

# 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.

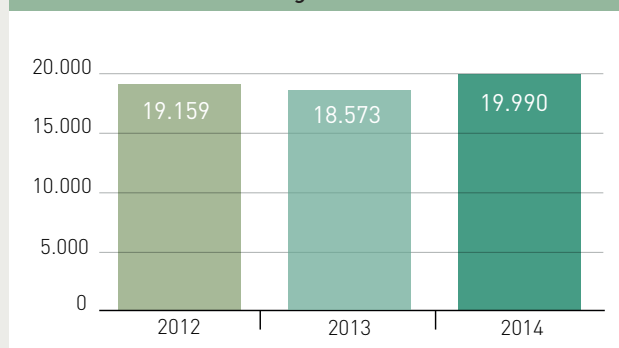
L'energia elettrica o termica necessaria alle attività di perforazione a terra e a mare viene solitamente prodotta sul luogo tramite generatori a gasolio, mentre soltanto in fase di produzione e movimentazione degli idrocarburi l'energia utile è assicurata dall'allacciamento alla rete elettrica. L'alimentazione 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]



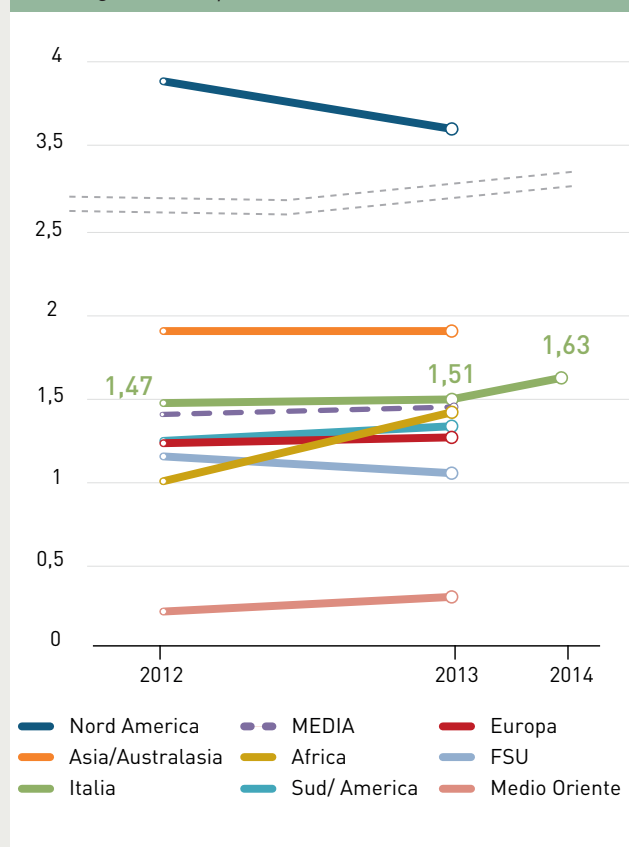
Per quanto riguarda lo Stoccaggio si è avuta una leggera diminuzione dei consumi di energia da 4.561 a 4.240 TJ.

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<sup>3</sup> di gas movimentato<sup>2</sup>.



## 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.

<sup>2</sup> Vedi la nota metodologica per il calcolo degli indicatori specifici dello Stoccaggio.



## LA COGENERAZIONE AL SERVIZIO DEL TERRITORIO

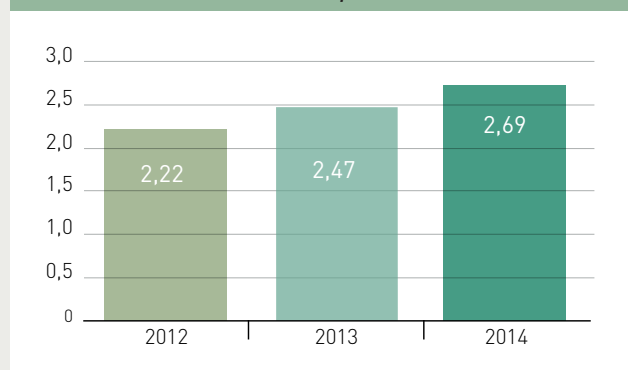
Un esempio di contributo alle attività sul territorio interessato dalle operazioni Oil & Gas è fornito dal cogeneratore realizzato dall'operatore Irminio, nell'omonima concessione nei pressi di Ragusa. Le aziende agricole della zona sono state invitate ad insediarsi nelle vicinanze dell'impianto per 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<sup>2</sup>, 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<sup>3</sup>]



