



CONFINDUSTRIA

Nota sul
referendum
abrogativo in
tema di divieto di
trivellazioni

Marzo 2016

Nota di Aggiornamento

1. Premessa

Con sentenza del 2 febbraio 2016, la Corte costituzionale ha dichiarato ammissibile la richiesta di referendum popolare – già dichiarata legittima con ordinanza del 26 novembre 2015 dell’Ufficio centrale per il referendum, costituito presso la Corte di cassazione – per l’abrogazione del co. 17, terzo periodo, dell’art. 6 del d.lgs. 3 aprile 2006, n. 152 (di seguito anche “*Codice dell’ambiente*”) limitatamente alle seguenti parole “per la durata di vita utile del giacimento, nel rispetto degli standard di sicurezza e di salvaguardia ambientale”.

La prima sezione della nota (sezione A) fornisce, in modo sintetico, il quadro normativo entro il quale si colloca il quesito referendario, anche al fine di individuare il possibile impatto giuridico di un eventuale esito positivo del referendum.

La seconda sezione (sezione B), invece, svolge un’analisi dei settori economici coinvolti e delle possibili criticità legate alla sicurezza degli approvvigionamenti energetici e all’indotto industriale e occupazione.

A) Quadro normativo ed effetti giuridici

1. Il quadro normativo di riferimento

1.1. L’art. 6, co. 17, del Codice dell’ambiente, dopo le modifiche apportate dal d.l. 22 giugno 2012 n. 83, prevedeva che *“Ai fini di tutela dell’ambiente e dell’ecosistema, all’interno del perimetro delle aree marine e costiere a qualsiasi titolo protette per scopi di tutela ambientale, in virtù di leggi nazionali, regionali o in attuazione di atti e convenzioni dell’Unione europea e internazionali sono vietate le attività di ricerca, di prospezione*

nonché di coltivazione di idrocarburi liquidi e gassosi in mare, di cui agli articoli 4, 6 e 9 della legge 9 gennaio 1991, n. 9. Il divieto è altresì stabilito nelle zone di mare poste entro dodici miglia dalle linee di costa lungo l'intero perimetro costiero nazionale e dal perimetro esterno delle suddette aree marine e costiere protette, fatti salvi i procedimenti concessori di cui agli articoli 4, 6 e 9 della legge n. 9 del 1991 in corso alla data di entrata in vigore del decreto legislativo 29 giugno 2010, n. 128 ed i procedimenti autorizzatori e concessori conseguenti e connessi, nonché l'efficacia dei titoli abilitativi già rilasciati alla medesima data, anche ai fini della esecuzione delle attività di ricerca, sviluppo e coltivazione da autorizzare nell'ambito dei titoli stessi, delle eventuali relative proroghe e dei procedimenti autorizzatori e concessori conseguenti e connessi [...]

1.2. Successivamente, il d.l. 12 settembre 2014 n. 133 (anche “Decreto Sblocca Italia”), come poi modificato dall’art. 1, co. 554, l. 23 dicembre 2014 n. 190 (di seguito “Legge di stabilità 2015”), senza intaccare il richiamato art. 6, co. 17, del Codice dell’ambiente, interveniva con ulteriori misure specifiche per valorizzare le risorse energetiche nazionali. In particolare, l’art. 38 – rubricato “Misure per la valorizzazione delle risorse energetiche nazionali” – prevedeva che:

- a) al fine di valorizzare le risorse energetiche nazionali e garantire la sicurezza degli approvvigionamenti del Paese, “*le attività di prospezione, ricerca e coltivazione di idrocarburi e quelle di stoccaggio sotterraneo di gas naturale rivestono carattere di interesse strategico e sono di pubblica utilità, urgenti e indifferibili*” (art. 38, co. 1). I relativi titoli abilitativi comprendevano pertanto la dichiarazione di pubblica utilità, indifferibilità ed urgenza dell’opera e l’apposizione del vincolo preordinato all’esproprio;
- b) il Ministro dello sviluppo economico, con proprio decreto, sentito il Ministro dell’ambiente e della tutela del territorio e del mare, avrebbe dovuto predisporre un “*piano delle aree*” in cui sarebbero state svolte le attività di cui al precedente punto a (c.d. “*attività di upstream*”). Il piano, per le attività sulla terraferma, doveva essere adottato previa intesa con la Conferenza unificata. In caso di mancato raggiungimento dell’intesa, veniva fatto rimando al meccanismo sostitutivo previsto dall’art. 1, co. 8-bis, della legge 23 agosto 2004, n. 239 (diffida alla Regione

interessata e successiva rimessione della decisione alla Presidenza del Consiglio dei Ministri). Nelle more dell'adozione del piano, veniva previsto che i titoli abilitativi sarebbero stati rilasciati sulla base delle norme vigenti prima della data di entrate in vigore del Decreto Sblocca Italia (art. 38, co. 1-*bis*);

- c) le attività di ricerca e coltivazione (di cui alla legge 9 gennaio 1991, n. 9) dovevano essere svolte a seguito di rilascio di un “*titolo unico*”, sulla base di un programma generale di lavori articolato in una prima fase di ricerca, per la durata di 6 anni (prorogabile per due volte per un periodo di 3 anni nel caso fosse stato necessario completare le opere di ricerca), cui poteva seguire, in caso di rinvenimento di un giacimento tecnicamente ed economicamente coltivabile, riconosciuto dal Ministero dello sviluppo economico, la fase di coltivazione della durata di 30 anni (prorogabile per una o più volte per un periodo di 10 anni ove fossero stati adempiuti gli obblighi derivanti dal decreto di concessione e il giacimento risultasse ancora coltivabile);

1.3. La legge di stabilità 2016 (legge 28 dicembre 2015, n. 208) ha operato una serie di modifiche alla normativa vigente in materia di ricerca, prospezione e coltivazione di idrocarburi liquidi e gassosi (c.d. attività *upstream*). In particolare:

- a) viene **modificato il regime del divieto di ricerca, prospezione e coltivazione** di idrocarburi liquidi e gassosi di cui al richiamato art. 6, co. 17, del Codice dell’ambiente (vale a dire il divieto operante all'interno del perimetro delle aree marine e costiere protette e nelle zone di mare poste entro 12 miglia dalle linee di costa lungo l'intero perimetro costiero nazionale e dal perimetro esterno delle suddette aree marine e costiere protette). Più in dettaglio, **vengono eliminate le disposizioni previgenti che consentivano una serie di deroghe a tale divieto** al fine di far salvi non solo i titoli abilitativi “*già rilasciati*”, ma anche “*i procedimenti[...] ancora in corso*”, quelli “*conseguenti e connessi*” e le eventuali proroghe dei titoli già rilasciati. Con la legge di stabilità 2016, la nuova formulazione dell’art. 6, co. 17, è pertanto la seguente “Il divieto è altresì stabilito nelle zone di mare poste entro dodici miglia dalle linee di costa lungo l'intero perimetro costiero nazionale e dal perimetro esterno delle suddette aree marine e costiere protette. I titoli abilitativi già rilasciati sono fatti salvi per la durata di vita utile del giacimento, nel rispetto degli standard di sicurezza e di

salvaguardia ambientale” (art. 1, co. 239, legge di stabilità 2016). In definitiva, la deroga al divieto viene limitata solo ai “titoli abilitativi già rilasciati”, *sebbene, sul piano temporale, per “la durata di vita utile del giacimento”;*

- b) viene **eliminato il carattere strategico, di indifferibilità e urgenza delle c.d. attività upstream**, riconoscendo alle stesse il solo carattere di pubblica utilità (art. 1, co. 240, lett. a), legge di stabilità 2016). La modifica fa venir meno alcuni effetti automatici legati alle richiamate qualificazioni normative, quali l’urgenza dell’opera, la modifica dei piani urbanistici e ogni altro vantaggio normativo legato alla natura strategica dell’opera;
- c) viene **abrogata la norma** – contenuta nel Decreto Sblocca Italia - che **prevede l’emanazione di un piano delle aree in cui sono consentite le c.d. attività upstream** (art. 1, co. 240, lett. b) legge di stabilità 2016);
- d) viene introdotta una previsione secondo cui le c.d. attività *upstream* sono svolte **non solo a seguito del rilascio del titolo concessorio unico** (come aveva previsto l’art. 38, co. 5, del Decreto Sblocca Italia, già sopra richiamato), ma **anche con le modalità di cui alla legge n. 9/1991**, che distingue, con procedimenti e titoli distinti, la fase di ricerca da quella a valle di coltivazione e, a monte, di prospezione. Si modifica anche la **tempistica delle varie fasi relative al titolo concessorio unico**: la fase di ricerca ha durata di 6 anni, cui segue, in caso di rinvenimento di un giacimento tecnicamente ed economicamente coltivabile, la fase di coltivazione della durata di 30 anni, salvo l’anticipato esaurimento del giacimento (art. 1, co. 240, lett. c) legge di stabilità 2016).

2. La vicenda referendaria

In merito alle richiamate disposizioni, sul finire del 2015, i Consigli regionali delle Regioni Basilicata, Marche, Puglia, Sardegna, Abruzzo, Veneto, Calabria, Liguria, Campania e Molise, hanno avanzato richiesta di *referendum* popolare abrogativo. In particolare, sono stati presentati **sei distinti quesiti** riguardanti alcuni frammenti di disposizioni del D.L. n. 133/2014 (articolo 38), del D.L. n. 5/2012 (co. 3-bis dell’articolo 57), e della legge n. 239/2004 (co. 8-bis dell’articolo 1).

In ragione delle modifiche apportate dalla legge di stabilità 2016, l'Ufficio centrale per il referendum presso la Corte di cassazione, con ordinanza emessa il 7 gennaio 2016, ha deciso che **non hanno più corso le operazioni concernenti cinque delle sei richieste di referendum popolare presentate**¹.

L'unico quesito referendario che prosegue l'iter è quello relativo al divieto di attività di prospezione e coltivazione di idrocarburi in zone di mare entro dodici miglia marine, finalizzato all'abrogazione del sopra citato articolo 6, co. 17, terzo periodo, del D.Lgs. 152/2006, come modificato dalla legge di stabilità 2016 (articolo 1, co. 239), **limitatamente alle seguenti parole "per la durata di vita utile del giacimento, nel rispetto degli standard di sicurezza e di salvaguardia ambientale"**.

Il quesito è stato riformulato dall'Ufficio centrale della Corte di Cassazione ed è stato dichiarato ammissibile dalla Corte Costituzionale con la sentenza n. 17/2016.

Il referendum popolare è stato indetto per il **17 aprile 2016**.

¹ Il **primo quesito** era il seguente: «Volete voi che sia abrogato l'art. 38, co. 1, del decreto-legge 12 settembre 2014, n. 133, "Misure urgenti per l'apertura dei cantieri, la realizzazione delle opere pubbliche, la digitalizzazione del Paese, la semplificazione burocratica, l'emergenza del dissesto idrogeologico e per la ripresa delle attività produttive", convertito, con modificazioni, dalla legge 11 novembre 2014, n. 164, limitatamente alle seguenti parole: "Al fine di valorizzare le risorse energetiche nazionali e garantire la sicurezza degli approvvigionamenti del Paese,"; "rivestono carattere di interesse strategico e"; "urgenti ed indifferibili"; "indifferibilità ed urgenza dell'opera e l'apposizione del vincolo preordinato all'esproprio dei beni in essa compresi, conformemente al decreto del Presidente della Repubblica 8 giugno 2001, n. 327, recante il testo unico delle disposizioni legislative e regolamentari in materia di espropriazione per pubblica utilità"?».

