazione industriale attraverso innovazioni tecnologiche allo scopo di rendere il Centro Olio un impianto *"zero liquid discharge"*. L'obiettivo è quello di depurare localmente le acque di strato e restituire acqua dolce, demineralizzata e/o industriale, da impiegare nel ciclo dell'impianto soprattutto per la produzione di vapore.

È stato quindi realizzato un impianto pilota mobile e modulare, i cui test, eseguiti tra il 2013 e il 2014, hanno permesso di confermare la validità della tecnologia con il recupero del 100% dell'acqua.

Dato il know-how sviluppato, si è programmato di rendere esecutiva la progettazione di un impianto che entrerà in funzione a dicembre 2015 con una capacità di trattamento di 50 m^3/h di acque di strato. L'insediamento del futuro impianto nell'area comporterà una struttura in grado, prima, di formare personale locale e, poi, di assicurare lo sviluppo di un know-how specifico.

I VANTAGGI AMBIENTALI DELLA RE-INIEZIONE

Per affrontare la gestione dell'acqua di produzione, è necessario coniugare un utilizzo efficiente con l'ottimizzazione dei processi di smaltimento. A livello internazionale non è stata identificata una modalità di trattamento univoca, ma la tecnica della re-iniezione delle acque è riconosciuta tra le pratiche migliori nel rispetto delle leggi e della protezione ambientale.

Per avere un'idea più chiara degli impatti ambientali di questa attività e per un confronto con le alternative di gestione, Eni ha sviluppato uno studio LCA (Life Cycle Assessment) applicato alle acque di produzione. L'analisi del ciclo di vita permette infatti di confrontare gli impatti ambientali di un'attività o di un prodotto in differenti scenari. Perciò è possibile, ad esempio, valutare quale sia l'alternativa migliore per l'ambiente tra la re-iniezione delle acque e il loro trasporto agli impianti di smaltimento tramite autobotte.

I risultati dello studio hanno evidenziato che la re-iniezione ha un impatto più contenuto rispetto al trasporto di acqua su autobotte. Ad esempio, nel caso di un impianto onshore con una produzione di circa 100 m^3/anno di acqua di strato, lo smaltimento tramite trasporto con autobotte dell'intero quantitativo delle acque di produzione ha un'incidenza di circa 13 volte superiore a quella derivante dalla re-iniezione. La re-iniezione può quindi essere considerata sicura perché eseguita tramite sistema chiuso, cioè senza interferenze sul ciclo delle acque utilizzabili per l'attività umana, con un costante monitoraggio dei parametri critici e un adeguato programma di campionamento ed analisi delle acque in fase di re-iniezione.

1.3 EMISSIONI DI GAS: FLARING E VENTING

I processi di Flaring e Venting sono fondamentali per garantire la sicurezza delle operazioni durante l'attività di estrazione e produzione e di stoccaggio, consentendo di evitare sovrappressioni di gas negli impianti, mentre in condizioni di fermo della produzione, per interventi di manutenzione, il Flaring è utilizzato per liberare gli impianti dal gas accumulato.

Si consideri che il gas prodotto è una risorsa economica che tende ad essere recuperata per altri usi. Per tale ragione, in Italia e nel resto del mondo industrializzato, le due pratiche, che hanno dimensioni diverse, sono limitate allo stretto indispensabile.

1.3.1 Flaring

In Italia, la performance relativa all'indicatore specifico del Flaring – pratica limitata all'E&P – è stata di gran lunga migliore rispetto a quella delle altre aree del mondo nel biennio 2012-2013 (ultimo anno disponibile per il confronto internazionale). Il dato specifico italiano inoltre è l'unico ad aver presentato una riduzione tra il 2012 e il 2013, passando da 2,74 a 2,12 ton/kTep. Ciò è attribuibile alla maggior capacità di recupero del gas negli impianti di estrazione e alla disponibilità di infrastrutture per il trasporto del gas. Nel 2014, il dato specifico di emissione del Flaring è stato di 3,32 ton/kTep, mentre la quantità assoluta di gas rilasciata è aumentata fino a 45 milioni di m^3.

Grafico 7: Quantità di gas inviato a flaring [M m^3]

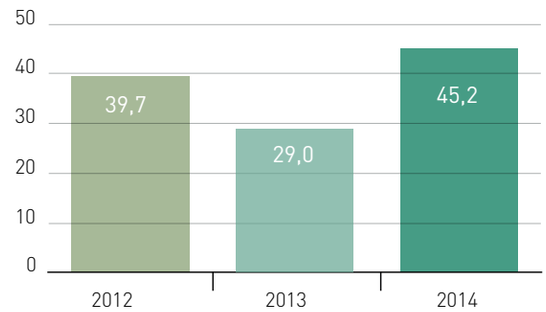
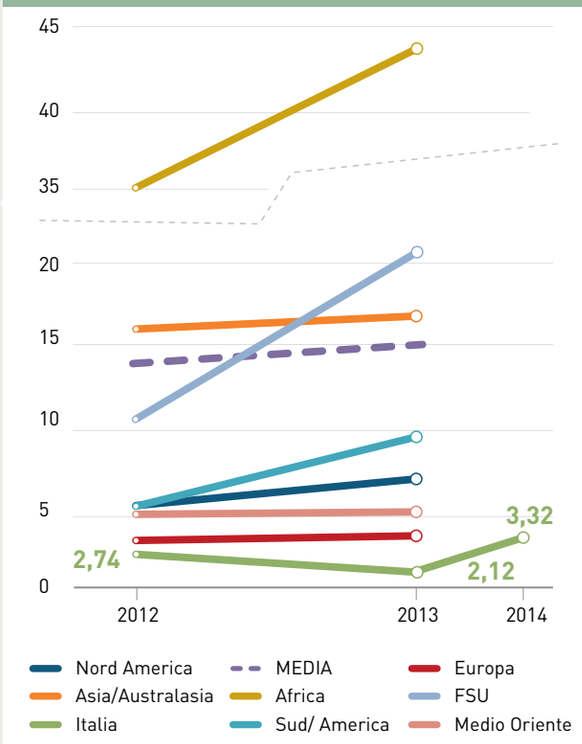


Grafico 8: Confronto internazionale sul flaring [ton/kTep]



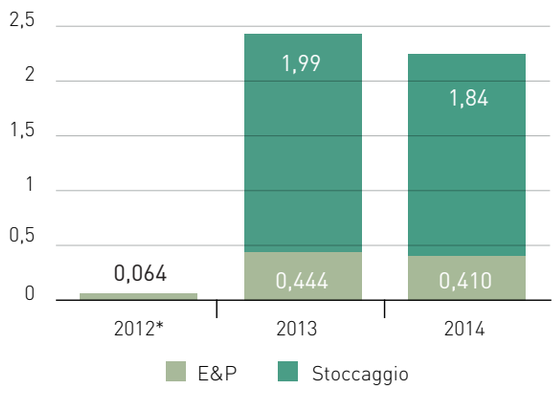
La **performance in Italia** relativa al **Flaring** è **sensibilmente migliore** rispetto agli altri Paesi

1.3.2 Venting

Il Venting, ancorché marginale nell'E&P (meno dell'1%) rispetto al peso del Flaring, ha avuto un andamento discontinuo, aumentando nel 2013 fino a 0,44 milioni di m^3. Ciò soprattutto per la ripresa di alcune attività nel mare Adriatico, dove sono installate pompe e apparecchiature operate con il gas in pressione. Nel 2014 il Venting è rimasto sostanzialmente invariato (0,41 milioni di m^3).

Nello Stoccaggio, attività dove il Venting è invece più rilevante, il dato ha presentato una diminuzione nel 2014 (1,84 milioni di m^3) rispetto al 2013 (1,99 milioni di m^3).

Grafico 9: Quantità di gas inviato a venting [M m^3]



*Dato 2012 per lo Stoccaggio non rilevato

Il dato specifico di emissione del Venting nell'E&P per il 2014 (0,030 ton/kTep) è rimasto sostanzialmente in linea con il corrispettivo del 2013 (0,032 ton/kTep), così come nello Stoccaggio (da 0,09 a 0,10 ton per MSm^3 di gas movimentato).

1.4 EMISSIONI IN ATMOSFERA

Le attività Oil & Gas producono emissioni in atmosfera di natura e ammontare dipendenti dalle caratteristiche degli idrocarburi estratti e dalle quantità recuperabili dagli impianti.

Le emissioni sono generate durante la combustione del gas consumato per produrre energia o bruciato nel Flaring, e sono costituite principalmente da anidride carbonica (CO_2), ossidi di azoto (NOx) e ossidi di zolfo (SOx).

1.4.1 Emissioni di gas ad effetto serra

Le emissioni di gas serra – sostanzialmente anidride carbonica e metano – prodotte dagli impianti E&P dipendono dalla quantità di gas bruciato in torcia e dal consumo di energia elettrica e termica. Nel 2014 la quantità di Greenhouse Gas (GHG) è stata di 1,64 Mton CO_2 eq, cioè il 13% in meno rispetto all'ammontare prodotto nel 2012. La riduzione rilevata – in particolare tra il 2012 e il 2013 (-0,29 Mton CO_2 eq) – si può attribuire all'utilizzo di fonti meno impattanti nel mix di autoproduzione di energia.

Per quanto concerne l'indicatore delle emissioni specifiche di GHG, il suo valore è diminuito del 10% tra il 2012 e il 2013, una performance migliore della media mondiale. Nel 2014, l'Oil & Gas ha registrato un dato di emissione specifica pari a 134 ton CO_2 eq/kTep.

Grafico 10: Emissioni di GHG *[M ton/CO_2eq]*

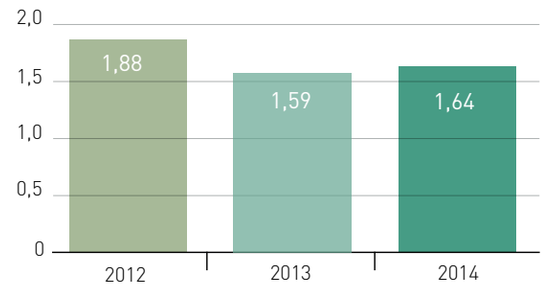
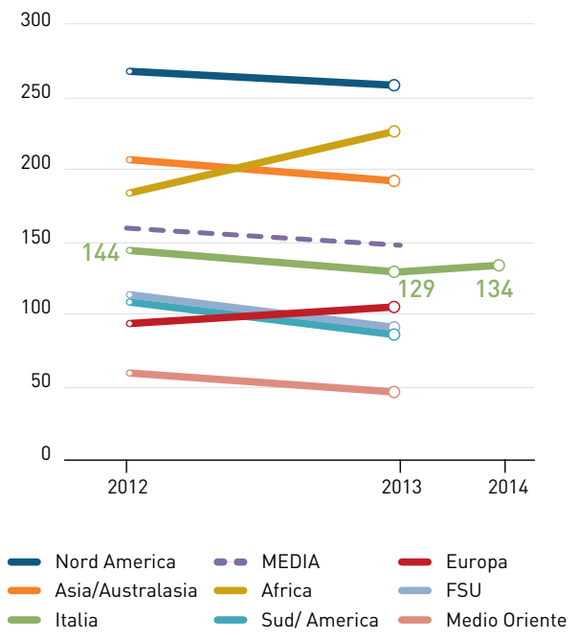


Grafico 11: Confronto internazionale sulle emissioni specifiche di GHG *[ton CO_2eq/kTep]*

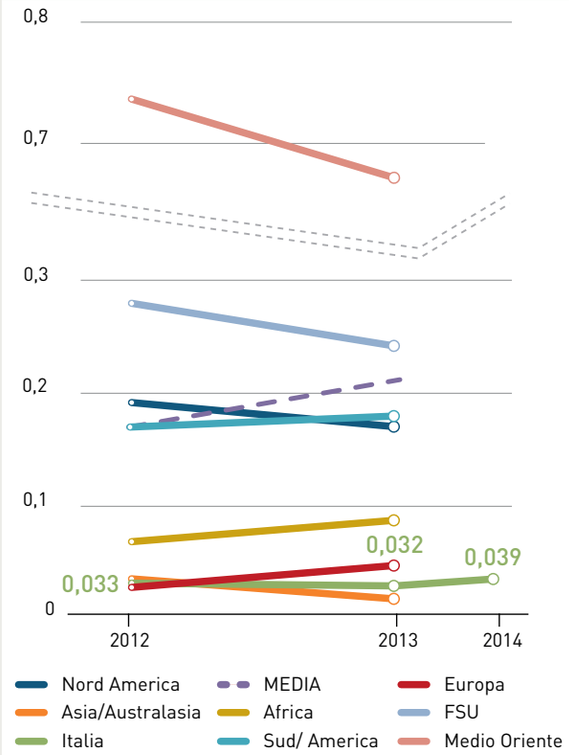


Per quanto riguarda le attività di stoccaggio, l'emissione di GHG nel 2014 è stata di circa 412 mila tonnellate contro le 425 mila del 2013, mentre l'emissione specifica è aumentata da 21,7 a 24,4 ton CO_2 eq/MSm^3 di gas movimentato.

1.4.2 Emissioni di ossidi di zolfo (SOx)

Nel 2013, la performance italiana per quanto riguarda l'indicatore specifico di emissione di SOx – tra lo 0,033 ton/kTep del 2012 e lo 0,039 ton/kTep del 2014 – si conferma ai primi posti a livello internazionale, rimanendo ben al di sotto della media mondiale e realizzando un risultato migliore della media europea.