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

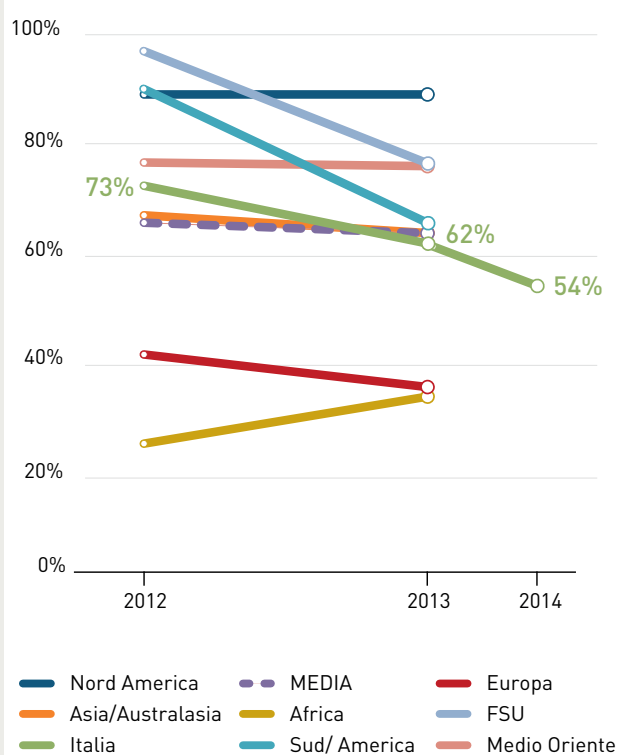


Le acque di strato, dopo essere state trattate, vengono normalmente re-iniettate nei giacimenti di origine. Tale procedura risponde sia ad una ragione ambientale, poiché si evita che le acque diventino un rifiuto liquido da smaltire o trattare, che ad una motivazione tecnica. Infatti la re-immissione, 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<sup>3</sup>/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<sup>3</sup>/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<sup>3</sup>.

Grafico 7: Quantità di gas inviato a flaring [M m<sup>3</sup>]

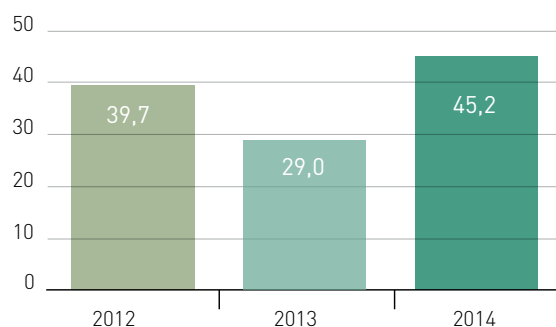
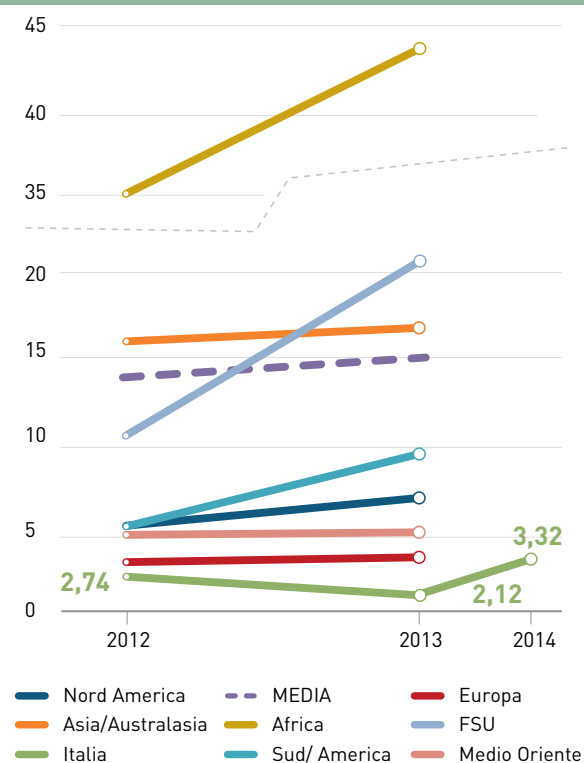