Il **secondo quesito** era il seguente: «Volete voi che sia abrogato l'art. 38, co. 1-bis, del decreto-legge 12 settembre 2014, n. 133, "Misure urgenti per l'apertura dei cantieri, la realizzazione delle opere pubbliche, la digitalizzazione del Paese, la semplificazione burocratica, l'emergenza del dissesto idrogeologico e per la ripresa delle attività produttive", introdotto dalla legge 11 novembre 2014, n. 164, come modificato dall'art. 1, co. 554, della legge 23 dicembre 2014, n. 190, "Disposizioni per la formazione del bilancio annuale e pluriennale dello Stato (legge di stabilità 2015)", limitatamente alle parole: "; per l'attività sulla terraferma,"; "In caso di mancato raggiungimento dell'intesa, si provvede con le modalità di cui all'articolo 1, co. 8-bis, della legge 23 agosto 2004, n. 239. Nelle more dell'adozione del piano i titoli abilitativi di cui al co. 1 sono rilasciati sulla base delle norme vigenti prima della data di entrata in vigore della presente disposizione."?».

Il **terzo quesito** era il seguente: «Volete voi che sia abrogato l'art. 38, co. 5, del decreto-legge 12 settembre 2014, n.133, "Misure urgenti per l'apertura dei cantieri, la realizzazione delle opere pubbliche, la digitalizzazione del Paese, la semplificazione burocratica, l'emergenza del dissesto idrogeologico e per la ripresa delle attività produttive", convertito, con modificazioni, dalla legge 11 novembre 2014, n. 164, limitatamente alle seguenti parole: "prorogabile due volte per un periodo di tre anni nel caso sia necessario completare le opere di ricerca"; "prorogabile per una o più volte per un periodo di dieci anni ove siano stati adempiuti gli obblighi derivanti dal decreto di concessione e il giacimento risulti ancora coltivabile"?».

Il **quarto quesito** era il seguente: «Volete voi che sia abrogato l'art. 57, co. 3-bis, del decreto-legge 9 febbraio 2012, n. 5, "Disposizioni urgenti in materia di semplificazione e di sviluppo", convertito, con modificazioni, dalla legge 4 aprile 2012, n. 35, come modificato dall'art. 1, co. 552, della legge 23 dicembre 2014, n. 190, "Disposizioni per la formazione del bilancio annuale e pluriennale dello Stato (legge di stabilità 2015)", limitatamente alle seguenti parole: "con le modalità di cui all'art. 1, co. 8-bis, della legge 23 agosto 2004, n. 239, nonché"?».

Il **quinto quesito** era, infine, il seguente: «Volete voi che sia abrogato l'art. 1, co. 8-bis, della legge 23 agosto 2004, n. 239, "Riordino del settore energetico, nonché delega al Governo per il riassetto delle disposizioni vigenti in materia di energia", introdotto dal decreto-legge 22 giugno 2012, n. 83, "Misure urgenti per la crescita del Paese", convertito, con modificazioni, dalla legge 7 agosto 2012, n. 134, limitatamente alle seguenti parole: "7 e"?».

3. L'impatto giuridico del quesito referendario

L'impatto del quesito referendario va analizzato alla luce del relativo quesito e dalla finalità perseguita dai proponenti, come obiettivamente enucleabile dal quesito stesso (Corte cost. n. 24/2011).

In particolare, come si è visto, l'Ufficio centrale per il referendum ha disposto che la richiesta referendaria concernente l'originaria formulazione dell'art. 6, co. 17, del Codice dell'ambiente sia trasferita sulla medesima disposizione, come modificata dal co. 239 dell'art. 1 della legge di stabilità 2016: *“Volete voi che sia abrogato l'art. 6, co. 17, terzo periodo, del decreto legislativo 3 aprile 2006, n. 152 [...] limitatamente alle seguenti parole: “per la durata di vita utile del giacimento, nel rispetto degli standard di sicurezza e di salvaguardia ambientale”?”*.

Da ciò si ricava che, in caso di esito positivo del referendum, l'unica deroga al divieto sopra richiamato sarà costituita dai *“titoli abilitativi già rilasciati”*. In particolare, sarà salvaguardata la durata del titolo abilitativo già rilasciato (v. *supra*), senza alcuna possibilità di proroga permanente agganciata alla durata di vita utile del giacimento.

Questa interpretazione sembra essere avvalorata dalla stessa Corte costituzionale, secondo cui *“il quesito referendario [...] produce un effetto di mera abrogazione della disposizione oggetto del quesito riformulato, in vista del chiaro e univoco risultato di non consentire che il divieto stabilito nelle zone di mare in questione incontri deroghe ulteriori quanto alla durata dei titoli abilitativi già rilasciati”*.

Ne consegue che, in caso di esito positivo del referendum, decadranno tutti i procedimenti in corso, così come quelli connessi e consequenziali, legati al titolo già rilasciato. Al contempo il titolo rilasciato non potrà andare al di là delle tempistiche in esso contenute, senza ulteriori possibilità di proroga o di rinnovo.

Una questione dubbia riguarda la sorte di eventuali titoli di “prospezione” o di “ricerca” già efficaci e rilasciati in base alla legge n. 9/1991. Infatti, come si è visto, la legge di stabilità 2016 consente di svolgere le attività *upstream* non solo a seguito del rilascio del titolo concessorio unico (che unifica le attività di ricerca e coltivazione), ma anche con le

modalità di cui alla legge n. 9/1991 (che separa le varie fasi – prospezione, ricerca e coltivazione – con autonomi procedimenti e autonomi titoli abilitativi). In particolare, si potrebbe ritenere che un titolo di “ricerca” attualmente efficace, una volta esaurita la tempistica in esso prevista, non possa dar luogo al diritto di ottenere il titolo a valle di “coltivazione”, benché tale diritto fosse riconosciuto nel titolo originario.