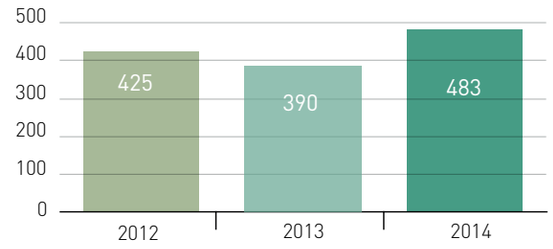
Grafico 12: Confronto internazionale sulle emissioni specifiche di SOx *[ton/kTep]*



Le emissioni di SOx degli impianti E&P dipendono in buona parte dai processi catalitici/termici necessari al recupero dello zolfo contenuto nel gas estratto e destinato all'autoproduzione di energia. Il recupero riguarda la quasi totalità dello zolfo, tanto che oltre il 90% della produzione mondiale di questa risorsa è ormai di provenienza petrolifera.

Nel 2014 le emissioni di SOx prodotte dall'attività in Italia hanno registrato un valore assoluto di 483 tonnellate, in aumento rispetto al biennio precedente. Anche in questo caso i valori sono dipesi dalla quantità e dal tipo di idrocarburi trattati (olio).

Grafico 13: Emissioni di SOx [ton]

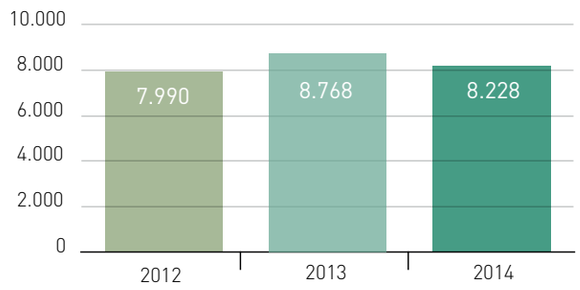


1.4.3 Emissioni di ossidi di azoto (NOx)

Negli impianti E&P, le emissioni di NOx sono legate alle alte temperature della combustione per produrre energia e al Flaring. La loro quantità dipende inoltre dalle apparecchiature utilizzate (turbine, motori endotermici, termocombustori).

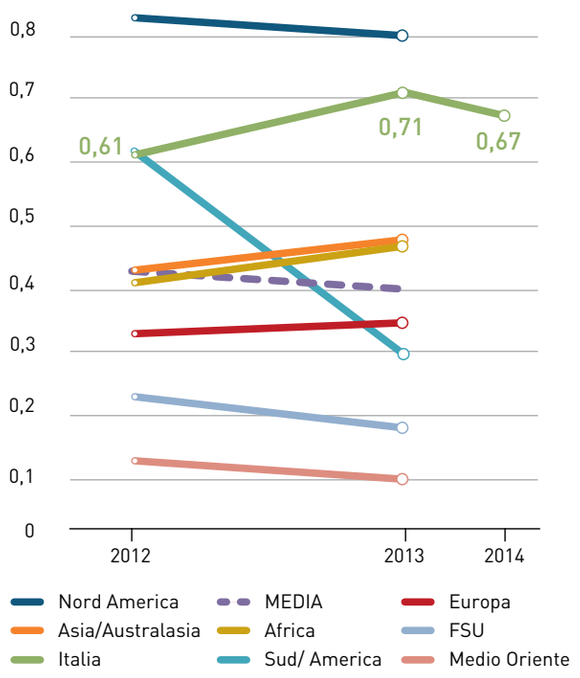
Nell'ultimo triennio, le emissioni di NOx si sono mantenute sostanzialmente stabili (+3% dal 2012 al 2014), aumentando tra il 2012 e il 2013, per poi diminuire nell'ultimo anno con un ammontare totale attestatosi a poco più di 8 mila tonnellate.

Grafico 14: Emissioni di NOx [ton]



L'indicatore di emissione specifica di NOx rispetto alla produzione di idrocarburi è risultato pari a 0,67 ton/kTep nel 2014, in calo del 5,6% rispetto al 2013. Il rendimento italiano è risultato meno performante sia rispetto alla media mondiale che a quella europea. Il confronto deve tuttavia tener conto della grandezza degli impianti e delle maggiori possibilità di recupero degli idrocarburi in Medio Oriente e in altre zone europee.

Grafico 15: Confronto internazionale sulle emissioni specifiche di NOx [ton/kTep]



Per lo Stoccaggio, l'emissione di NOx ha avuto un calo netto sia nel valore assoluto (da 349 a 228 ton), che nell'indicatore specifico di emissione, passato da 0,018 a 0,013 ton/MSm^3 di gas movimentato.

1.5 PRELIEVI E IMPIEGHI IDRICI

L'utilizzo dell'acqua è fondamentale per l'attività Oil & Gas. I prelievi di acqua da fonti di approvvigionamento in prossimità degli impianti e le successive restituzioni sono gestiti in modo da ottimizzare l'utilizzo delle risorse nel ciclo produttivo e limitare qualsiasi successivo tipo d'impatto.

1.5.1 Prelievo di acqua dolce

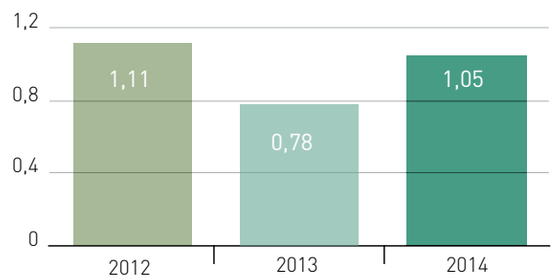
Gli impianti E&P utilizzano acqua dolce sia durante la fase di perforazione che in quella di estrazione. Nella prima fase, l'acqua è necessaria per la preparazione dei fanghi di perforazione, cioè quei fluidi (bentonite, polimeri speciali, ecc) a base acquosa utilizzati per la lubrificazione delle apparecchiature. Nella fase successiva, negli

impianti l'acqua è utilizzata per il raffreddamento dei macchinari, che generalmente avviene in circuiti chiusi attraverso il suo riciclo, e per le attività di manutenzione e lavaggio. Il maggiore o minore utilizzo di acqua dipende inoltre dai fabbisogni di vapore necessari al trattamento degli idrocarburi e quindi dalla tipologia di questi ultimi.

L'acqua viene approvvigionata da pozzi ad uso esclusivo o da forniture consortili come avviene per il Centro Olio della Val d'Agri, dove il Consorzio per lo Sviluppo Industriale della provincia di Potenza ne garantisce la fornitura.

Nel 2014, le operazioni E&P hanno richiesto il prelievo di poco più di 1 milione di m^3 di acqua dolce, un dato inferiore del 6% rispetto al corrispettivo del 2012, sebbene in aumento rispetto al 2013. La ripresa di un trend crescente del prelievo tra il 2013 e il 2014 è legata all'incremento delle attività in Val D'Agri e all'intensificarsi delle attività di trattamento degli idrocarburi nel distretto Centro Meridionale di Eni, a cui si è sommato l'effetto di un minore apporto proveniente dal processo di recupero delle condense.

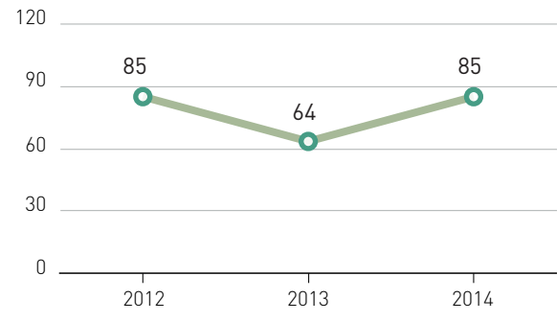
Grafico 16: Prelievi di acqua dolce [M m^3]



Per le attività di stoccaggio, l'acqua dolce prelevata è diminuita di 6 mila m^3, passando da poco più di 37 mila a 31 mila tra il 2013 e il 2014.

Nell'E&P, il dato relativo al prelievo specifico di acqua dolce rispetto alla produzione è ritornato a quota 85 ton/kTep, lo stesso valore del 2012, dopo la flessione avuta nel 2013.

Grafico 17: Prelievo specifico di acqua dolce [ton/kTep]



1.5.2 Restituzione di acqua di processo

Nel 2014, la quantità di acqua di processo restituita dell'E&P è stata di 700 mila m^3, un dato in linea con il precedente del 2013. Rispetto al 2012, nel successivo biennio si è registrata una diminuzione media del 27% del valore assoluto delle acque restituite, mentre dal 2012 al 2014 il dato specifico di restituzione di acqua di processo è passato da 72 ton/kTep a 57 ton/kTep.

Grafico 18: Restituzione di acqua di processo [M m^3]

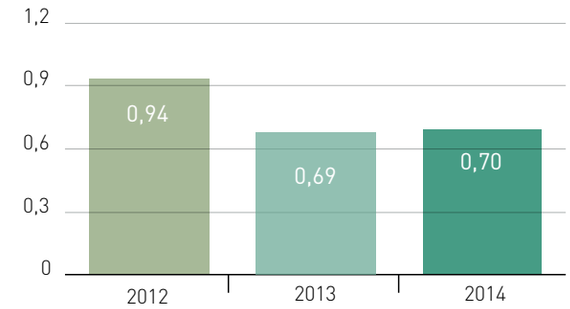
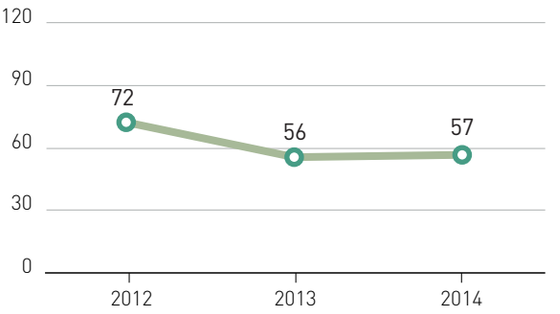


Grafico 19: Restituzione specifica di acqua di processo [ton/kTep]



La riduzione di tale indicatore è legata al fatto che nel 2014 una quantità di acqua di processo, pari a circa 200 mila m^3, è stata gestita come rifiuto invece che come scarico idrico, a causa del

superamento dei limiti imposti dalla normativa vigente.

1.6 GESTIONE DEI RIFIUTI

Nell'E&P, la produzione di rifiuti è legata alle diverse fasi dell'attività.

Tra i rifiuti prodotti dal comparto vi sono quelli di perforazione, i quali sono composti da roccia mista a fanghi.

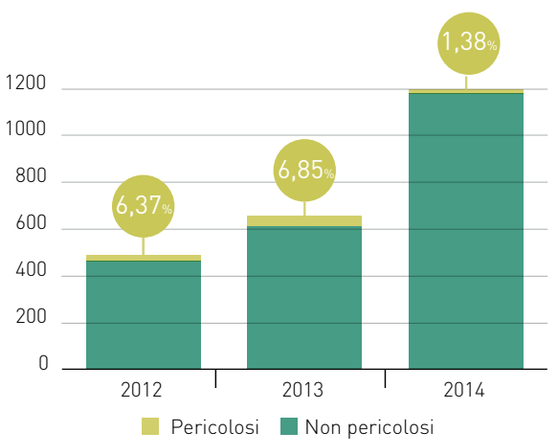
Altri rifiuti sono costituiti da parti di strutture e impianti utilizzati in fase di costruzione, manutenzione o dismissione.

Infine vanno considerate le acque non restituite o non re-iniettate che vengono trattate e smaltite come rifiuto.

A loro volta i rifiuti si dividono in "non pericolosi" e "pericolosi". Questi ultimi sono costituiti principalmente da rifiuti di perforazione contenenti prodotti chimici o oli.

I rifiuti (pericolosi e non) minerari o provenienti da manutenzione degli impianti sono avviati a recupero o smaltimento presso impianti tecnologicamente avanzati, rispondendo a normative e controlli puntuali delle Autorità di vigilanza ambientale e delle Sezioni territoriali dell'UNMIG.

Grafico 20: Produzione totale di rifiuti [k ton]



La produzione totale dei rifiuti nell'E&P è aumentata tra il 2012 e il 2014 da 500 mila a poco meno di 1,2 milioni di tonnellate. La variazione è da ascrivere alla quantità di acque di strato non re-iniettate e trattate come rifiuto, ad una quota delle acque dolci che dopo l'utilizzo non hanno potuto essere rilasciate come scarichi idrici, oltre che agli scarti prodotti da interventi di ordinaria e straordinaria manutenzione degli impianti.

DAL 2012 AL 2014
-50% DI RIFIUTI PERICOLOSI
PRODOTTI **DAL** SETTORE

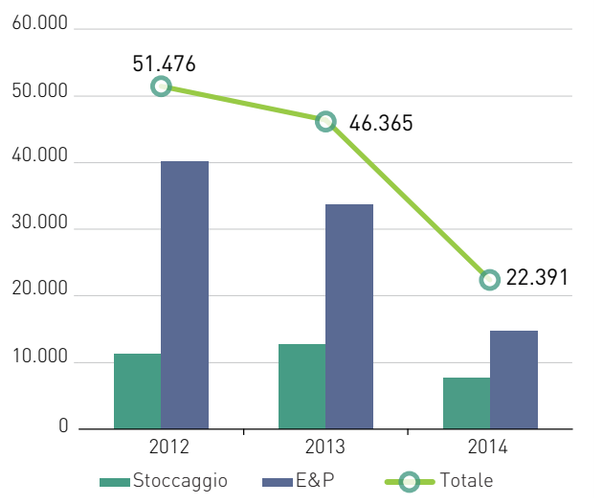
→ Rifiuti di perforazione

I soli rifiuti di perforazione prodotti dall'E&P nel 2014 sono stati pari a 77 mila tonnellate, in linea con il 2013, anno in cui si era registrato un incremento del 12% rispetto al 2012. La quantità di rifiuti di perforazione prodotta nel 2013 e 2014 è legata alle attività di side track e workover (non comprese nei dati UNMIG) condotte in diversi impianti di coltivazione al fine di incrementare l'efficienza produttiva, che hanno in parte compensato il rallentamento registrato nello stesso periodo nell'attività di sviluppo.