Grafico 8: Confronto internazionale sul flaring [ton/kTep]



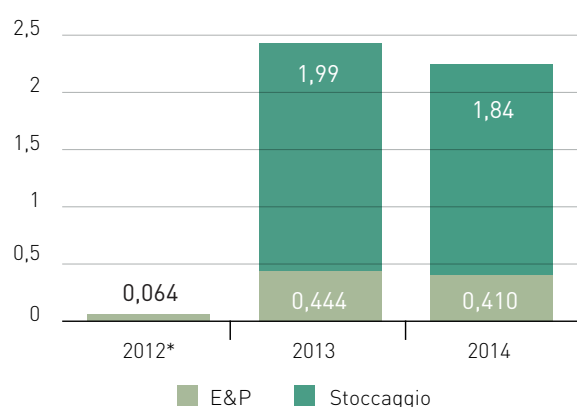
## La performance in Italia relativa al Flaring è sensibilmente migliore rispetto agli altri Paesi

### 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<sup>3</sup>. 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<sup>3</sup>).

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

Grafico 9: Quantità di gas inviato a venting [M m<sup>3</sup>]



\*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<sup>3</sup> 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<sub>2</sub>), 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<sub>2</sub> 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<sub>2</sub> 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<sub>2</sub> eq/kTep.



Grafico 10: Emissioni di GHG [M ton/CO<sub>2</sub>eq]

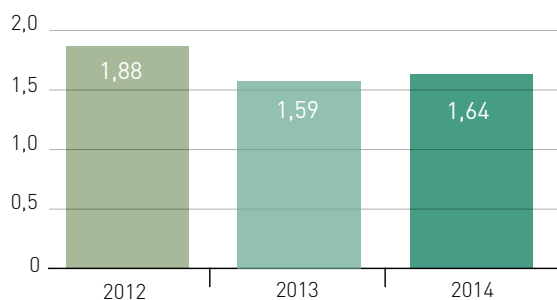
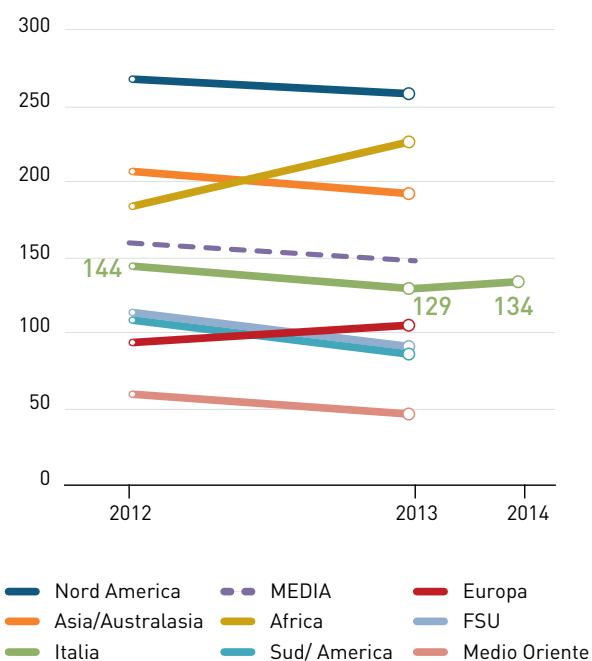


Grafico 11: Confronto internazionale sulle emissioni specifiche di GHG [ton CO<sub>2</sub>eq/kTep]