B) Criticità legate alla potenziale chiusura delle piattaforme offshore di produzione nazionale idrocarburi entro le 12 miglia

1. Criticità legate alla sicurezza degli approvvigionamenti energetici

Il tema della sicurezza degli approvvigionamenti energetici è lungamente dibattuto in sede comunitaria, vista la forte dipendenza degli Stati Membri da risorse provenienti da paesi esterni all’Unione. In uno scenario guidato dagli ambiziosi target di decarbonizzazione dell’economia previsti in sede europea, le policy energetiche rappresentano il principale strumento per raggiungere un sistema economico *low carbon* nel medio e lungo termine. Si prevede che i combustibili fossili continueranno a svolgere un ruolo di primo piano nei prossimi anni di transizione verso una economia a basse emissioni: soprattutto quelli che garantiranno un minor impatto ambientale e una maggiore flessibilità nell’affiancare le energie rinnovabili nella generazione elettrica e termica. In particolare, Confindustria nel dicembre 2015 ha presentato la sua proposta per trasformare l’Italia in un Hub del Gas, constatando l’importanza di questa fonte di energia primaria pulita.

Come evidenziato dalla Commissione Europea nella Strategia per la Sicurezza Energetica *“l’Unione importa il 53% dei propri consumi di energia. La dipendenza da fonti di importazione riguarda il greggio (quasi il 90%) e il gas naturale (66%) nonché, in misura minore, i combustibili solidi (42%) e il combustibile nucleare (40%).”* Tale condizione ha condotto la Commissione a considerare l’aumento della produzione di energia fossile e rinnovabile nell’Unione europea tra le azioni da definire nel breve e lungo termine. Lo sfruttamento di risorse convenzionali petrolifere e di gas, purché nel rispetto della normativa ambientale, assume quindi un ruolo cardine nell’attuale fase di

transizione verso una economia *low carbon* e dovrebbe essere agevolata, secondo la Commissione, mediante uno snellimento delle procedure amministrative e autorizzative.

In Italia si importano circa il 90% del totale degli idrocarburi utilizzati annualmente (108 Mtep nel 2014), nonostante siano a disposizione significative riserve di gas e petrolio. In particolare, sommando ai 125 Mtep di riserve già accertate le quantità stimate come probabili e possibili, si considera la presenza di almeno a 700 Mtep sul territorio italiano (valore che, nel contesto europeo, è secondo solo a quello registrato nei paesi nordici).

L'attuale assetto normativo italiano non risulta però favorevole allo sviluppo delle attività inerenti la produzione nazionale di idrocarburi (prospezione, ricerca e estrazione) e si è assistito ad un forte rallentamento delle attività dopo il 1999 con l'introduzione della riforma costituzionale in merito alla ripartizione dei poteri decisionali tra stato e regioni. Per quanto riguarda le attività in mare, la situazione si è ulteriormente complicata con i divieti previsti dal D. Lgs n. 128/2010 e, come visto, potrebbe essere definitivamente deteriorata dal cosiddetto "referendum sugli idrocarburi", che potrebbe portare alla chiusura della maggioranza delle 69 concessioni di valorizzazione di risorse energetiche domestiche in mare a partire dal 2020.

Sono infatti 48 le concessioni off-shore entro le 12 miglia dalla costa, divise tra l'Adriatico, la Calabria e la Sicilia: si tratta di concessioni rilasciate da tempo, dagli anni '60-'70, per oltre la metà in scadenza nei prossimi 4 anni. Il tutto risulta in apparente contrasto con le scelte assunte in sede non solo comunitaria come detto in precedenza, ma anche nazionale. La Strategia Energetica Nazionale del 2013 si era proposta infatti l'obiettivo di *"sviluppare la produzione nazionale di idrocarburi, sia gas che petrolio, con un ritorno ai livelli degli anni novanta, nel rispetto dei più elevati standard ambientali e di sicurezza internazionali"*, specificando inoltre che *"l'upstream italiano si distingue per le migliori pratiche e risultati di sicurezza e di protezione ambientale, potendo vantare performance di assoluta eccellenza sia relativamente alle fasi di perforazione che di coltivazione dei campi"*.

Per comprendere gli effetti di una eventuale cessazione delle attività estrattive offshore entro le 12 miglia, come oggetto della proposta del referendum, si deve scomporre l'analisi in relazione alla tipologia di combustibile.

| PRODUZIONE E CONSUMO IDROCARBURI IN ITALIA NEL 2014 | | |
|--|---|---|
| | <i>Greggio (migliaia di tonnellate)</i> | <i>Gas naturale (milioni di mc)</i> |
| TOTALE PRODUZIONE NAZIONALE IDROCARBURI | 5.748 | 7.286 |
| Produzione a Terra | 4.994 | 2.422 |
| Produzione a Mare | 754 | 4.863 |
| <i>Di cui entro le 12 miglia</i> | <i>551</i> | <i>3.307</i> |
| CONSUMO NAZIONALE INTERNO LORDO IDROCARBURI | 57.271 | 61.912 |
| <i>Consumo interno lordo soddisfatto da produzione nazionale</i> | <i>10,0%</i> | <i>11,8%</i> |
| <i>Consumo soddisfatto da produzione a mare entro 12 miglia</i> | <i>1,0%</i> | <i>5,3%</i> |

Fonte dati: Unione Petrolifera, Ministero dello Sviluppo Economico, Assomineraria

Nel 2014 si è registrato un consumo di petrolio pari a circa 57 milioni di tonnellate, di cui il 10% soddisfatto dalla produzione nazionale, prevalentemente operata sulla terraferma. Soltanto 754 migliaia di tonnellate sono state infatti estratte da piattaforme offshore, risultato di un trend di contrazione avviatosi agli inizi del 2000 (nel 1999 la produzione di greggio in mare era pari a circa 1,6 milioni di tonnellate). Nonostante la produzione in mare risulti esigua sul totale nazionale, risulta interessante notare come il 73% di essa sia sviluppata da piattaforme poste entro le 12 miglia, che coprono l'1% del consumo interno. Al fine di promuovere il settore e raggiungere gli obiettivi di produzione di greggio espressi nella Strategia Energetica Nazionale (95 milioni di barili equivalenti), è evidente come si dovrebbe puntare sulla semplificazione delle procedure e sullo sviluppo di poli tecnologici, piuttosto che sulla chiusura degli impianti esistenti.