Si consideri che nel 2014 sono stati perforati 8 pozzi di sviluppo, tutti in mare, e nessuno di esplorazione, per complessivi 14,7 km (poco più di un terzo di quanto perforato nel 2012). Inoltre dal 2008 non sono state effettuate perforazioni di esplorazione in mare.

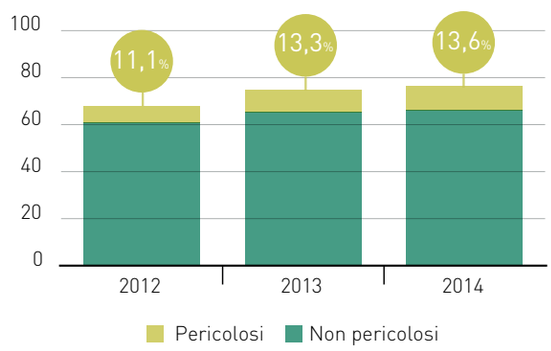
Nel 2014
nessun pozzo perforato per l'esplorazione

Grafico 21: Attività di perforazione [m perforati]



Nel periodo 2012-2014 la quantità di rifiuti pericolosi prodotta dal settore è diminuita del 50% (da 31.457 tonnellate nel 2012 a 16.576 tonnellate nel 2014), mentre la sua incidenza sul totale dei rifiuti prodotti è calata dal 6,4% del 2012 all'1,4% del 2014.

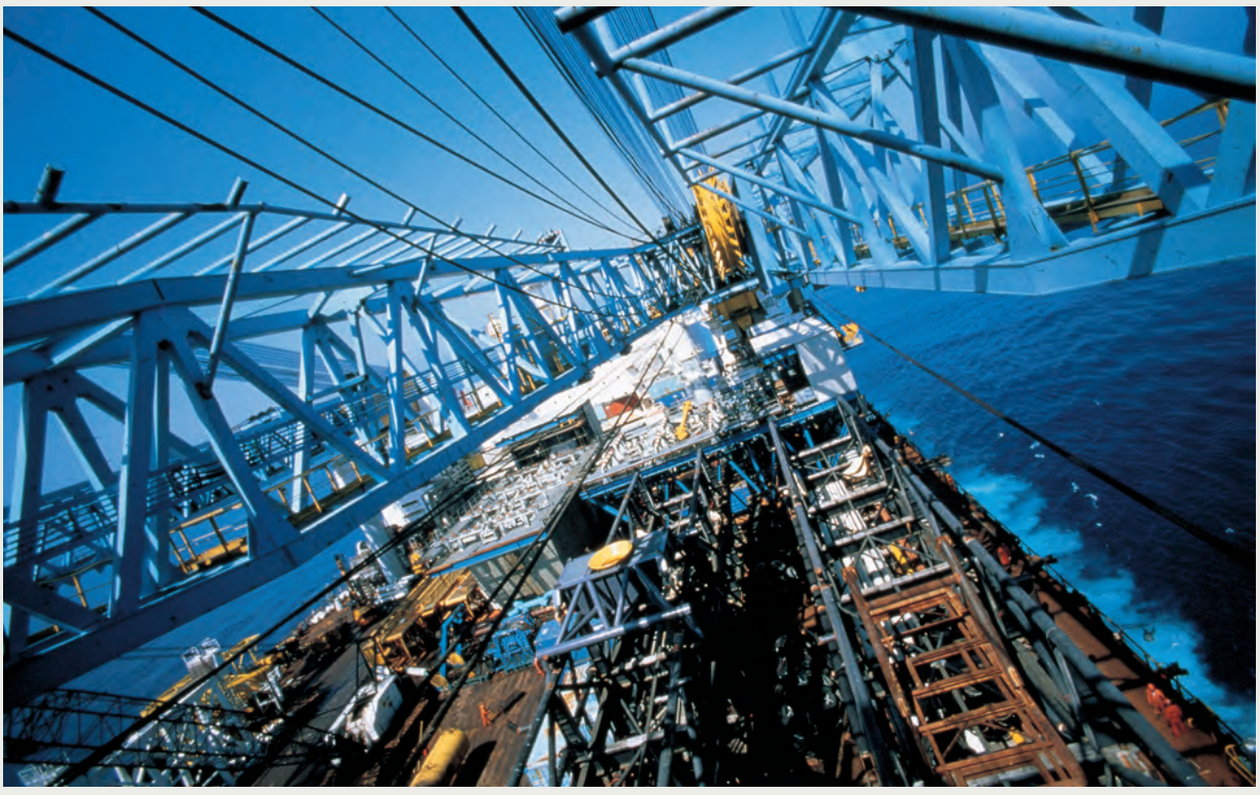
Grafico 22: Rifiuti di perforazione [k ton]



→ La gestione dei rifiuti nell'attività di stoccaggio

Per lo Stoccaggio i rifiuti complessivi generati nel 2014 sono stati pari a poco più di 28 mila tonnellate, diminuiti del 45% rispetto al 2013 (52 mila). Tra questi, i pericolosi sono stati il 6% nel 2013 e il 12% l'anno seguente.

Nello stesso arco di tempo si sono avuti un importante decremento dei rifiuti di perforazione – da 33.183 a 16.146 tonnellate – e una variazione altrettanto significativa della loro parte considerata pericolosa, ridottasi da 223 a 43 tonnellate.



2 PREVENZIONE DEI RISCHI E GESTIONE AMBIENTALE

SICUREZZA DEI LAVORATORI pag.31

CONTENIMENTO DEGLI SVERSAMENTI pag.34

PREVENZIONE DEI RISCHI E GESTIONE AMBIENTALE

Nell'ultimo triennio l'Oil & Gas ha consolidato le proprie performance ambientali e di sicurezza prestando sempre più attenzione alla prevenzione di ogni possibile rischio operativo e applicando rigorosamente le buone pratiche di gestione e le migliori tecnologie disponibili.

Per quanto riguarda l'E&P, gli investimenti e le spese correnti per la gestione degli impatti ambientali e della sicurezza sono aumentati da 50 milioni di Euro nel 2012 a 58 milioni di Euro nel 2014, mentre lo Stoccaggio, nel solo 2014, ha investito circa 54 milioni di Euro (41 milioni nel 2013). In questi investimenti è compreso il finanziamento per la formazione e l'aggiornamento in materia di salute, sicurezza e ambiente per gli addetti coinvolti nell'attività.

L'Oil & Gas è leader nell'adozione di procedure e sistemi accreditati secondo i più qualificati standard internazionali, finalizzati al miglioramento continuo delle prestazioni e sottoposti alla verifica periodica di enti terzi anche per il mantenimento delle certificazioni (ISO 14001, OHSAS 18001 e EMAS).

Gli impianti E&P e di Stoccaggio che ricadono nell'ambito di applicazione della normativa sui rischi da incidente rilevante, per la presenza al loro interno di sostanze pericolose superiori alle soglie previste dal D. Lgs 334/99 e successive modifiche ("Direttiva Seveso II"), sono: 12 stabilimenti di stoccaggio, 3 centri di trattamento olio e 6 depositi olio per un ammontare di 21 impianti che rappresentano l'1,8% del totale degli impianti "a rischio di incidente rilevante" censiti al 31-12-2014 sul territorio nazionale dal Ministero dell'Ambiente. In confronto, il settore con maggior peso (24%) è quello della distribuzione di gas liquefatto, mentre un 23,3% è costituito dagli stabilimenti chimici e petrolchimici.

→ Attività di verifica e controllo

Le attività operative nell'E&P sono continuamente monitorate da diversi Enti di controllo secondo le vigenti prescrizioni normative e autorizzative. Nel 2014, le sezioni territoriali UNMIG hanno compiuto 5.369 visite ispettive su apparecchiature

a pressione, apparati di sollevamento e impianti di messa a terra, con un incremento del 17,9% rispetto all'anno precedente, dopo che già nel 2013 le visite erano aumentate del 9,2%. Si è notevolmente innalzato anche il dato relativo ai controlli ambientali presso impianti di produzione e perforazione, condotti da UNMIG in collaborazione con altre Autorità competenti come le ARPA o ISPRA, passando da 181 nel 2012 a 507 nel 2014. Nel periodo esaminato, nessun Operatore ha ricevuto sanzioni per la violazione di norme ambientali.

DAL 2012 AL 2014
+17,9% CONTROLLI DELL'UNMIG
SULLE ATTIVITÀ OPERATIVE DEL SETTORE

Per le attività di stoccaggio vanno considerate anche le verifiche ispettive e le istruttorie condotte dai comitati tecnici regionali in materia di Direttiva Seveso.

2.1 SICUREZZA DEI LAVORATORI

Una caratteristica fondamentale dell'Oil & Gas è condurre le proprie operazioni secondo rigorose procedure, per garantirne il successo e la continuità nel tempo. Per tale ragione, il settore valuta e gestisce i rischi operativi in stretta relazione con l'obiettivo della tutela della salute e della sicurezza di chi opera sugli impianti.

La **performance** del settore sugli **infortuni** è **tra le migliori** nel contesto internazionale

La cultura della sicurezza integrata al business, sostenuta da continui investimenti in percorsi e iniziative di sensibilizzazione e formazione specifici per ciascuna mansione, ha consentito al settore di ottenere risultati importanti in termini di riduzione degli indici di frequenza degli infortuni, tanto da poter vantare performance tra le più virtuose nel contesto internazionale.

Va inoltre considerato che il LTIF del settore è tra i più bassi dell'industria italiana, come già evidenziato nel precedente rapporto.

Nel 2014, tra attività di ricerca, coltivazione e stoccaggio di idrocarburi, per un totale di 10 milioni di ore lavorate, si sono verificati 20 infortuni[3] con un calo fino al 44% rispetto al 2012. Si è trattato di una performance migliore rispetto al dato medio nazionale, che pur ha registrato una riduzione degli infortuni denunciati all'INAIL pari all'11% nel 2014 rispetto al 2012.

PREVENZIONE DEGLI INCIDENTI AMBIENTALI: IL SISTEMA CLEAN SEA

Il settore E&P sta sviluppando tecnologie sempre più avanzate per prevenire gli sversamenti accidentali e garantire un monitoraggio ambientale integrato e continuo. Eni, ad esempio, ha messo a punto un sistema robotizzato denominato CLEAN SEA *(Continuous Long-term Environmental Monitoring and Asset Integrity at Sea)*, in grado di eseguire in autonomia monitoraggi ambientali e ispezioni su impianti offshore, come la raccolta di campioni d'acqua intorno alle piattaforme. Lo strumento possiede inoltre la capacità di effettuare rilievi acustici e visivi dei fondali che riportano e localizzano eventuali anomalie. Le caratteristiche del veicolo robotizzato permettono un utilizzo sia in fase di monitoraggio che in fase di progettazione degli impianti, attraverso un rilievo morfologico del fondale e un'analisi approfondita dell'habitat marino. Per questi motivi il suo impiego può rivelarsi un supporto essenziale a garanzia della tutela ambientale.

[3] *Escluse le operazioni onshore della Sicilia in quanto il dato non è fornito dall'UNMIG*

Grafico 23: Infortuni denunciati [numero]

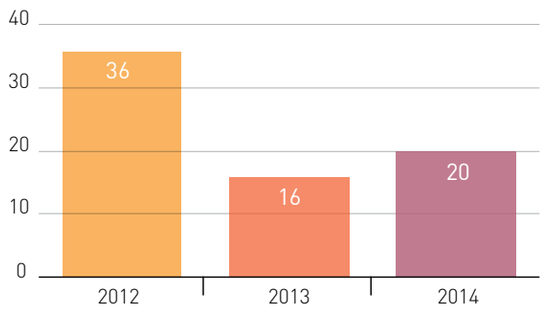
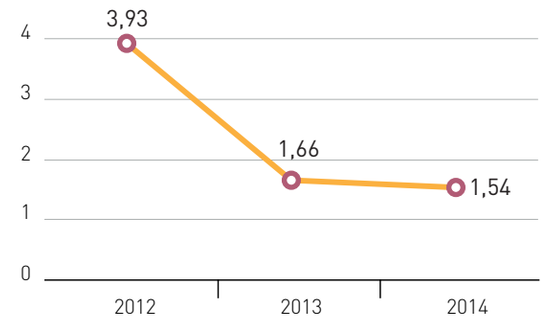


Grafico 24: Indice infortunistico LTIF
[n.infortuni/ milioni di ore lavorate]

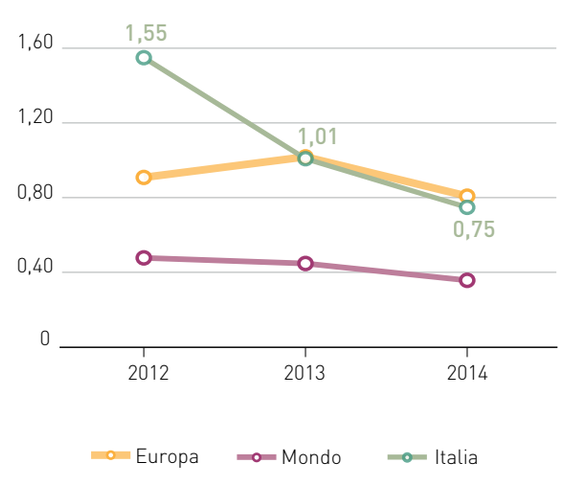


Sempre nel 2014, l'UNMIG ha calcolato per il settore un indice generale di frequenza degli infortuni, in rapporto alle ore lavorate di 1,54 con un miglioramento ulteriore rispetto sia al dato del 2013 (1,66) che a quello del 2012 (3,93).

