

ENI DIVISIONE **EXPLORATION & PRODUCTION**



SIME_AMB_01_13

*STUDIO DI IMPATTO
AMBIENTALE*


Pozzo esplorativo "Lince 1"

*Permesso di ricerca
G.R13.AG*

Canale di Sicilia – Zona "G"


*Capitolo 2: Quadro di
Riferimento Programmatico*

Giugno 2014


 eni S.p.A. Exploration & Production Division	Data Giugno 2014	SIME_AMB_01_13 Studio di Impatto Ambientale Pozzo esplorativo “Lince 1”	Capitolo 2 Pag. i
---	------------------------	---	----------------------

INDICE

2	QUADRO DI RIFERIMENTO PROGRAMMATICO	1
2.1	IL MERCATO DEGLI IDROCARBURI	1
2.1.1	<i>Situazione Mondiale.....</i>	1
2.1.2	<i>Situazione Europea</i>	10
2.1.3	<i>Situazione Italiana</i>	16
2.2	NORMATIVA INTERNAZIONALE DI SETTORE	32
2.2.1	<i>Convenzione delle Nazioni Unite sul Diritto del Mare.....</i>	32
2.2.2	<i>Convenzione di Barcellona</i>	34
2.2.3	<i>Convenzione di Londra (MARPOL 73/78).....</i>	36
2.2.4	<i>Convenzioni internazionali sugli sversamenti di idrocarburi (OPRC, CLC e IOPC).....</i>	37
2.2.5	<i>Protocollo di Kyoto.....</i>	38
2.3	NORMATIVA EUROPEA DI SETTORE	39
2.3.1	<i>Norme Europee per il mercato interno del gas – Direttiva 2003/55/CE e Direttiva 2009/73/CE.....</i>	39
2.3.2	<i>Tutela della sicurezza e delle attività offshore di prospezione, ricerca e produzione nel settore degli idrocarburi</i>	40
2.3.3	<i>Condizioni di rilascio e di esercizio delle autorizzazioni alla prospezione, ricerca e coltivazione di idrocarburi - Direttiva 94/22/CE</i>	43
2.3.4	<i>Traffico Marittimo.....</i>	43
2.4	NORMATIVA NAZIONALE E REGIONALE DI SETTORE	45
2.4.1	<i>Carbon Tax</i>	45
2.4.2	<i>Delega al Governo in materia di infrastrutture ed insediamenti produttivi strategici.....</i>	46
2.4.3	<i>Legge 23 Agosto 2004, n. 239 (Legge Marzano).....</i>	46
2.4.4	<i>Legge 23 Luglio 2009, n. 99</i>	48
2.4.5	<i>Decreto Ministeriale 4 Marzo 2011 e Decreto Direttoriale 22 Marzo 2011.....</i>	49
2.4.6	<i>Piano Energetico Ambientale Regione Sicilia (PEARS)</i>	50
2.4.7	<i>“Rapporto Energia 2013” della Regione Siciliana</i>	53
2.5	PRINCIPALI STRUMENTI NORMATIVI	56
2.5.1	<i>Regio Decreto 29 Luglio 1927 n. 1443</i>	61
2.5.2	<i>Decreto del Presidente della Repubblica 24 Maggio 1979, n. 886 (coord. al D.Lgs. 624/96)</i>	62
2.5.3	<i>Decreto Legislativo 25 Novembre 1996, n. 624</i>	64
2.6	NORMATIVA PER LA TUTELA DELL’AMBIENTE MARINO.....	64
2.6.1	<i>Decreto Sviluppo n. 83 del 22 Giugno 2012</i>	65
2.7	IL REGIME VINCOLISTICO SOVRAORDINATO	67
2.7.1	<i>Aree Naturali Protette.....</i>	68
2.7.2	<i>Zone costiere interessate da Zone Umide di importanza internazionale (Convenzione di Ramsar, 1971) 74</i>	
2.7.3	<i>Zone marine di tutela biologica (D.P.R. 1639/1968 e s.m.i.) e Zone marine di ripopolamento (D.Lgs. 154/04) 75</i>	
2.7.4	<i>Zone marine e costiere interessate da Siti della Rete Natura 2000 (Siti di Importanza Comunitaria, Zone di Protezione Speciale).....</i>	78
2.7.5	<i>Zone marine e costiere interessate da “Important Bird Area” (IBA)</i>	79
2.7.6	<i>Aree tutelate ai sensi del D.Lgs. 42/2004 e s.m.i.</i>	80
2.7.7	<i>Siti di Interesse Nazionale (SIN).....</i>	84
2.8	VERIFICA DELLA COERENZA CON GLI STRUMENTI NORMATIVI VIGENTI	85

 eni S.p.A. Exploration & Production Division	Data Giugno 2014	SIME_AMB_01_13 Studio di Impatto Ambientale Pozzo esplorativo “Lince 1”	Capitolo 2 Pag. ii
---	------------------------	---	-----------------------