Gli effetti delle modifiche normative proposte nel referendum assumono importanza ancora maggiore spostando l'analisi, dall'estrazione del greggio, alla produzione nazionale di gas naturale. Il consumo interno lordo della *commodity* nel 2014 è risultato pari a circa 62 Miliardi di metri cubi, di cui quasi il 12% soddisfatto dalla produzione nazionale (7,3 Mld mc). La quota maggioritaria della produzione italiana è operata dagli impianti offshore (4,9 Mld mc), per il 68% entro le 12 miglia dalla costa. Risulta quindi evidente come il ritiro delle concessioni alle piattaforme interessate dal procedimento referendario sortirebbe forti impatti, portando ad esporre il sistema alle importazioni estere di un ulteriore 5,3% e contraendo ulteriormente la copertura interna dei consumi. Il paese risulterebbe infatti dipendente dall'estero per circa il 93,5% e l'estrazione di gas naturale in Italia risulterebbe pari a solo 3,7 Mld mc, valori molto lontani dalle previsioni della Strategia Energetica Nazionale e di Snam, secondo cui sarebbe possibile un incremento della produzione nazionale del 142% al 2024 (raggiungendo i 12,2 Mld mc annui da produzione tradizionale e i 5,1 Mld mc annui da biometano).

Una scelta di questo tipo sarebbe in totale controtendenza con gli obiettivi comunitari espressi negli ultimi anni riguardo il sistema gas, secondo cui *"..in Europa è necessario promuovere la produzione locale e come primo passo valutare un ricorso più sistematico alle fonti di energia interne on-shore e off-shore ai fini del loro sfruttamento sicuro, sostenibile ed efficace sotto il profilo dei costi.."*². La Commissione UE è recentemente tornata sul tema della Sicurezza degli approvvigionamenti del gas naturale nel winter package 2016, proponendo alcune modifiche all'attuale normativa di riferimento (Reg. 994/2010). Dopo cinque anni dall'adozione del Regolamento, le tensioni geopolitiche (ad esempio fra Ucraina e Russia) mantengono infatti la sicurezza di approvvigionamento gas tra i temi centrali in ambito energetico. La Commissione Europea ha rilevato la presenza di criticità sia nell'ambito delle relazioni fra gli stati, internamente e esternamente all'Unione, sia nel livello tecnico infrastrutturale degli impianti, non sufficiente a soddisfare i bisogni in caso di emergenza. Nonostante gli *stress test* sul sistema gas, svolti in sede comunitaria nel 2014, abbiano dimostrato che l'Italia è in grado di superare una interruzione prolungata degli approvvigionamenti da parte del suo principale fornitore (Russia), la nostra dipendenza da stati extraeuropei comporta

² COM(2013) 711

importanti effetti sulla valorizzazione economica della *commodity*. La Commissione ha infatti evidenziato come, durante l'ondata di freddo del 2012, i prezzi sugli *hub* europei siano saliti del 50%, passando da 23 €/MWh a 38 €/MWh in Germania, UK e Austria, e raggiungendo in Italia quota 65 €/MWh.

Nello studio “*Promoting the role of italian gas market in Europe*” Confindustria ha evidenziato come il nostro paese potrebbe giocare un ruolo da protagonista nello scacchiere energetico mondiale dei prossimi anni. La strategica posizione geografica e i collegamenti con i fornitori esteri permettono all'Italia di rappresentare un punto focale nella rete di approvvigionamento energetico europea. Non si deve quindi perdere questa opportunità privandosi delle necessarie infrastrutture di produzione, stoccaggio e trasporto della *commodity*.

2. Criticità legate all'indotto industriale e occupazionale

Evitare la chiusura degli impianti di produzione nazionale di idrocarburi significa proteggere l'industria nostrana visto che, nell'indotto *upstream*, è presente un solido settore industriale, strutturatosi nel tempo con competenze e presenza in ambito internazionale. Il settore conta un valore complessivo pari a circa 120 miliardi di euro l'anno e coinvolge più di 131.000 occupati per un giro d'affari di oltre 20 miliardi di euro, di cui almeno 5,5 miliardi di euro solo in Italia, e una spesa in ricerca e sviluppo di 300 milioni.

Da non sottovalutare sono inoltre le entrate per la pubblica amministrazione derivanti dalle imposte sul reddito di impresa e dalle *royalties* per lo sfruttamento dei giacimenti, che verrebbero in parte perdute in caso di mancato rinnovo delle concessioni. Nel 2015 le prime sono risultate pari a 880 milioni di euro, mentre il gettito complessivo delle *royalties* è stato di oltre 340 milioni di euro, di cui 47,3 Mln € destinati alle casse dello Stato, 163 Mln € alle Regioni e 26,4 Mln € ai Comuni.