Nessuno degli infortuni occorsi negli ultimi anni è risultato fatale. Dei 20 infortuni considerati, solo 5 sono stati classificati di entità grave, con prognosi superiore a 30 giorni.

La performance degli ultimi tre anni del settore, se confrontata in ambito internazionale, mostra un trend in sostanziale miglioramento. Dalle statistiche elaborate da IOGP (utilizzando parametri leggermente diversi da quelli INAIL/ UNMIG), emerge che il valore per l'Italia ha raggiunto e migliorato il confronto con l'Europa, mentre la media mondiale, fortemente condizionata dai grandi produttori, rimane inferiore.

Grafico 25: Confronto internazionale dell'indice infortunistico LTIF calcolato dall'IOGP



LA SICUREZZA SUI POSTI DI LAVORO: L'APPROCCIO BEHAVIOUR BASED SAFETY (BBS)

Le statistiche dimostrano che la maggior parte degli eventi infortunistici sono dovuti ad errati comportamenti assunti durante le normali mansioni lavorative e non, invece, a condizioni strutturali o tecniche. Il ricorso ad un approccio di Behaviour Based Safety (BBS) risulta dunque fondamentale per la riduzione degli infortuni e per l'incremento della cultura della sicurezza sul lavoro. Il settore adotta già da tempo questo tipo di approccio, implementando programmi strutturati per l'analisi dei comportamenti e il loro corretto svolgimento.

Questi progetti si concentrano sulle peculiarità delle singole mansioni e sui relativi rischi, al fine di prevenirli. Il modello prevede che i comportamenti più corretti vengano premiati perché economicamente e socialmente positivi per l'azienda. Tutte le funzioni e i livelli aziendali sono coinvolti nel processo, perché ognuno si senta responsabile nei propri compiti. In tale ambito, risulta decisivo il monitoraggio dei comportamenti per identificare le cause di condotte non sicure.

I progetti BBS del Settore

Alcuni importanti progetti in materia di Behaviour Based Safety sono stati organizzati dalle imprese del settore nel corso degli ultimi anni.

Edison Stoccaggio, ad esempio, sviluppa un percorso volto a incrementare la consapevolezza del personale sulla percezione del rischio, nei casi in cui le disposizioni di sicurezza non arrivino a coprire le specifiche circostanze operative e dove la decisione discrezionale sia in grado di fare la differenza.

Eni organizza "Eni in Safety", progetto che ha l'obiettivo di rendere la cultura della sicurezza sempre più forte e di diffonderne i valori in maniera capillare nell'organizzazione. Inoltre promuove road show itineranti per la promozione del dialogo sul tema con il coinvolgimento dei *contractors* e un sistema che premia le performance di sicurezza del personale.

Anche Total E&P Italia ha intrapreso un progetto di cultura della sicurezza, chiamato "Io Sicuro", che coinvolge tutti gli ambiti aziendali e che agisce per raggiungere 5 obiettivi: instaurare un dialogo proficuo tra lavoratori e responsabili; favorire un controllo reciproco di sicurezza tra compagni di lavoro sui corretti comportamenti da tenere; premiare i comportamenti esemplari; sviluppare una diffusa consapevolezza del rischio; assicurarsi la piena partecipazione di appaltatori e contrattisti.

2.2 CONTENIMENTO DEGLI SVERSAMENTI

Le prassi di gestione del rischio adottate dagli Operatori E&P hanno contribuito in modo significativo alle ottime prestazioni in materia di prevenzione e contenimento degli incidenti ambientali. Una particolare attenzione è infatti dedicata alla gestione delle emergenze che si possono verificare durante lo svolgimento delle singole attività. Le prassi operative prevedono, ad esempio nell'ipotesi di uno sversamento, misure adatte per contenere e recuperare gli idrocarburi fuoriusciti ed eventualmente per bonificare le aree contaminate.

I risultati ottenuti nel corso del 2014 confermano le operazioni italiane ai vertici delle statistiche internazionali, con il record di zero sversamenti di idrocarburi in mare, dove sono presenti 106 piattaforme produttive, e un solo caso registrato a terra, in diminuzione sia rispetto al 2012 (5 casi), che al 2013 (3 casi).

Analizzando gli indicatori relativi agli sversamenti specifici di olio nelle attività a terra, si registra un trend in forte diminuzione, da 0,70 eventi per milione di Tep nel 2012 a 0,14 nel 2014, mentre nello stesso periodo non ci sono stati casi nell'offshore. Ciò ha consentito un miglioramento della performance media italiana che già nel 2013 era salita dal 3° al 1° posto nel ranking internazionale.

Zero sversamenti di idrocarburi **in mare**: **Italia ai vertici** delle statistiche internazionali

Grafico 26: Confronto internazionale del numero di sversamenti olio > 1bbl specifico per area [n/MTep]

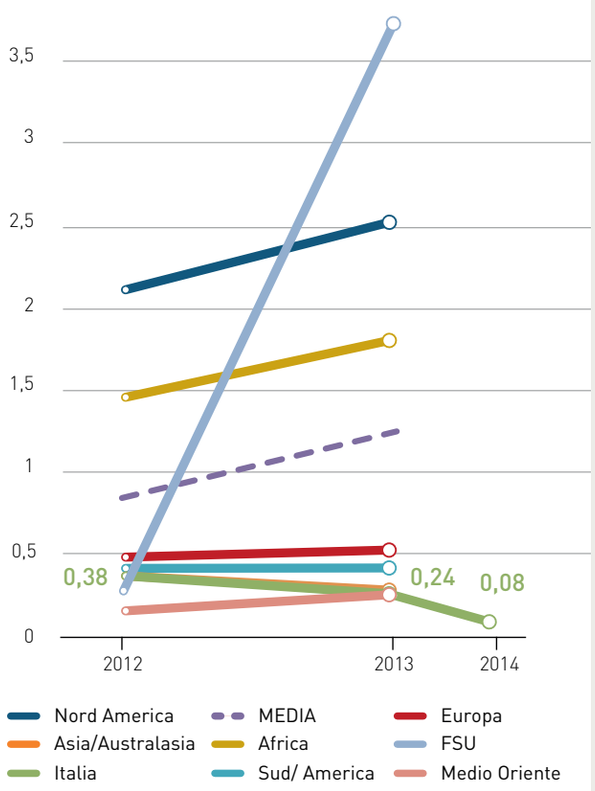
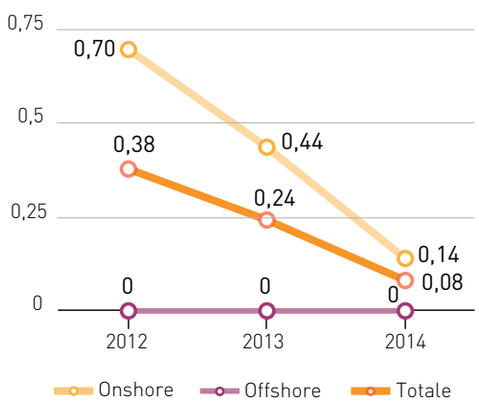


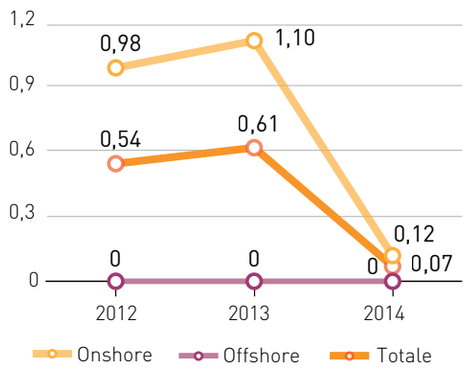
Grafico 27: Sversamenti olio specifici>1bbl [n/MTep]



Nell'ultimo anno, inoltre, la quantità di olio sversato in rapporto alla produzione si è drasticamente ridotta nell'onshore (-89%), portando la media italiana da 0,61 a 0,07 ton/MTep nel 2014. Da notare che la performance italiana era già tra le migliori a livello internazionale sia nel 2012 che nel 2013.

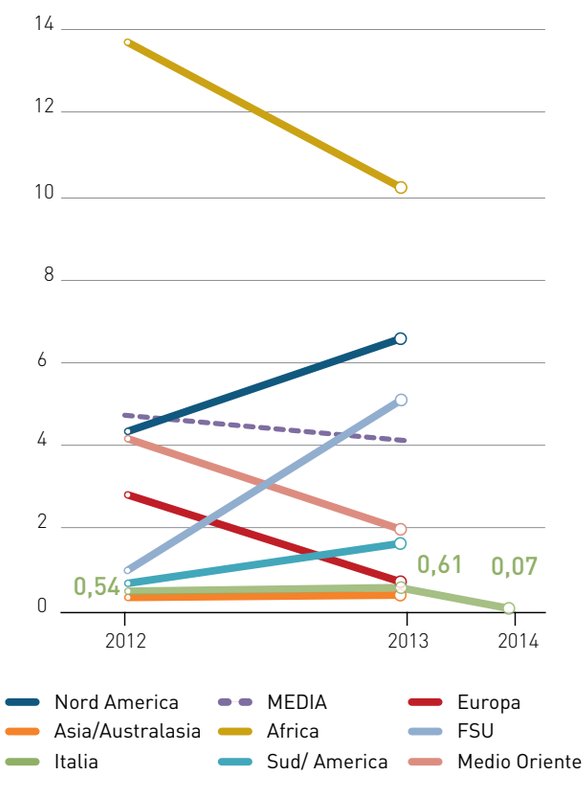
NEL 2014
NELL' ONSHORE
-89% DI OLIO
SVERSATO
IN RAPPORTO
ALLA PRODUZIONE

Grafico 28: Sversamenti olio specifici>1bbl [ton/MTep]



Nel 2014, l'**Italia** ha **ridotto** il numero di **sversamenti di olio: unico paese** a livello internazionale

Grafico 29: Confronto internazionale della quantità di sversamenti olio > 1bbl [ton/MTep]



LA COLLABORAZIONE PER LA PREVENZIONE DEGLI INCIDENTI E DEGLI SVERSAMENTI

Nell'ottica di assicurare interventi tempestivi ed efficaci in caso di incidente ambientale, Operatori e Istituzioni locali hanno messo a punto delle procedure al fine di governare efficacemente possibili emergenze in mare. Ad esempio Edison, nel 2014, ha effettuato esercitazioni di emergenza senza preavviso, simulando in particolare la collisione di una nave contro la piattaforma di estrazione e stoccaggio Rospo Mare, con conseguente sversamento di olio. L'esercitazione ha comportato l'intervento della capitaneria di porto di Termoli e si è conclusa in modo positivo.

3

SOSTENIBILITÀ, AMBIENTE E BIODIVERSITÀ NEL TERRITORIO

AREE OCCUPATE ED UTILIZZO DEL SUOLO pag.41

L'ESPERIENZA DEL LABORATORIO CAVONE SULL'ASSENZA DI CORRELAZIONE TRA ATTIVITÀ OIL & GAS E SISMICITÀ pag.42

LA COESISTENZA DEL SETTORE E&P CON ALTRE ATTIVITÀ ECONOMICHE SUI TERRITORI pag.43

SOSTENIBILITÀ, AMBIENTE E BIODIVERSITÀ NEL TERRITORIO

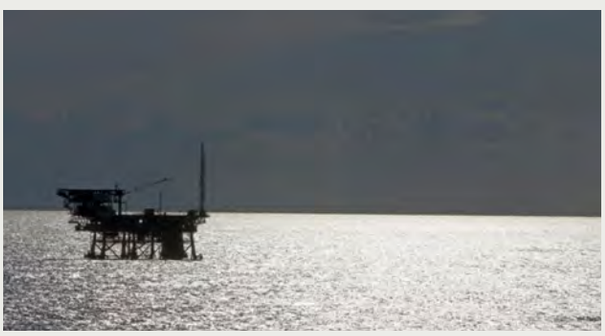
Una misura della compatibilità delle operazioni Oil & Gas con l'ecosistema che le accoglie è data dall'assenza di alterazioni generate nel contesto in cui si svolgono; un contesto dove vi è presenza di forme di vita animale e vegetale e in cui hanno luogo molteplici attività economiche ed industriali.

Impegno costante degli Operatori è quello di sviluppare le proprie attività sulla base d'una approfondita conoscenza degli aspetti sopra ricordati, con l'obiettivo di assicurare un loro scrupoloso rispetto.

In Italia **nessun impianto** è collocato **in aree** sottoposte **a tutela ambientale** o in zone **limitrofe**

In conformità alla normativa italiana ogni progetto di investimento è sottoposto a Valutazioni di Impatto Ambientale (VIA) anche per stimarne la sostenibilità in relazione alle situazioni ambientali esistenti. Nell'eventualità di effetti significativi rispetto a siti e particolari contesti territoriali, gli interventi vengono sottoposti anche ad una preventiva Valutazione di Incidenza (VINCA). È prevista, infine, l'applicazione dell'Autorizzazione Unica Ambientale (AUA) e dell'Autorizzazione Integrata Ambientale (AIA) su aspetti particolari o complessivi contemplati dai progetti.

Va inoltre considerato che in Italia nessun impianto è collocato in aree sottoposte a tutela ambientale.