2.9	LA POLITICA HSE DI ENI S.P.A. - DIVISIONE E&P	85
2.9.1	<i>Sistema di Gestione Integrato HSE (Salute, Sicurezza, Ambiente e Incolumità Pubblica)</i>	85
2.9.2	<i>Certificazioni ISO 14001 e OHSAS 18001</i>	86

 eni S.p.A. Exploration & Production Division	Data Giugno 2014	SIME_AMB_01_13 Studio di Impatto Ambientale Pozzo esplorativo "Lince 1"	Capitolo 2 Pag. 1 di 86
---	------------------------	---	----------------------------

2 QUADRO DI RIFERIMENTO PROGRAMMATICO

Il presente Capitolo ha la funzione di strumento di controllo e di verifica della compatibilità tra i contenuti degli strumenti di pianificazione e programmazione energetica e territoriale, il sistema dei vincoli e delle tutele di carattere paesaggistico, archeologico e ambientale e le soluzioni prospettate dal progetto di perforazione del Pozzo esplorativo "Lince 1".

Inizialmente viene riportata una ricognizione sulla situazione del mercato degli idrocarburi liquidi e gassosi a livello mondiale, europeo e nazionale; successivamente viene fornito un inquadramento normativo internazionale, europeo e nazionale del settore energetico ed ambientale; infine, vengono esaminati i vincoli insistenti nell'area e verificato il rispetto degli stessi da parte delle attività previste.

In particolare, lo studio del territorio e l'analisi del regime vincolistico è stato basato sull'attività di reperimento presso gli Enti di competenza e sull'esame della documentazione a carattere nazionale, regionale e locale comprensivo del regime vincolistico e delle ipotesi di sviluppo programmatico, vigenti nell'area interessata dal progetto in esame e di un intorno significativo della stessa.

2.1 IL MERCATO DEGLI IDROCARBURI

2.1.1 Situazione Mondiale

2.1.1.1 Consumo mondiale di gas naturale

Secondo le informazioni riportate nell'*International Energy Outlook 2013* (Energy Information Administration, Luglio 2013), che riporta le previsioni per il mercato energetico fino al 2040, il gas naturale sarà il combustibile fossile ad avere la crescita più rapida a livello mondiale, con un incremento dei consumi da 113 trilioni di piedi cubi nel 2010 a 185 trilioni di metri cubi nel 2040.

Tale incremento sarà maggiormente concentrato nei paesi non appartenenti all'OCSE, dove la domanda crescerà con una velocità più che doppia rispetto ai paesi dell'OCSE (cfr. **Figura 2-1**).

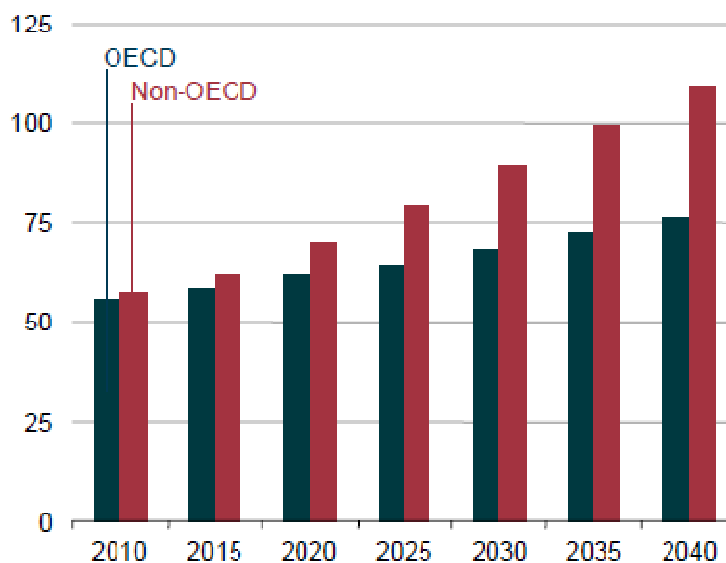



Figura 2-1: consumo di gas naturale nel mondo, periodo 2010 – 2040 (dati in trilioni di piedi cubi)
 (Fonte: International Energy Outlook 2013)

 eni S.p.A. Exploration & Production Division	Data Giugno 2014	SIME_AMB_01_13 Studio di Impatto Ambientale Pozzo esplorativo "Lince 1"	Capitolo 2 Pag. 2 di 86
---	------------------------	---	----------------------------

Analizzando il consumo di gas naturale per le singole aree, le stime per il periodo 2010-2040 nei paesi membri dell'OCSE indicano un incremento medio annuo dell'1,2% per l'America (+0,7% Stati Uniti; +1,7% Canada; +3,6% Messico/ Cile) dello 0,7% per i paesi Europei (dovuto principalmente ad un aumento dei consumi nel settore dell'energia elettrica) e di circa l'1,3% per i paesi Asiatici (+1% in Giappone; +1,7% in Sud Corea; +1,7% in Australia/Nuova Zelanda).