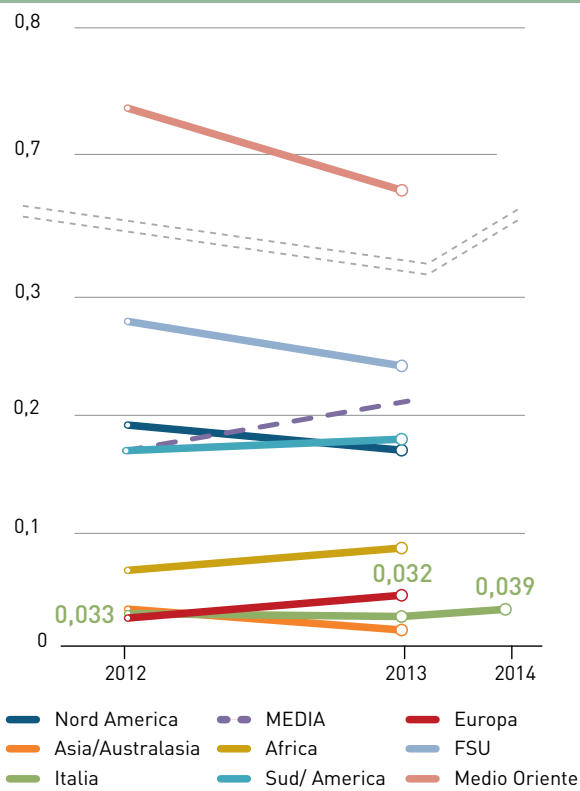


Per quanto riguarda le attività di stoccaggio, l'emissione di GHG nel 2014 è stata di circa 412 mila tonnellate contro le 425 mila del 2013, mentre l'emissione specifica è aumentata da 21,7 a 24,4 ton CO<sub>2</sub> eq/MSm<sup>3</sup> di gas movimentato.

### 1.4.2 Emissioni di ossidi di zolfo (SO<sub>x</sub>)

Nel 2013, la performance italiana per quanto riguarda l'indicatore specifico di emissione di SO<sub>x</sub> – 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 SO<sub>x</sub> [ton/kTep]

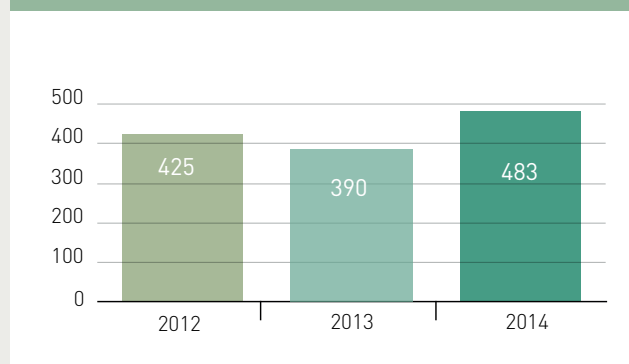


Le emissioni di SO<sub>x</sub> degli impianti E&P dipendono in buona parte dai processi catalitici/termici necessari al recupero dello zolfo contenuto nel gas estratto e destinato all'autoproduzione di energia. Il recupero riguarda la quasi totalità dello zolfo, tanto che oltre il 90% della produzione 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]

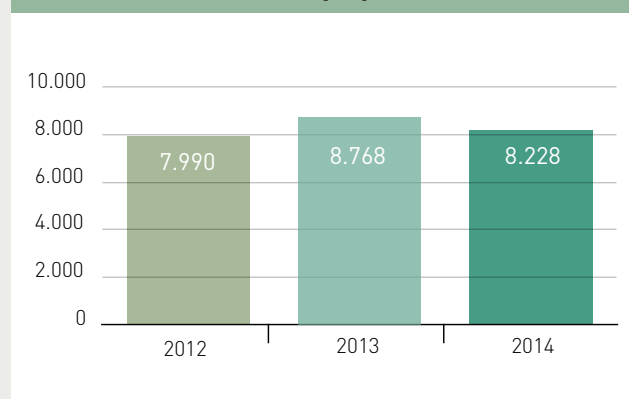


### 1.4.3 Emissioni di ossidi di azoto (NOx)

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.