La Strategia Energetica Nazionale ha evidenziato l'importanza di fare leva sulle risorse energetiche presenti sul territorio italiano, visti i benefici in termini occupazionali e di crescita economica, oltre alle notevoli competenze esistenti tra le nostre imprese del settore. Per tale ragione si proponeva di *“sostenere lo sviluppo industriale di un settore che parte da una posizione di Leadership internazionale ... e che rappresenta un importante motore di investimenti ed occupazione”*, creando veri e propri poli tecnologici in Emilia Romagna, Lombardia, Abruzzo, Basilicata e Sicilia dove insistono i distretti energetici. Il polo dell'off-shore Romagnolo, ad esempio, fornisce circa la metà dell'energia della Regione ed ha sviluppato nel 2014 un fatturato di circa 3 miliardi di €, con circa 120 aziende interessate, 40 dirette e 80 indirette, e 11.000 addetti dei quali ben 8.000 solo nell'indotto. Su questo territorio, il blocco delle estrazioni a mare comporterebbe la sospensione di investimenti per circa 400 milioni, capaci di generare ricavi per 1,5 miliardi di euro. Le previsioni di sviluppo, espresse nella SEN, registravano un potenziale incremento degli investimenti pari a 15 miliardi di euro, con la creazione di 25.000 nuovi posti di lavoro e risparmi annuali pari a 5 Mld € sulla bolletta energetica del Paese, grazie a ridotte importazioni di combustibili fossili. Il risparmio cumulato che l'Italia avrebbe ottenuto semplicemente allineandosi negli ultimi 30 anni ai piani di ricerca e produzione attuati negli altri stati europei è invece stimato pari a 23 Mld €.

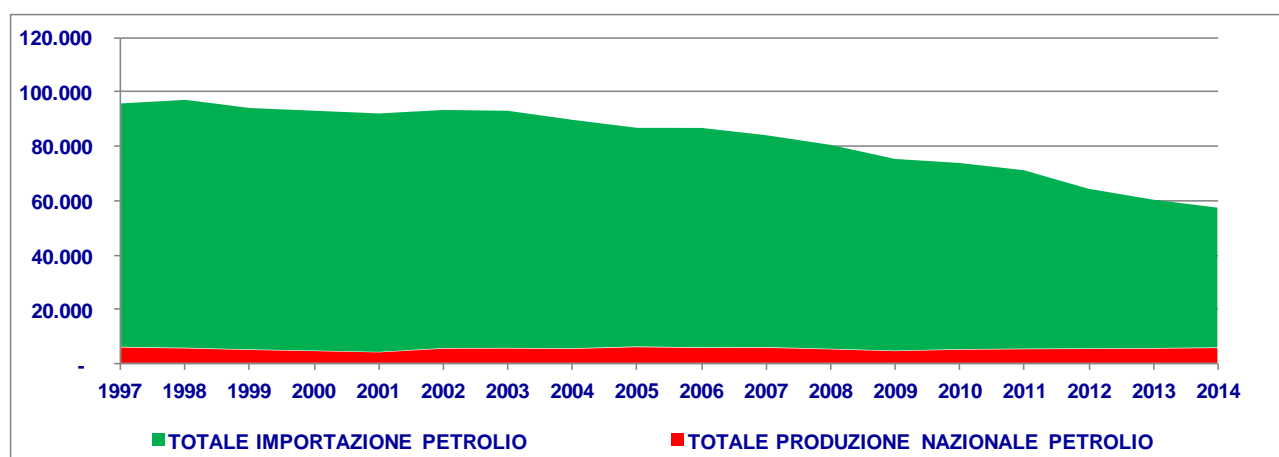
Come anticipato, al fianco delle imprese che operano nel drilling, un importante serbatoio di lavoro e redditività è costituito dalle aziende specializzate dell'indotto che si occupano delle attività di manutenzione e di gestione delle installazioni industriali. Il recente crollo del prezzo del Petrolio e i negativi andamenti del mercato internazionale, hanno portato molte di queste aziende in una condizione di sofferenza già nel 2015, costringendole a richiedere ammortizzatori sociali, avviare procedure di mobilità e dirottare i lavoratori su altri mercati. Un'ulteriore contrazione delle operazioni, collegata alla chiusura progressiva delle concessioni attualmente in produzione e alla mancata realizzazione di nuovi progetti, priverebbe le industrie dell'indotto di attività di manutenzione ed investimenti per circa 900 milioni di € l'anno, con un impatto in termini di occupazione di circa 5.500 risorse.

Allegato

1. Andamento produzione e consumo di petrolio in Italia

| PETROLIO | | |
|-------------------------------|--------------------------------------|--------------------------|
| <i>migliaia di tonnellate</i> | TOTALE PRODUZIONE NAZIONALE PETROLIO | TOTALE CONSUMO PETROLIO* |
| 1997 | 5.936 | 95.700 |
| 1998 | 5.600 | 97.000 |
| 1999 | 4.993 | 94.000 |
| 2000 | 4.555 | 93.000 |
| 2001 | 4.066 | 92.000 |
| 2002 | 5.498 | 93.283 |
| 2003 | 5.540 | 92.974 |
| 2004 | 5.416 | 89.642 |
| 2005 | 6.084 | 86.686 |
| 2006 | 5.757 | 86.663 |
| 2007 | 5.838 | 83.989 |
| 2008 | 5.220 | 80.411 |
| 2009 | 4.551 | 75.227 |
| 2010 | 5.081 | 73.731 |
| 2011 | 5.286 | 71.057 |
| 2012 | 5.377 | 64.229 |
| 2013 | 5.483 | 60.220 |
| 2014 | 5.748 | 57.271 |