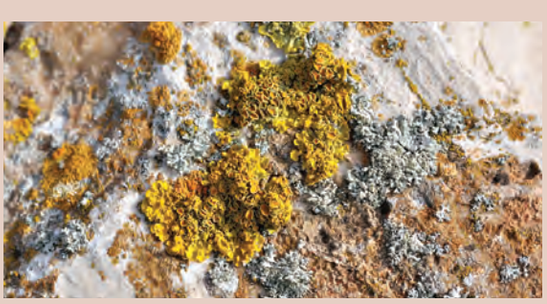
MITIGAZIONE DEGLI IMPATTI SULLA BIODIVERSITÀ E RELATIVO MONITORAGGIO

Esistono vari esempi di attività volte a preservare la biodiversità in aree di interesse ambientale.

Il progetto AgriBioDiversity (ABD), che Eni ha iniziato su base volontaria nel 2003 e concluso nel 2007, ha descritto lo stato dell'ambiente naturale della Val d'Agri e le basi scientifiche per la gestione della tematica della biodiversità secondo le buone pratiche internazionali. I risultati ottenuti sono stati sviluppati da Eni a partire dal 2008 con un Piano d'Azione Biodiversità (BAP), tutt'ora in corso, focalizzato a mitigare e ripristinare gli effetti associati alle attività operative correnti. Tale piano include azioni di mitigazione e di monitoraggio.

Un altro progetto di monitoraggio della biodiversità in terraferma è quello che Total ha implementato nell'area di Tempa Rossa, per avere un quadro dello stato dell'ambiente prima dell'avvio delle attività estrattive, la cosiddetta BaseLine Ambientale.

Il progetto prevede l'analisi delle principali matrici ambientali, per la flora e per la fauna. In particolare per la flora vengono monitorate le condizioni vegetative, fitosanitarie e del bio-accumulo degli alberi di pregio da preservare.



L'ESTRANEITÀ DELL'ATTIVITÀ E&P RISPETTO ALLO SPIAGGIAMENTO DI CETACEI NELL'ADRIATICO

Nella ricerca di idrocarburi gli Operatori utilizzano rilievi geofisici per identificare la conformazione del giacimento. Lo strumento più utilizzato è quello della sismica di riflessione, adoperato non solo nel settore degli idrocarburi, ma anche da enti di ricerca scientifica nell'ambito della geologia marina.

Nel 2014, l'utilizzo di questi strumenti è stato oggetto di controversia sulla base di ipotesi non suffragate da dati fattuali né scientifici, a seguito dello spiaggiamento di alcuni cetacei in Adriatico, l'ultimo dei quali è avvenuto sul litorale di Vasto (CH) nel settembre del 2014.

Al riguardo, l'analisi necroscopica sulle carcasse degli animali effettuata dall'Università di Padova tramite il Cetaceans strending Emergency Response Team (CERT) ha escluso qualsiasi implicazione legata alla ricerca degli idrocarburi in mare. Va considerato, in aggiunta, che nell'Adriatico italiano non vengono effettuati rilievi geofisici da anni.

Anche a livello internazionale non vi è alcuna evidenza scientifica della correlazione tra attività di ricerca di idrocarburi e fenomeni di disorientamento dei cetacei.

PROGETTI DI BIOMONITORAGGIO IN AMBIENTE MARINO

Gli Operatori hanno avviato progetti pilota per accrescere l'efficacia del biomonitoraggio dell'acqua marina. Tra questi si colloca il progetto "Mosselmonitor" iniziato nel 2014 presso una delle piattaforme offshore del complesso Rospo Mare. Realizzato da Edison in collaborazione con il Reparto di Biologia marina e Pesca dell'Istituto Zooprofilattico Sperimentale dell'Abruzzo e del Molise (IZSAM), "Mosselmonitor" prevede l'utilizzo di organismi bioindicatori, come il Mytilus galloprovincialis, con la funzione di biosensori. Gli organismi, opportunamente integrati in un circuito a flusso continuo di acqua marina, mostrano comportamenti differenti in presenza di alterazioni della qualità delle acque. I dati finora raccolti hanno permesso di ampliare le conoscenze sul comportamento dei mitili in aree ad impatto antropico come le piattaforme.

Nei prossimi anni il progetto vedrà l'aggiunta del monitoraggio anche per le specie sottomarine e nelle diverse installazioni del campo Rospo Mare, tramite l'ausilio di un biologo specializzato dell'IZSAM.

GLI ACCORDI TERRITORIALI PER IL RIEQUILIBRIO AMBIENTALE

Gli Enti locali si possono avvalere del diritto, previsto dalla legge 239/2004, di stipulare accordi con gli Operatori per la realizzazione di misure di riequilibrio ambientale e territoriale. Gli introiti provenienti da questi accordi sono destinati a progetti di supporto territoriale. È il caso, ad esempio, del comune di Ragusa che, nell'aprile del 2014, ha prolungato un accordo stipulato quattro anni prima con Enimed, Edison e Irminio per destinare fondi ad un progetto di riqualificazione dell'illuminazione, altrimenti a carico dell'Amministrazione comunale.

Sempre nell'aprile 2014, è stato approvato dai comuni dell'Area Tempa Rossa l'accordo del 2008 tra Regione e Total E&P Italia che, oltre alle compensazioni economiche per tre comuni dell'area, prevede la fornitura gratuita di gas naturale ai distributori fino al fine vita del giacimento. Una quota del gas estratto dal giacimento sarà inoltre destinata ad un ulteriore abbattimento della bolletta energetica delle famiglie appartenenti alle fasce più deboli della comunità.

ISTRUZIONE E SPECIALIZZAZIONE FORMATIVA COME MOTORE DELLO SVILUPPO LOCALE

Gli Operatori presenti in Val d'Agri e nelle aree limitrofe hanno messo a punto progetti di formazione scolastica utili a valorizzare la biodiversità e lo sviluppo sostenibile.

In particolare, gli Operatori si sono rivolti al sistema universitario per promuovere iniziative volte a sviluppare le grandi risorse naturali del territorio lucano. È questo l'obiettivo del Master di II livello in Petroleum Geoscience avviato nel 2014 e promosso dall'Università degli Studi della Basilicata, in collaborazione con gli operatori Total e Shell. Il Master fornisce competenze utili per la formazione di figure professionali altamente qualificate, come ad esempio gli esperti di sviluppo dei campi petroliferi (field developer) e gli esperti di sviluppo di un sito (petroleum geoscientist).

Le competenze acquisite potranno essere sfruttate anche nell'ambito più generale delle georisorse, come nei settori dell'idrogeologia, della prospezione e dello sfruttamento dell'energia geotermica o dello Stoccaggio.

3.1 AREE OCCUPATE E UTILIZZO DEL SUOLO

Al 31 dicembre 2014, risultano presenti nelle 201 concessioni di coltivazione italiane 894 pozzi produttivi, di cui 695 a gas e 199 ad olio, 532 ubicati in terra e 362 in mare. A questi si aggiungono 78 centrali di raccolta e trattamento a gas e 14 centrali ad olio.

Sono inoltre vigenti 15 concessioni di stoccaggio (10 in attività), con 359 pozzi di stoccaggio e 14 centrali.

L'area di una concessione E&P in Italia, tra onshore e offshore, è in media di circa 9 mila ettari (ha), in minima parte effettivamente occupati dagli impianti per l'attività. Le centrali di trattamento olio o gas occupano, infatti, 198 ha di suolo, mentre le strutture offshore per l'E&P (comprese 3 navi FPSO) impegnano 13,3 ha.

La superficie complessiva occupata dagli impianti E&P ha un'incidenza dello 0,07% sul totale del suolo consumato in Italia (21.000 km^2, pari al 7% dell'intera superficie del territorio nazionale, secondo stime ISPRA). Rispetto al 2012, ad esempio, la superficie media occupata da un impianto E&P (centri olio e gas, strutture offshore) è rimasta sostanzialmente invariata, passando da 1 a 1,1 ettari.

L'incidenza degli impianti E&P sull'occupazione complessiva del suolo è dunque assolutamente marginale rispetto alla crescita significativa di quest'ultima su base giornaliera (55 ha in media).

Alle dimensioni sopra descritte va aggiunta l'area complessiva occupata dalle piazzole dei pozzi onshore. Esse hanno un'estensione media di circa un ettaro, di cui solo il 10% è interessata da impianti (la parte rimanente è costituita da piazzali e aree di manovra).

Nei prossimi anni, secondo la Strategia Energetica Nazionale, la superficie occupata dagli impianti di produzione di idrocarburi dovrà diminuire, poiché è previsto un aumento della produzione contestuale ad una riduzione del 5% della superficie, grazie all'ottimizzazione degli impianti.

*Tabella 1: Estensione degli impianti**

INDICATORE	Numero di impianti	Valore totale	Valore medio
		in ettari	
Estensione dei centri oli (onshore)	13	97,1	7,5
Estensione delle centrali gas (onshore)	64	101,2	1,6
Estensione delle piattaforme oli (offshore)	13	4,3	0,3
Estensione delle piattaforme gas (offshore)	108	9	0,1
Totale estensione impianti onshore e offshore	**198**	**212**	**1,1**

* *Nota 1: il valore areale dei centri oli e delle centrali gas non comprende le aree delle piazzole dei pozzi in quanto il dato non è disponibile.*
Nota 2: tra le piattaforme sono state conteggiate anche quelle di supporto alla produzione (FPSO, ecc.) e le strutture attualmente non operative
Nota 3: il numero di impianti comprende solo quegli impianti per i quali il database UNMIG fornisce informazioni sulla dimensione (l'87% degli impianti elencati nel database UNMIG).

Tabella 2: Area delle concessioni in esclusiva

INDICATORE	Olio		Gas		Non Produttive		Totale
	Onshore	Offshore	Onshore	Offshore	Onshore	Offshore	
Concessioni di coltivazione	10	6	64	41	58	22	**201**
Aree delle concessioni in esclusiva *(ha)*	126.834	178.644	398.759	441.030	365.594	295.345	**1.806.206**
Area media delle concessioni *(ha/conc)*	12.683	29.774	6.231	10.757	6.303	13.425	**8.986**

3.2 L'ESPERIENZA DEL LABORATORIO CAVONE SULL'ASSENZA DI CORRELAZIONE TRA ATTIVITÀ OIL & GAS E SISMICITÀ

Nel 2014, il Laboratorio Cavone ha sviluppato, nell'arco di 90 giorni, un'attività di monitoraggio e ricerca in grado di fornire una risposta esauriente e inequivocabile al presunto collegamento tra lo sfruttamento di idrocarburi nella concessione di coltivazione Mirandola, e gli eventi sismici verificatisi in Emilia nel maggio 2012. Il Laboratorio Cavone è stato istituito nell'aprile del 2014 con la firma di un Protocollo da parte del MiSE, della Regione Emilia-Romagna e della SPE – Società Padana Energia, titolare della suddetta concessione, con il patrocinio di Assomineraria.

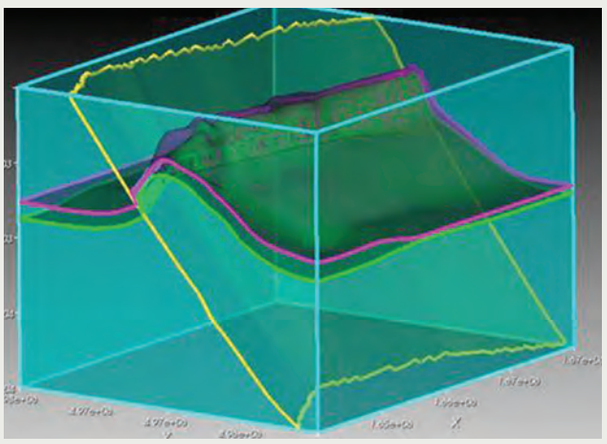
La SPE, in sostanza, ha accolto la richiesta del MiSE e della Regione di subordinare, in via esclusiva, le operazioni in corso nella concessione allo svolgimento delle azioni previste dal Protocollo, riguardanti l'aggiornamento del modello statico e dinamico del giacimento ed il suo utilizzo. Ciò allo scopo di chiarire il ruolo dell'attività di coltivazione di quest'ultimo in relazione alla suddetta sequenza sismica e, in particolare, l'influenza o meno dell'iniezione/produzione di fluidi negli aumenti di pressione sulle faglie.

Non vi sono ragioni fisiche per ritenere che le **attività di produzione e re-iniezione** del campo di **Cavone abbiano innescato la sequenza del maggio 2012**

Lo studio di giacimento è stato svolto con il concorso di sei accademici statunitensi, ciascuno dei quali con competenze specifiche in materia. Si è trattato di una collaborazione che ha permesso l'utilizzo dei più avanzati strumenti di modellizzazione nel settore della ricerca mineraria. Più in dettaglio, dopo l'installazione della strumentazione di misura, sono avvenute in sequenza temporale:

- prove di strato e prove di pozzo con re-iniezione ferma e produzione da un pozzo alla volta;
- prove di iniettività con re-iniezione di 600 m^3/giorno di acqua di strato per 96 ore, mantenendo i pozzi produttivi in attività;
- blocco della re-iniezione, mantenendo attiva la produzione da tutti i pozzi.

Le prove di interferenza/iniettività ai pozzi, terminate a metà giugno 2014, hanno portato all'acquisizione di oltre 1 milione di dati di valore di pressione e temperatura e di 5.000 valori di portata. I risultati ottenuti indicano che le variazioni di pressione generate dall'iniezione d'acqua, e dalla produzione di fluidi dal giacimento, non sono significative e si esauriscono nei pozzi ai bordi del giacimento, in un raggio cioè di 500 m, mentre il sisma del 20 maggio 2012 è risultato distante 20 km dall'area di re-iniezione/produzione, vale a dire 40 volte la distanza massima dal perimetro entro il quale sono avvenute le operazioni sopra descritte. Dunque, la localizzazione del terremoto si è verificata al di fuori dell'area di influenza delle attività di coltivazione del campo Cavone.