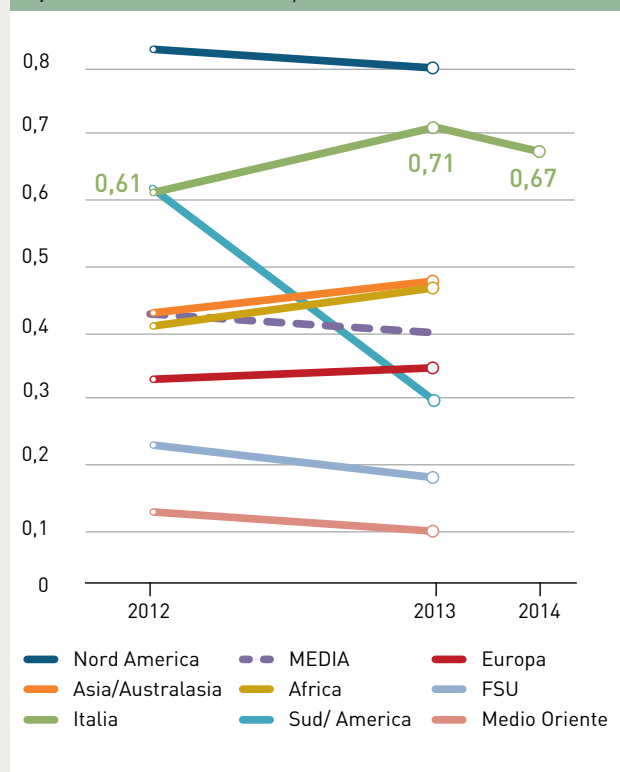
Grafico 14: Emissioni di NOx [ton]



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<sup>3</sup> 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

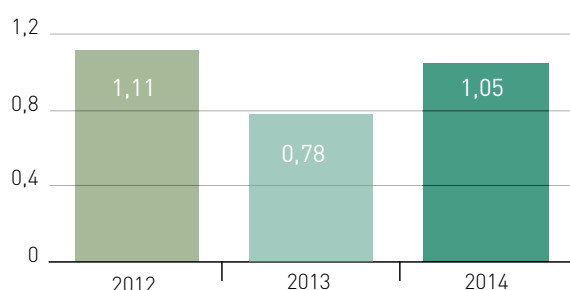
Gli impianti E&P utilizzano acqua dolce sia durante la fase di perforazione che in quella di estrazione. Nella prima fase, l'acqua è necessaria per la preparazione dei fanghi di perforazione, cioè quei fluidi (bentonite, polimeri speciali, ecc) a base acquosa utilizzati per la lubrificazione delle apparecchiature. 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<sup>3</sup> 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<sup>3</sup>]**

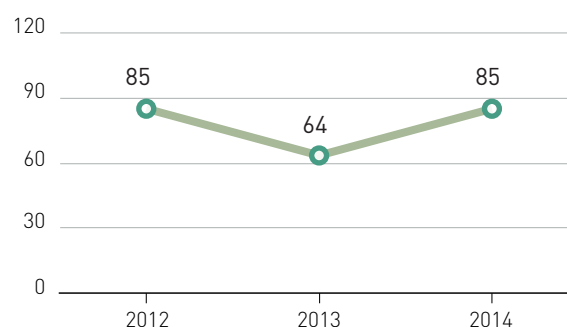


Per le attività di stoccaggio, l'acqua dolce prelevata è diminuita di 6 mila m<sup>3</sup>, passando da poco più di 37 mila a 31 mila tra il 2013 e il 2014.

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.



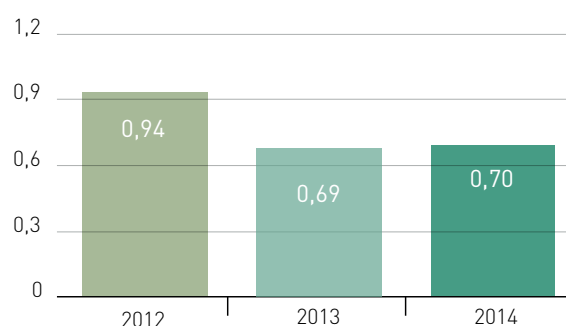
**Grafico 17: Prelievo specifico di acqua dolce [ton/kTep]**



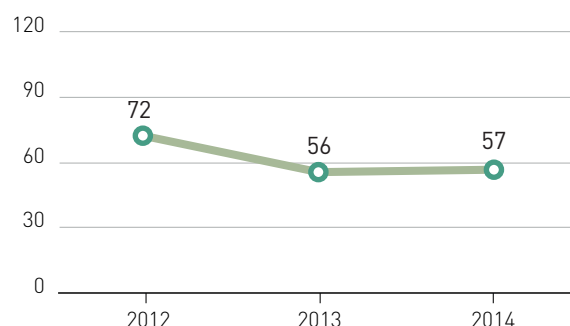
### 1.5.2 Restituzione di acqua di processo

Nel 2014, la quantità di acqua di processo restituita dell'E&P è stata di 700 mila m<sup>3</sup>, 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<sup>3</sup>]**



**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<sup>3</sup>, 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.

hanno potuto essere rilasciate come scarichi idrici, oltre che agli scarti prodotti da interventi di ordinaria e straordinaria manutenzione degli impianti.