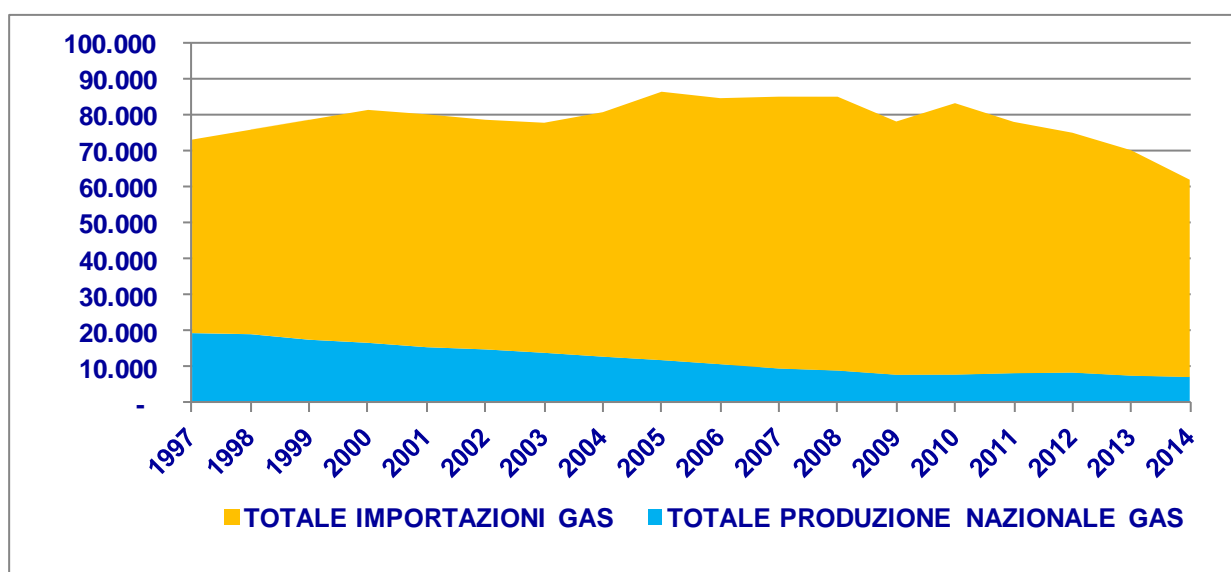
*Consumi dal 1997 al 2001 stimati



2. Andamento produzione e consumo di gas in Italia

| GAS NATURALE | | |
|------------------------------|---------------------------------|---------------------|
| <i>Milioni di metri cubi</i> | TOTALE PRODUZIONE NAZIONALE GAS | TOTALE CONSUMO GAS* |
| 1997 | 19.462 | 73.017 |
| 1998 | 19.164 | 75.756 |
| 1999 | 17.624 | 78.495 |
| 2000 | 16.766 | 81.237 |
| 2001 | 15.547 | 80.000 |
| 2002 | 14.940 | 78.500 |
| 2003 | 13.996 | 77.680 |
| 2004 | 12.921 | 80.609 |
| 2005 | 11.963 | 86.265 |
| 2006 | 10.837 | 84.483 |
| 2007 | 9.634 | 84.897 |
| 2008 | 9.070 | 84.883 |
| 2009 | 7.909 | 78.024 |
| 2010 | 7.942 | 83.097 |
| 2011 | 8.339 | 77.917 |
| 2012 | 8.510 | 74.915 |
| 2013 | 7.653 | 70.069 |
| 2014 | 7.286 | 61.912 |

*Consumi dal 1997 al 2002 stimati



3. Disaggregazione gettito royalties - Anno 2015

| Gettito royalties - Anno 2015 | Importi versati per produzioni 2014 (Euro) | Importi versati per produzioni 2013 (Euro) |
|-------------------------------|--|--|
| TOTALE | 309627024,5 | 30516401,18 |

a) Royalties Verso lo Stato

| Società | Tipo | Destinatario gettito | Importi versati per produzioni 2014 (Euro) | Importi versati per produzioni 2013 (Euro) |
|--------------------------------------|-------|--|--|--|
| Eni S.p.A. | Stato | Aliquota ambiente e sicurezza | 12.540.619,28 | 7.452.720,99 |
| Società Ionica Gas S.p.A. | Stato | Aliquota ambiente e sicurezza | 2.303.027,76 | 1.785.328,75 |
| Edison S.p.A. | Stato | Aliquota ambiente e sicurezza | 1.679.836,23 | 1.015.374,49 |
| Eni Mediterranea Idrocarburi S.p.A. | Stato | Aliquota ambiente e sicurezza | 349.349,85 | 0,00 |
| Società Adriatica Idrocarburi S.p.A. | Stato | Aliquota ambiente e sicurezza | 158.033,32 | 0,00 |
| Gas Plus Italiana S.p.A. | Stato | Aliquota ambiente e sicurezza | 4.415,67 | 0,00 |
| Eni S.p.A. | Stato | Fondo sviluppo economico e social card | 46.283.731,73 | 0,00 |
| Shell Italia E&P S.p.A. | Stato | Fondo sviluppo economico e social card | 28.313.712,56 | 0,00 |
| Edison S.p.A. | Stato | Fondo sviluppo economico e social card | 489.270,78 | 0,00 |
| Società Ionica Gas S.p.A. | Stato | Fondo sviluppo economico e social card | 356.763,80 | 0,00 |
| Società Adriatica Idrocarburi S.p.A. | Stato | Fondo sviluppo economico e social card | 250.398,91 | 0,00 |
| Gas Plus Italiana S.p.A. | Stato | Fondo sviluppo economico e social card | 217.951,39 | 0,00 |
| Società Padana Energia S.p.A. | Stato | Fondo sviluppo economico e social card | 85.903,91 | 0,00 |
| Eni S.p.A. | Stato | Stato | 22.767.716,03 | 15.858.239,09 |
| Società Ionica Gas S.p.A. | Stato | Stato | 2.606.523,80 | 2.025.745,17 |
| Edison S.p.A. | Stato | Stato | 1.077.901,42 | 2.378.992,69 |
| Società Adriatica Idrocarburi S.p.A. | Stato | Stato | 368.744,31 | 0,00 |
| Eni Mediterranea Idrocarburi S.p.A. | Stato | Stato | 209.609,85 | 0,00 |
| Società Padana Energia S.p.A. | Stato | Stato | 60.132,67 | 0,00 |
| Gas Plus Italiana S.p.A. | Stato | Stato | 2.649,43 | 0,00 |