Al termine dei lavori del Laboratorio, l'aggiornamento dello studio di giacimento di Cavone, basato sullo sviluppo di un modello combinato geomeccanico e geodinamico, è stato sottoposto dal MiSE e dalla Regione Emilia-Romagna all'esame dell'Istituto Nazionale di Geofisica e Vulcanologia (INGV), che ha emesso uno specifico rapporto di validazione.

Sulla base delle risultanze così acquisite, i firmatari del Protocollo hanno convenuto in conclusione sul fatto che *"non vi sono ragioni*

IL MONITORAGGIO MICROSISMICO NEL SITO DI MINERBIO

In corrispondenza del giacimento di Minerbio, sito di stoccaggio operato da Stogit e ubicato a nord-est di Bologna, è attiva fin dal 1979 una rete di monitoraggio microsismico di superficie. Questa è composta da tre stazioni equipaggiate con sismometri a tre componenti e dotate di strumentazione digitale ad elevata tecnologia. Da dicembre 2014 la rete di superficie di Minerbio è stata integrata con una stazione collocata in un pozzo dedicato, con strumentazione posizionata a profondità corrispondente a quella del giacimento di stoccaggio. Questa stazione profonda consente di integrare i dati acquisiti dalla rete di superficie, rilevando e localizzando eventuali microsismi anche di bassissima intensità. Tutti i dati finora acquisiti dalla rete di monitoraggio evidenziano che l'area di Minerbio è caratterizzata unicamente da sismicità naturale.

Nel sito di Minerbio è inoltre attivo, dal 2003, il monitoraggio degli aspetti di deformazione del suolo come la subsidenza, attraverso l'interpretazione di immagini radar satellitari e, dal 2008, l'acquisizione di dati in continuo con apposita strumentazione. I dati relativi a questi monitoraggi evidenziano come il tasso di subsidenza in corrispondenza dell'area del giacimento sia in linea con i dati regionali, a conferma dell'assenza di variazioni locali ricollegabili all'attività di stoccaggio.

Più di recente il sito di Minerbio è stato inserito, insieme alla concessione di coltivazione di idrocarburi di Mirandola e alla concessione per l'attività geotermica di Casaglia, in un "Accordo Operativo" tra MiSE e la Regione Emilia-Romagna. L' Accordo prevede la sperimentazione degli Indirizzi e delle Linee Guida per il monitoraggio della sismicità, delle deformazioni del suolo e delle pressioni di poro nell'ambito delle attività antropiche, pubblicati dal MiSE nel novembre 2014 a seguito delle conclusioni del Rapporto ICHESE (International Commission on Hydrocarbon Exploration and Seismicity in the Emilia Region).

fisiche per ritenere che le attività di produzione e re-iniezione del campo di Cavone abbiano innescato la sequenza del maggio 2012".

L'intera esperienza del Laboratorio Cavone è stata accompagnata da una continua e puntuale attività di reportistica e di comunicazione. A tal fine, oltre all'attivazione del sito internet *www.labcavone.it*, da parte di Assomineraria è stata sviluppata una sezione dedicata al progetto all'interno del proprio portale *(www.assominerariacavone.org)*, dove sono disponibili una dettagliata rassegna stampa, l'intera documentazione scientifica relativa all'attività del Laboratorio, insieme alle informazioni ed ai dati rilevati dalle prove svolte. Tutto il materiale raccolto è stato messo a disposizione del mondo accademico e degli studiosi che intendano consultarlo, per la visualizzazione dei dati relativi alla sismicità di tutta l'area della bassa modenese e per una più vasta superficie di circa 8.000 km^2.

L'esperienza del Laboratorio Cavone è un'ulteriore dimostrazione che esistono gli strumenti di monitoraggio e controllo dell' attività di coltivazione degli idrocarburi grazie ai quali si può guardare con fiducia, sotto il profilo della sostenibilità ambientale, alla valorizzazione delle risorse nazionali del sottosuolo.

3.3 LA COESISTENZA DEL SETTORE E&P CON ALTRE ATTIVITÀ ECONOMICHE SUI TERRITORI

Nel 2013 gli Operatori Oil & Gas presenti in Italia hanno affidato al RIE – Ricerche Industriali Energetiche il compito di analizzare la correlazione tra attività E&P e Agricoltura, Pesca e Turismo. Lo Studio[4] non solo ha accertato la non correlazione tra i diversi settori, ma ha anche evidenziato numerosi esempi di coesistenza positiva in cui sono coinvolte le attività di idrocarburi. Questi esempi sono stati affiancati da una raccolta di case history provenienti anche dall'estero, in particolare da Francia, UK e Norvegia, dove spesso il legislatore ha favorito la coesistenza con strumenti normativi specifici.

[4] *"La coesistenza tra idrocarburi e territorio in Italia – Esperienze e proposte d'integrazione tra Upstream Oil & Gas e Agricoltura, Pesca e Turismo", a cura di Alberto Clô e Lisa Orlandi, Editrice Compositori, Bologna, 2014*

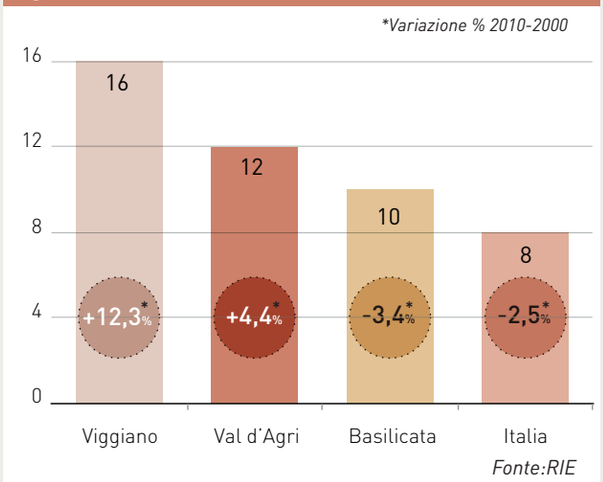
Lo studio fornisce dati ed esempi fattuali e ha destato l'interesse di esperti internazionali e Istituzioni europee.

→ Agricoltura

Il caso più sorprendente di assenza di influenze critiche dell'attività di idrocarburi sul comparto agricolo è fornito dall'aumento della superficie agricola utilizzata in Val d'Agri, in controtendenza con l'andamento regionale e nazionale. Non solo, in Val d'Agri è cresciuta anche la dimensione media delle imprese soprattutto nei comuni interessati dall'attività estrattiva.

In Sicilia, inoltre, si ha un esempio positivo e originale per l'Italia, ma già esistente all'estero, di coesistenza tra idrocarburi e agricoltura, grazie all'impianto di cogenerazione nella concessione Irminio (v. BOX – "La cogenerazione a servizio del territorio", nel cap. 1.1)

***Grafico 30:Confronto nazionale dimensione aziende agricole** [SAU media 2010 ha/azienda]*



Fonte:RIE

→ Pesca

Un esempio significativo di non interferenza tra industria ittica e attività Oil & Gas è fornito dal diverso andamento dell'export ittico in regioni come l'Emilia-Romagna, le Marche, l'Abruzzo e la Sicilia, tutte interessate nell'offshore da operazioni minerarie.

Per quanto riguarda invece la coesistenza tra questi tipi di attività, un caso rilevante è rappresentato dall'Emilia-Romagna, anche in considerazione delle sue antiche tradizioni pescherecce. In particolare è da ricordare l'esempio del ravennate, dove la pratica della pulizia e disincrostazione delle piattaforme dalle cozze ha portato allo sviluppo di cooperative di pescatori che ancora oggi effettuano la raccolta, il controllo e l'immissione al consumo dei molluschi prelevati.

Altro caso di spicco è quello di Pozzallo in Sicilia, dove il comune ha istituito una commissione consiliare incaricata di dialogare con tutte le realtà economiche, soprattutto nel settore ittico, che insistono nelle immediate vicinanze della città, come passo verso una maggior collaborazione tra gli attori locali.

In Veneto, infine, il Consorzio dello Sviluppo del Polesine ha negoziato, con la società di gestione dell'impianto di rigassificazione Adriatic LNG, fondi per finanziare iniziative di valorizzazione della pesca e dei prodotti enogastronomici locali. A sua volta la società, durante la posa e il monitoraggio ambientale delle condotte, ha coinvolto gli operatori ittici e le associazioni ambientaliste, mantenendo un dialogo di qualità con gli stakeholder territoriali.

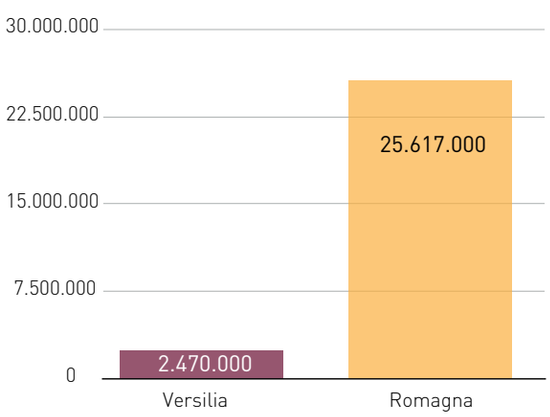
→ Turismo

Nel decennio 2000-2010, le regioni da sempre interessate dalle attività Oil & Gas hanno mostrato flussi di presenze turistiche sostanzialmente maggiori di quelli verificatisi in altre aree lontane dagli impianti E&P. Ciò è una

dimostrazione di assenza di correlazione tra la prossimità dei territori ad impianti di estrazione e il relativo andamento del settore turistico.

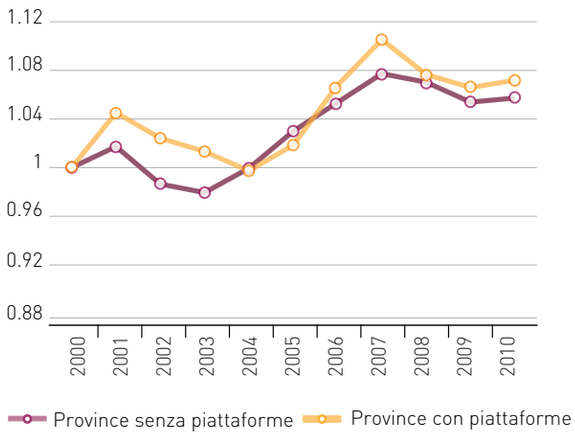
Da segnalare in particolare il caso della Romagna, dove la pluriennale presenza di impianti E&P lungo la costa non ne ha pregiudicato l'identità turistica. Il litorale romagnolo continua ad essere una meta di grande richiamo. In tal senso vi è un'ulteriore conferma dall'analisi storica dei flussi turistici nei singoli comuni rivieraschi, dove non si nota alcun mutamento apprezzabile del numero delle presenze turistiche tra prima e dopo l'entrata in funzione di piattaforme offshore.

Grafico 31: Presenze turistiche medie annuali: confronto Versilia/Romagna [numero]



Fonte:RIE

Grafico 32: Presenze turistiche nelle provincie costiere italiane [numero indice]



Fonte:RIE

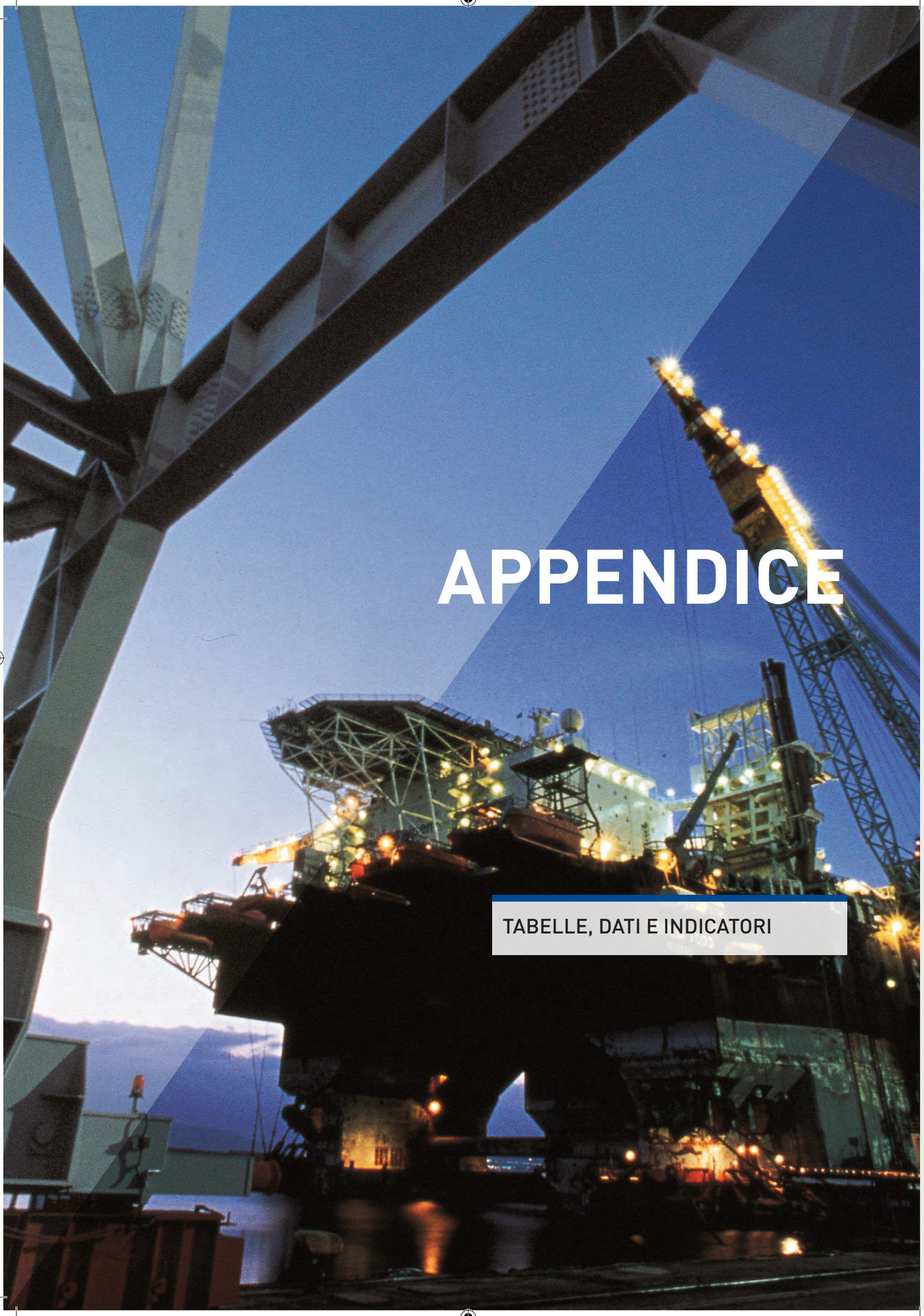
DIFESA DELLE COSTE, BENE COMUNE

Gli Operatori e le Istituzioni pubbliche locali hanno instaurato proficue partnership per la tutela dell'ambiente e la salvaguardia del territorio. Ad esempio, il Comune di Fermo, insieme a Edison, ha sottoscritto un accordo di partenariato pubblico-privato per realizzare i lavori di prolungamento della scogliera a difesa del litorale, in località Lido Tre Archi - Casabianca di Fermo. L'intervento si è reso necessario a causa dell'erosione costiera che interessa la zona. La sua realizzazione contribuirà dunque alla difesa, ripristino e salvaguardia della costa in un'area turistica e contemporaneamente alla messa in sicurezza dell'asset aziendale.