Nei paesi Europei ed Euroasiatici non appartenenti all'OCSE il gas naturale soddisfa circa il 50% del fabbisogno di energia primaria ed in particolare, per la Russia, che è il secondo consumatore al mondo di gas naturale (dopo gli Stati Uniti), si prevede un tasso medio di crescita pari allo 0,9% annuo, molto minore rispetto a quello previsto per altri paesi della stessa area, in cui il consumo medio annuo aumenterà dell'1,4%.

Però, fra tutte le regioni del mondo, il maggior aumento di consumo di gas naturale è previsto per i paesi non appartenenti all'OCSE dell'Asia (in particolare Cina e India) che rappresenterà più del 30% dell'incremento totale nell'uso del gas naturale a livello mondiale. In particolare, questi paesi arriveranno quasi a triplicare i loro consumi con un incremento medio annuo di circa il 3,3% tra il 2010 e il 2040.

Nelle figure seguenti si riportano le proiezioni dei consumi di gas naturale per il periodo 2010-2040 riportate all'interno dell'*International Energy Outlook 2013*.

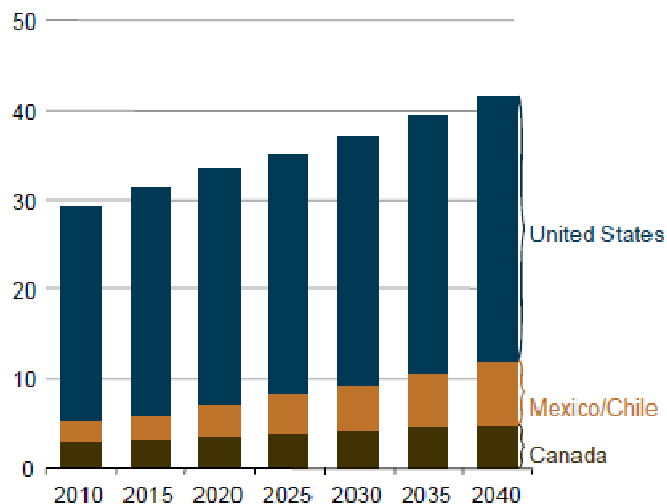


Figura 2-2: consumo di gas naturale in America nei paesi OCSE (dati in trilioni di piedi cubi) proiezione anni 2010 – 2040 (Fonte: International Energy Outlook 2013)

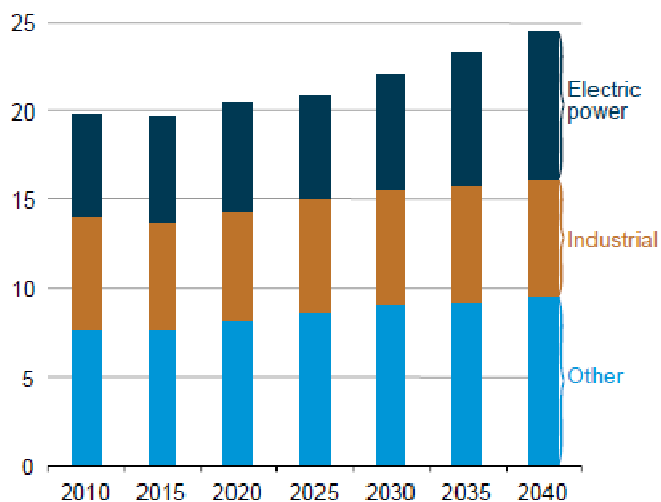


Figura 2-3: consumo di gas naturale e settore di utilizzo in Europa nei paesi OCSE (dati in trilioni di piedi cubi) proiezione anni 2010 – 2040 (Fonte: International Energy Outlook 2013)