b) Royalties Verso le Regioni

| Società | Tipo | Destinatario gettito | Importi versati per produzioni 2014 (Euro) |
|--------------------------------------|---------|----------------------|--|
| Edison S.p.A. | Regione | Abruzzo | 202.469,26 |
| Eni S.p.A. | Regione | Abruzzo | 114.515,66 |
| Eni S.p.A. | Regione | Basilicata | 86.651.634,80 |
| Shell Italia E&P S.p.A. | Regione | Basilicata | 56.155.529,96 |
| Società Ionica Gas S.p.A. | Regione | Calabria | 6.336.206,56 |
| Eni S.p.A. | Regione | Emilia Romagna | 7.013.070,38 |
| Società Padana Energia S.p.A. | Regione | Emilia Romagna | 110.243,23 |
| Edison S.p.A. | Regione | Marche | 61.525,04 |
| Gas Plus Italiana S.p.A. | Regione | Marche | 3.238,19 |
| Edison S.p.A. | Regione | Molise | 607.407,77 |
| Società Adriatica Idrocarburi S.p.A. | Regione | Molise | 496.624,51 |
| Eni S.p.A. | Regione | Molise | 343.546,97 |
| Eni S.p.A. | Regione | Piemonte | 629.855,03 |
| Eni S.p.A. | Regione | Puglia | 2.233.881,20 |
| Edison S.p.A. | Regione | Puglia | 807.983,71 |
| Gas Plus Italiana S.p.A. | Regione | Puglia | 427.001,35 |
| Edison S.p.A. | Regione | Sicilia | 360.477,45 |
| Eni Mediterranea Idrocarburi S.p.A. | Regione | Sicilia | 256.189,82 |
| Eni S.p.A. | Regione | Sicilia | 244.581,07 |

c) Royalties Verso i Comuni

| Società | Tipo | Destinatario gettito | Importi versati per produzioni 2014 (Euro) |
|--------------------------------------|--------|------------------------|--|
| Eni S.p.A. | Comune | Alberona | 22.505,49 |
| Gas Plus Italiana S.p.A. | Comune | Alberona | 9.645,21 |
| Eni S.p.A. | Comune | Ascoli Satriano | 43.678,03 |
| Edison S.p.A. | Comune | Ascoli Satriano | 28.517,07 |
| Eni S.p.A. | Comune | Biccari | 102.681,31 |
| Gas Plus Italiana S.p.A. | Comune | Biccari | 44.006,26 |
| Eni S.p.A. | Comune | Calvello | 2.446.634,37 |
| Shell Italia E&P S.p.A. | Comune | Calvello | 1.585.567,91 |
| Eni S.p.A. | Comune | Candela | 38.824,92 |
| Edison S.p.A. | Comune | Candela | 25.348,51 |
| Società Padana Energia S.p.A. | Comune | Castelnuovo Rangone | 976,80 |
| Eni S.p.A. | Comune | Deliceto | 131.034,10 |
| Edison S.p.A. | Comune | Deliceto | 85.551,22 |
| Eni S.p.A. | Comune | Galliate | 19.631,84 |
| Eni S.p.A. | Comune | Grumento Nova | 1.398.076,78 |
| Shell Italia E&P S.p.A. | Comune | Grumento Nova | 906.038,80 |
| Eni S.p.A. | Comune | Marsico Nuovo | 1.048.557,59 |
| Shell Italia E&P S.p.A. | Comune | Marsico Nuovo | 679.529,10 |
| Eni S.p.A. | Comune | Marsicovetere | 349.519,20 |
| Shell Italia E&P S.p.A. | Comune | Marsicovetere | 226.509,70 |
| Società Padana Energia S.p.A. | Comune | Mirandola | 854,64 |
| Società Padana Energia S.p.A. | Comune | Modena | 1.953,60 |
| Eni S.p.A. | Comune | Montemurro | 349.519,20 |
| Shell Italia E&P S.p.A. | Comune | Montemurro | 226.509,70 |
| Società Padana Energia S.p.A. | Comune | Novi di Modena | 4.914,18 |
| Eni S.p.A. | Comune | Ravenna | 341.848,14 |
| Eni S.p.A. | Comune | Romentino | 78.527,38 |
| Società Adriatica Idrocarburi S.p.A. | Comune | Rotello | 87.639,62 |
| Eni S.p.A. | Comune | S.Agata di Puglia | 4.853,12 |
| Edison S.p.A. | Comune | S.Agata di Puglia | 3.168,56 |
| Società Padana Energia S.p.A. | Comune | San Cesario Sul Panaro | 1.953,60 |
| Società Padana Energia S.p.A. | Comune | San Possidonio | 5.982,48 |
| Società Padana Energia S.p.A. | Comune | Savignano Sul Panaro | 976,80 |
| Società Padana Energia S.p.A. | Comune | Spilamberto | 10.500,62 |
| Eni S.p.A. | Comune | Trecate | 73.619,42 |
| Società Padana Energia S.p.A. | Comune | Valsamoggia | 1.953,60 |
| Eni S.p.A. | Comune | Viggiano | 9.699.157,66 |
| Shell Italia E&P S.p.A. | Comune | Viggiano | 6.285.644,19 |
| Eni S.p.A. | Comune | Volturino | 50.637,36 |
| Gas Plus Italiana S.p.A. | Comune | Volturino | 21.701,72 |