L'ASCOLTO E IL COINVOLGIMENTO DELLE COMUNITÀ

Gli Operatori hanno posto attenzione allo sviluppo di azioni volte a favorire un costante dialogo, basato su ascolto, trasparenza e co-decisione con la cittadinanza. Total E&P Italia ha applicato questo modello di comportamento nell'area di Tempa Rossa. Il percorso seguìto dalla compagnia prevede un processo di rilevazione delle aspettative dei cittadini e un confronto aperto con gli stessi e con le Istituzioni attraverso incontri informativi sugli aspetti legati alla realizzazione del sito e sulle attività condotte all'interno dello stesso. Sulla base degli esiti di tale processo, l'azienda implementa progetti territoriali legati allo sviluppo sostenibile.

Le occasioni di confronto con gli stakeholder si uniscono alla disponibilità della figura aziendale del "community liaison officer", che rappresenta il punto di contatto tra azienda e cittadinanza. Total E&P Italia ha inoltre istituito un Tavolo d'informazione permanente con i rappresentanti delle Amministrazioni comunali dell'area per monitorare l'avanzamento delle attività operative, i dati sull'occupazione e l'aggiornamento e la programmazione di nuove iniziative di sviluppo sostenibile.



APPENDICE

TABELLE, DATI E INDICATORI

TABELLE, DATI E INDICATORI

SETTORE EXPLORATION & PRODUCTION	U.M.	2012	2013	2014	Fonte
PERMESSI DI RICERCA E CONCESSIONI					**UNMIG**
Permessi di ricerca vigenti (totale)	**numero**	**115**	**115**	**117**	
- di cui permessi onshore	numero	94	94	95	
- di cui permessi offshore	numero	21	21	22	
Concessioni di coltivazione (totale)	**numero**	**200**	**200**	**201**	
- di cui concessioni onshore	numero	134	134	132	
- di cui concessioni offshore	numero	66	66	69	
Superficie interessata dai titoli minerari	**km^3**	**38.339**	**38.259**	**33.862**	
IMPIANTI DI PRODUZIONE					**UNMIG**
Pozzi produttivi (totale)	**numero**	**976**	**887**	**894**	
- di cui pozzi olio onshore	numero	146	138	143	
- di cui pozzi olio offshore	numero	61	30	56	
- di cui pozzi gas onshore	numero	435	421	389	
- di cui pozzi gas offshore	numero	334	298	306	
Centrali di raccolta e trattamento (totale)	**numero**	**76**	**90**	**92**	
- di cui olio	numero	13	14	14	
- di cui gas	numero	63	76	78	
DATI OPERATIVI					**UNMIG**
Tasso di occupazione del suolo (c = b/a)	%	0,05%	0,04%	0,05%	
Esplorazione					
Pozzi perforati (totale)	**numero**	**26**	**12**	**8**	
- di cui pozzi perforati a scopo esplorativo	numero	4	2	0	
- di cui pozzi perforati a scopo di sviluppo	numero	22	10	8	
Metri perforati	**m**	**39.467**	**32.725**	**14.767**	
Produzione					
Produzione totale di olio e gas *(1000 m^3 di gas = 0,9 Tep)*	**MTep**	**13**	**12,3**	**12,3**	
Produzione di olio (totale)	**k ton**	**5.395,8**	**5.482,5**	**5.747,7**	
- di cui produzione di olio onshore	k ton	4.922,3	4.758,3	4.993,6	
- di cui produzione di olio offshore	k ton	473,5	724,2	754,1	
Produzione di gas (totale)	**MSm^3**	**8.492,3**	**7.599,6**	**7.243,1**	
- di cui produzione di gas onshore	MSm^3	2.439,9	2.315,5	2.379,7	
- di cui produzione di gas offshore	MSm^3	6.052,4	5.284,1	4.863,4	

SETTORE EXPLORATION & PRODUCTION	U.M.	2012	2013	2014	Fonte
DATI E INDICATORI AMBIENTE E SICUREZZA					
Consumi energetici					OP
Energia prodotta (a)	TJ	18.192	17.779	19.237	
Energia acquistata (b)	TJ	985	826	779	
Energia ceduta (c)	TJ	18	31	25	
Consumo netto di energia (a+b-c)	**TJ**	**19.159**	**18.573**	**19.990**	
Consumo specifico di energia	TJ/kTep	1,47	1,51	1,63	
Emissioni in atmosfera					OP
Emissioni di gas serra	**ton CO_2 eq**	**1.878.157**	**1.586.782**	**1.642.068**	
Emissioni di NOx	**ton**	**7.990**	**8.768**	**8.228**	
Emissioni di SOx	**ton**	**425**	**390**	**483**	
Emissioni specifiche di gas serra	ton CO_2 eq/ kTep	144	129	134	
Emissioni specifiche di NOx	ton/kTep	0,61	0,71	0,67	
Emissioni specifiche di SOx	ton/kTep	0,033	0,032	0,039	
Flaring / Venting					OP
Emissioni di gas a flaring	**M m^3**	**40**	**29**	**45**	
Emissioni di gas a venting	**M m^3**	**0,064**	**0,444**	**0,410**	
Emissioni specifiche di gas a flaring	ton/kTep	2,74	2,12	3,32	
Emissioni specifiche di gas a venting	ton/kTep	0,004	0,032	0,030	
Prelievi e scarichi idrici					OP
Prelievi di acqua dolce	**m^3**	**1.112.014**	**784.511**	**1.045.937**	
Prelievi specifici di acqua dolce	ton/kTep	85	64	85	
Smaltimento di acqua di processo	**m^3**	**942.672**	**686.491**	**696.865**	
Indicatore specifico di scarico acqua di processo	ton/kTep	72	56	57	
Produzione e re-iniezione di acque di strato					OP
Produzione di acque di strato (a)	**m^3**	**2.215.334**	**2.473.507**	**2.690.232**	
Produzioni specifiche di acque di strato	ton/kTep olio	411	451	468	
Acque di strato re-iniettate (b)	**m^3**	**1.610.652**	**1.524.514**	**1.455.557**	
% di acque di strato re-iniettate (b/a)	%	73%	62%	54%	
Gestione dei rifiuti					OP
Rifiuti prodotti (totali)	**ton**	**493.783**	**657.113**	**1.197.148**	
- di cui rifiuti di perforazione	ton	68.465	75.155	76.822	
Rifiuti prodotti pericolosi (totali)	**ton**	**31.457**	**44.980**	**16.576**	
- di cui rifiuti di perforazione pericolosi	ton	7.627	10.003	10.723	
Rifiuti prodotti non pericolosi (totali)	**ton**	**462.326**	**612.133**	**1.180.572**	
- di cui rifiuti di perforazione non pericolosi	ton	60.838	65.152	66.099	

SETTORE EXPLORATION & PRODUCTION	U.M.	2012	2013	2014	Fonte
Sversamenti di idrocarburi					**OP**
Sversamenti di idrocarburi (totali)	**numero**	**5**	**3**	**1**	
- di cui sversamenti da impianti onshore	numero	5	3	1	
- di cui sversamenti da impianti offshore	numero	0	0	0	
Sversamenti specifici di idrocarburi (totale)	n/MTep	0,38	0,24	0,08	
Quantità di idrocarburi sversati (totale)	**m^3**	**8,33**	**9**	**1**	
- di cui quantità sversata da impianti onshore	m^3	8,33	9	1	
- di cui quantità sversata da impianti offshore	m^3	0	0	0	
Quantità specifica di idrocarburi sversata (totale)	m^3/MTep	0,54	0,61	0,07	
Spese e investimenti ambientali					**OP**
Spese e investimenti per la protezione dell'ambiente	k Euro	49.775	55.415	57.778	
Formazione ambiente, salute e sicurezza					**OP**
Ore di formazione erogate (*)	numero		34.934	26.999	
(*) il dato 2014 è parziale e si riferisce al totale al 3° trimestre					
Sanzioni ambientali					**OP**
Sanzioni monetarie per violazione norme ambientali (*)	k Euro		**0**	**0**	
Sanzioni non monetarie per violazione norme ambientali (*)	numero		**0**	**0**	
(*) il dato comprende anche il settore dello stoccaggio					
Sicurezza del lavoro*					**UNMIG**
Infortuni sul lavoro (totali)	**numero**	**36**	**16**	**20**	
- di cui infortuni in attività di perforazione (*)	numero	19	4	6	
- di cui infortuni in attività di produzione (*)	numero	15	2	3	
- di cui infortuni nei siti di stoccaggio	numero	2	3	3	
Ore lavorate	**numero**	**9.159.503**	**9.638.033**	**12.963.569**	
Indice di frequenza infortuni (**)	**n/10^6 ore lavorate**	**3,93**	**1,66**	**1,54**	
Indice di frequenza infortuni in attività di perforazione (*)	n/km perforati	3,69	0,86	2,68	
Indice di frequenza infortuni in attività di produzione (*)	n/MTep	1,23	0,17	0,26	
Decessi sul lavoro a causa di infortunio	**numero**	**0**	**0**	**0**	

* *i dati 2012 relativi agli indici infortunistici ricomprendono anche l'attività di stoccaggio*
(*) a partire dal 2013 UNMIG ha modificato il metodo di calcolo degli indici di frequenza delle attività di perforazione e produzione. Il numero di infortuni riportato riguarda solo gli infortuni specifici delle attività Oil & Gas
(**) il dato comprende anche il settore dello stoccaggio

Sicurezza delle operazioni					
Eventi con potenziali effetti sull'integrità degli asset *(*)*	numero	4	2	3	**OP**
Ispezioni UNMIG su apparecchiature, apparati e impianti	numero	4.170	4.555	5.369	UNMIG
Ispezioni UNMIG su e impianti di perforazione e produzione	numero	181	390	507	**UNMIG**
(*) il dato 2013 e 2014 comprende anche il settore dello stoccaggio					

SETTORE STOCCAGGIO DI GAS NATURALE	U.M.	2013	2014	Fonte
CONCESSIONI				**UNMIG**
Concessioni stoccaggio gas	**numero**	**15**	**15**	
Superficie delle concessioni di stoccaggio gas	**km^2**	**933,3**	**933,3**	
DATI OPERATIVI				
Campi attivi	**numero**	**10**	**10**	**UNMIG**
Capacità di stoccaggio (working gas) *comprende anche la Riserva Strategica*	**MSm^3**	**16.638**	**16.658**	**OP**
Pozzi perforati	**numero**	**8**	**4**	
Gas movimentato (totale stoccaggio + produzione)	**MSm^3**	**19.610**	**16.883**	**OP**
- di cui gas movimentato in erogazione	MSm^3	10.083	8.098	
- di cui gas movimentato in iniezione	MSm^3	9.508	8.773	
Gas movimentato (totale stoccaggio + produzione)	**kTep**	**17.649**	**15.195**	
- di cui gas movimentato in erogazione	kTep	9.074	7.288	
- di cui gas movimentato in iniezione	kTep	8.557	7.897	
DATI E INDICATORI AMBIENTE				
Consumi energetici				**OP**
Consumo di energia	TJ	**4.561**	**4.240**	
Consumo specifico di energia *su gas movimentato (totale)*	TJ/MSm^3	0,23	0,25	
Emissioni in atmosfera				**OP**
Emissioni di gas serra	**ton CO_2 eq**	**425.178**	**411.772**	
Emissioni specifiche di gas serra *su gas movimentato (totale)*	ton CO_2 eq $/MSm^3$	21,7	24,4	
Emissioni di NOx	**ton**	**349**	**228**	**OP**
Emissioni specifiche di NOx *su gas movimentato (totale)*	ton/MSm^3	0,018	0,013	
Venting				**OP**
Emissioni di gas a venting	M m^3	**1,99**	**1,84**	
Emissioni di gas a venting	ton	**1,791**	**1,656**	
Emissioni specifiche di gas a venting su gas movimentato (totale)	ton/MSm^3	0,09	0,10	
Prelievi idrici				**OP**
Prelievi di acqua dolce	m^3	37.128	31.405	
Produzione e re-iniezione di acque di strato				**OP**
Produzione di acque di strato (a)	**m^3**	**5.907**	**4.895**	
Acque di strato re-iniettate (b)	**m^3**	**1.725**	**1.068**	

% di acque di strato re-iniettate (b/a)	%	29%	22%	
Rifiuti e scarti di perforazione				**OP**
Rifiuti prodotti (totali)	**ton**	**51.930**	**28.434**	
- di cui scarti di perforazione	ton	33.183	16.146	
Rifiuti prodotti pericolosi (totali)	**ton**	**2.867**	**3.505**	
- di cui scarti di perforazione pericolosi	ton	223	43	
Rifiuti prodotti non pericolosi (totali)	**ton**	**49.063**	**24.929**	
- di cui scarti di perforazione non pericolosi	ton	32.960	16.103	
Spese e investimenti ambientali				**OP**
Spese e investimenti per la protezione dell'ambiente	Euro	40.774	53.678	
Formazione ambiente, salute e sicurezza				**OP**
Ore di formazione erogate (totale)	numero	7.060	6.279	

NOTA METODOLOGICA

Il Rapporto Ambientale 2015 rappresenta un quadro della gestione dei temi ambientali e di salute e sicurezza sul lavoro riferiti alle operazioni degli associati del settore Oil & Gas di Assomineraria in ambito nazionale. Oltre alle prestazioni in materia, il documento fornisce alcuni elementi per caratterizzare le principali ricadute economiche, occupazionali e di tipo sociale connesse alla presenza di attività nei territori e comunità locali.