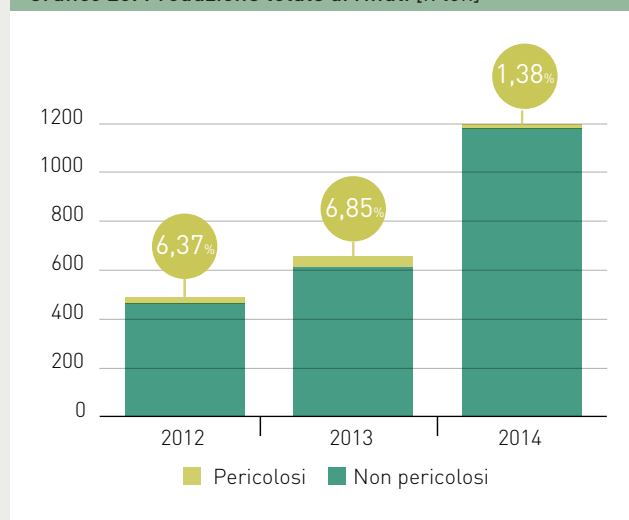
DAL 2012 AL 2014

**-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.

Grafico 20: Produzione totale di rifiuti [k ton]



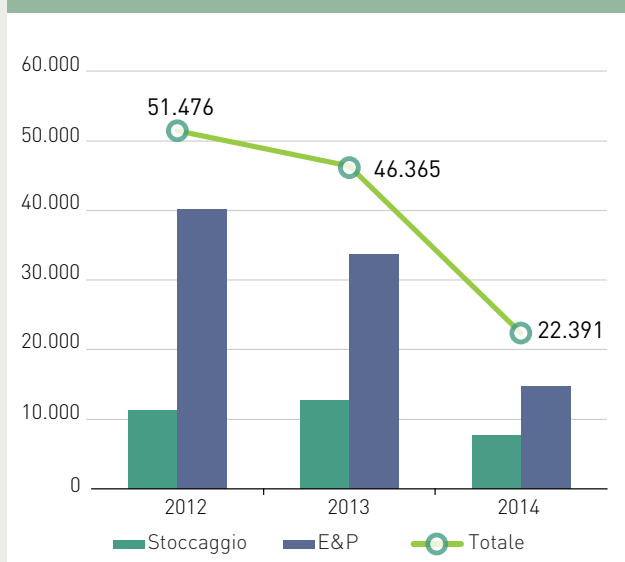
La produzione totale dei rifiuti nell'E&P è aumentata tra il 2012 e il 2014 da 500 mila a poco meno di 1,2 milioni di tonnellate. La variazione è da ascrivere alla quantità di acque di strato non re-iniettate e trattate come rifiuto, ad una quota delle acque dolci che dopo l'utilizzo non



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.

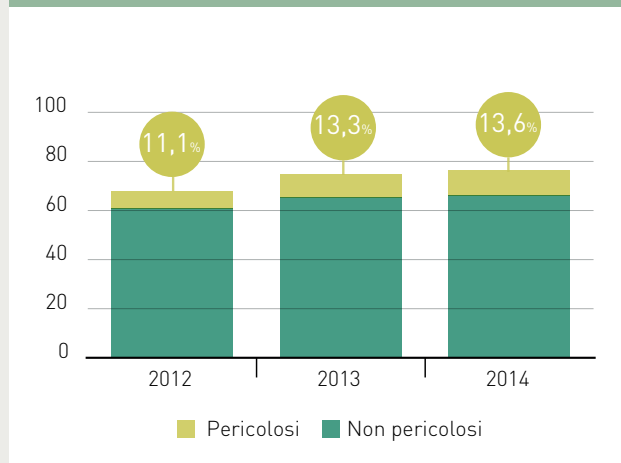
## Nel 2014 nessun pozzo perforato per l'esplorazione

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.