Ambito e Perimetro di rendicontazione

Le attività comprese nel perimetro del Rapporto Ambientale 2015 sono relative a ricerca e coltivazione di idrocarburi (gas naturale, olio e condensati) e allo Stoccaggio, e riguardano il territorio e le aree marine di competenza italiana. Le attività Oil & Gas comprendono anche quelle svolte, presso i siti, da Società fornitrici di beni e servizi all'upstream.

Sono escluse dal perimetro del rapporto le attività degli Operatori all'estero.

In particolare, i dati raccolti dagli associati fanno riferimento al seguente perimetro così articolato:

*COPERTURA RISPETTO AL PERIMETRO NAZIONALE**		
Tipologia di attività		
Rapporto Ambientale	**2015**	**2013**
Perforazione pozzi di esplorazione o sviluppo	100%	66%
Produzione di olio	100%	99,9%
Produzione di gas	99,6%	99,6%
Stoccaggio gas	100%	n.d.

I grafici riportati nel documento, ove non diversamente specificato, si riferiscono al settore E&P.

Nello Stoccaggio il valore di riferimento considerato per l'elaborazione degli indicatori di impatto ambientale è la quantità totale di gas movimentato in iniezione e in erogazione, comprensiva di una minima quota di produzione dei pozzi. La performance degli indicatori specifici riferiti allo Stoccaggio non è sommabile ai corrispondenti indicatori dell'attività E&P.

Linee guida di reporting

Per l'elaborazione del rapporto e la selezione degli indicatori sono stati considerati lo standard G4 del Global Reporting Initiative (GRI), pubblicato a maggio 2013, e la seconda edizione delle "Oil and Gas industry guidance on voluntarily sustainability reporting" dall'IPIECA, API e IOGP, pubblicate a dicembre 2010.

In riferimento alla disclosure prevista dallo standard GRI-G4 integrato con il relativo supplemento di settore (Oil & Gas Sector Supplement) risultano coperti in modo totale o parziale i seguenti indicatori:

OG1	Riserve e produzione di idrocarburi
OG5	Produzione e trattamento delle acque di strato
OG6	Flaring e Venting di idrocarburi
OG7	Produzione e trattamento dei rifiuti di perforazione
EN3	Consumi energetici
EN5	Intensità energetica
EN8	Prelievi idrici
EN15	Emissioni di gas a effetto serra
EN18	Intensità carbonica
EN21	NOx, SOx e altre emissioni rilevanti
EN22	Scarichi di acqua di processo
EN23	Produzione di rifiuti
EN24	Sversamenti di idrocarburi
EN29	Sanzioni ambientali
EN31	Spese e investimenti ambientali
LA6	Frequenza infortuni
LA9	Formazione

**Società non presenti nel perimetro dati relativo all'anno 2012 rispetto agli anni 2013-14: Aleanna Resources, Canoel Italia, Compagnia Generale Idrocarburi, Cygam Energy Italia, Edison Stoccaggio, Gas Plus Storage, Geogastock, Irminio, Rockhopper Italia, Stogit.*

FONTI CONSULTATE

Di seguito sono elencate le principali fonti informative pubbliche consultate per la redazione del documento, suddivise in Bibliografia e Sitografia. Una parte dei contenuti del presente Rapporto Ambientale 2015 è frutto della raccolta di dati e informazioni condotta presso le società associate ad Assomineraria. Si rimanda alla nota metodologica per i dettagli sul perimetro dei dati contenuti nel documento.

Bibliografia

Assomineraria – *Rapporto Ambientale 2013*

Direzione Generale per le risorse minerarie ed energetiche (DGRME), Ministero dello Sviluppo Economico - *Rapporto annuale 2013 – 2014 - 2015*

RIE (Ricerche Industriali ed Energetiche), Clô F., Orlandi L. (a cura di), *La coesistenza tra idrocabruri e territorio in Italia. Esperienze e Proposte di Interazione tra Upstream Oil&Gas e Agricoltura, Pesca e Turismo*, Editrice Compositori, Bologna, 2014

Unione Petrolifera Italiana, Data Book 2014 – *Energia e Petrolio*

Norwegian Oil&Gas Association, *Environmental Report 2014*

International Association of Oil&Gas Producers (IOGP) – *Environmental Performance Indicators* (data 2013)

Sitografia

www.ogs.trieste.it
www.omc.it
www.senato.it
ec.europa.eu
eur-lex.europa.eu
www.iea.org
www.ingv.it
www.iogp.org
www.labcavone.it/it
www.minambiente.it
www.accredia.it
www2.unibas.it
www.unric.org
www.ima-europe.eu
www.assoilschool.org
www.assomineraria.org
www.assominerariacavone.org
www.autorita.energia.it
www.behaviorbasedsafety.eu
www.ifpenergiesnouvelles.fr
www.isprambiente.gov.it
www.nomismaenergia.it
www.norskoljeoggass.no/en
www.sviluppoeconomico.gov.it
www.unionepetrolifera.it

IGQ
ISTITUTO ITALIANO DI GARANZIA DELLA QUALITÀ

www.igq.it
info@igq.it

Sede
20126 Milano
Viale Sarca, 336
Tel. 02 6610 1348
Fax 02 6610 8409

Lettera di Validazione

La presente lettera descrive i risultati della verifica condotta da IGQ sul "Rapporto ambientale 2015 - Attività Oil & Gas" di Assomineraria, riportante le informazioni ed i dati di rilevanza ambientale per il settore italiano di ricerca ed estrazione di gas e olio.

Il rapporto utilizza come riferimento gli indicatori suggeriti nei documenti GRI e da IPIECA.

La verifica da parte di IGQ si è basata sui documenti predisposti dalla società Avanzi srl incaricata della redazione del Rapporto ambientale, consistenti principalmente in: tabelle di raccolta dati presso le aziende associate, aggregazione e trattamento dei dati pervenuti, elaborazioni di dati ottenuti da altre fonti informative ufficiali in relazione alle prestazioni ambientali del comparto minerario Oil&Gas nazionale.

La verifica è stata condotta presso la società Avanzi Srl in data 17 settembre 2015, con la partecipazione di rappresentanti di Assomineraria ed ha avuto per oggetto:

- l'applicazione della metodologia utilizzata come riferimento per la messa a punto del questionario di raccolta dati;
- le modalità di funzionamento dei processi che sottendono alla rilevazione, trattamento e gestione dei dati quantitativi e delle informazioni qualitative riportati nel Rapporto ambientale, nelle loro diverse fasi di elaborazione.

La conduzione della verifica ha comportato le seguenti attività:

- analisi della documentazione di supporto alla predisposizione del Rapporto Ambientale;
- verifica a campione dei dati quantitativi al fine di valutarne l'accuratezza e l'affidabilità in relazione al processo di acquisizione, elaborazione, aggregazione ed estrapolazione a livello di settore, nonché di corretta trasposizione nel Rapporto Ambientale.

Sulla base di quanto è stato verificato, il processo di gestione delle informazioni, dalla scelta degli indicatori e dei dati richiesti nel questionario o raccolti presso altre fonti sino al loro inserimento nel Rapporto ambientale, è risultato documentato, ripercorribile e correttamente condotto.

In conclusione il Rapporto Ambientale di Assomineraria Oil&Gas dà una rappresentazione chiara e attendibile degli aspetti ambientali del settore, oltre a fornire un quadro di comprensibile ed agevole lettura.

Milano, 7 ottobre 2015

Il Presidente
prof. ing. Carlo Urbano

Associazione riconosciuta
D.M. 25/6/92 Min. Industria
Trib. MI 1362/54
C.F. e P. IVA 07871590159
REA MI 1432780

Organismo Notificato CE 1608

CISQ IQNet
IGQ is a member of CISQ and IQNet, the International Certification Network

GLOSSARIO

Barile: unità standard di volume corrispondente a 159 litri.

Cogenerazione: produzione combinata (in uno stesso impianto) di energia elettrica e calore.

Coltivazione (di Idrocarburi): sequenza delle operazioni necessarie ad estrarre gli idrocarburi dalla roccia serbatoio, portarli in superficie e separarli da eventuali impurità.

Esplorazione: ricerca di petrolio e di gas naturale che comprende studi geologici e geofisici e la perforazione di pozzi esplorativi.

Fango di perforazione: fluido impiegato per la perforazione dei pozzi con lo scopo di bilanciare la pressione delle rocce, trasportare in superficie i detriti di perforazione, raffreddare e lubrificare lo scalpello.

Flaring: pratica consistente nella combustione del gas in eccesso, estratto insieme al petrolio, presso gli impianti.

FPSO: sistema galleggiante di produzione, stoccaggio e trasbordo.

Giacimento: accumulo di petrolio e/o gas naturale in quantità e condizioni tali da permetterne l'estrazione in condizioni economiche. Può essere costituito da uno o più accumuli (pool).

Impianto di trattamento (per olio e gas): installazione per la separazione di diversi fluidi (olio, acqua, ecc) che fuoriescono dal pozzo e per la misura dell'olio e del gas.

Joule (J): unità di misura dell'energia, del lavoro e del calore. Fra i multipli del joule troviamo il Terajoule (TJ), equivalente a 1.000 miliardi di joule.

LTIF: indice di frequenza degli infortuni, calcolato considerando il numero totale di infortuni denunciati ed il numero totale di ore lavorate.

Offshore: il termine offshore indica un tratto di mare aperto e, per estensione, le attività che vi si svolgono.

Onshore: è riferito alla terraferma e, per estensione, alle attività che vi si svolgono.

Piattaforma: installazione a mare di tipo fissa o mobile per la perforazione di pozzi per la ricerca di idrocarburi o per lo sfruttamento di giacimenti offshore.

Pozzi side track: perforazione in una diversa direzione di un pozzo già esistente.

Pozzi di workover: impianto utilizzato per interventi di manutenzione e sostituzione di attrezzature in pozzo. Quando gli interventi sono sostanziali implica anche l'esecuzione di operazioni di perforazione.

Pozzo: foro praticato nel sottosuolo a diametri decrescenti, perforato a profondità variabile fino a 6-8 km. A seconda della fase operativa in cui lo si considera può essere un pozzo di accertamento, esplorativo, di sviluppo.

Riserve (certe, probabili, possibili): le riserve si suddividono in riserve certe, cioè quelle che con probabilità maggiore potranno essere economicamente prodotte; in riserve probabili che potranno essere recuperate con ragionevole probabilità e in riserve possibili, che si stima di recuperare con un grado di probabilità minore rispetto a quello delle riserve probabili.

Stoccaggio: deposito in strutture del sottosuolo del gas naturale prelevato dalla rete di trasporto nazionale e successivamente reimmesso nella rete in funzione delle richieste del mercato.

Tep (Toe): tonnellata equivalente di petrolio, che indica le calorie che si liberano dalla combustione di una tonnellata di petrolio. Convenzionalmente alla combustione di una tonnellata di petrolio si attribuiscono 10 milioni di chilocalorie (kcal).

UNMIG: Ufficio Nazionale Minerario per gli Idrocarburi e le Georisorse, istituito all'interno della Direzione Generale per le Risorse Minerarie ed Energetiche del MiSE. Si occupa della gestione tecnico-amministrativa e il controllo del settore delle attività nell'upstream idrocarburi.

Upstream: comprende tutte le attività di esplorazione e produzione di idrocarburi.

Valutazione di impatto ambientale (VIA): procedura tecnico-amministrativa volta alla formulazione di un giudizio sugli effetti che una determinata azione avrà sull'ambiente globale (attività umane e risorse naturali).

Venting: rilascio di gas incombusti in atmosfera, finalizzato spesso a garantire le condizioni di sicurezza nel corso delle varie lavorazioni e dei processi di trattamento degli idrocarburi.

ASSOMINERARIA

ASSOCIAZIONE MINERARIA ITALIANA
PER L'INDUSTRIA MINERARIA E PETROLIFERA

Via delle Tre Madonne, 20 - 00197 Roma
Tel: 06. 80 73 045
info@assomineraria.org
www.assomineraria.org