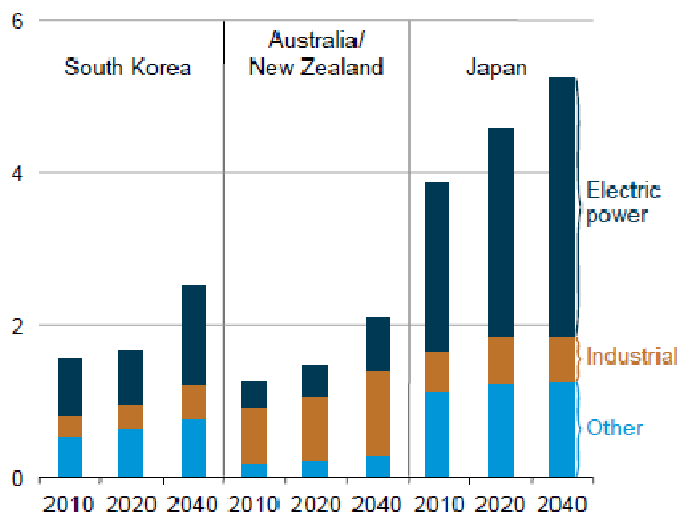


Figura 2-4: consumo di gas naturale e settore di utilizzo in Asia nei paesi OCSE (dati in trilioni di piedi cubi) proiezione anni 2010 – 2040 (Fonte: International Energy Outlook 2013)

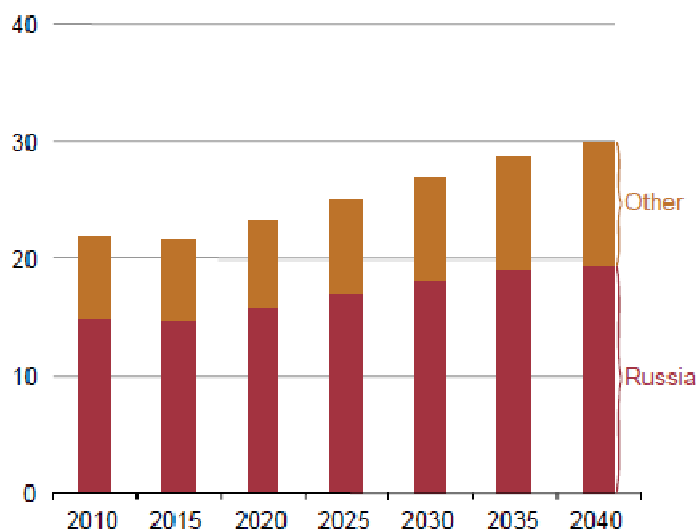


Figura 2-5: consumo di gas naturale nei paesi Europei ed Euroasiatici non OCSE (dati in trilioni di piedi cubi) proiezione anni 2010 – 2040 (Fonte: International Energy Outlook 2013)

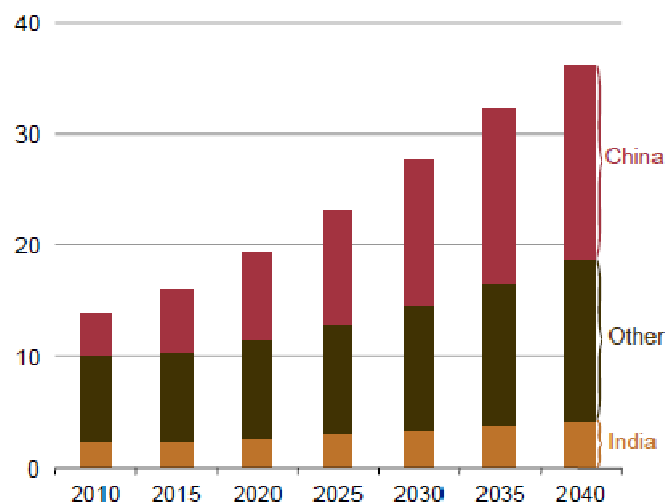



Figura 2-6: consumo di gas in Asia nei paesi non OCSE (dati in trilioni di piedi cubi) proiezione anni 2010 – 2040 (Fonte: International Energy Outlook 2013)

Infine, oltre quanto evidenziato dai grafici su riportati, l'*International Energy Outlook 2013* segnala che nel periodo compreso tra il 2010 e il 2040:

- in Medio Oriente il consumo di gas naturale raddoppierà con un tasso di crescita annua di circa il 2,2%;
- in Africa la richiesta di gas naturale per il settore elettrico e quello energetico crescerà arrivando a 8,8 trilioni di piedi cubi nel 2040, quasi 2,5 volte i consumi del 2010, con un tasso di crescita annua pari a 3,1%;
- nei paesi non appartenenti all'OCSE del Centro e Sud America il consumo di gas naturale incrementerà con un tasso di crescita annua di circa il 2%, passando da 4,9 trilioni di piedi cubi del 2010 a 8,9 trilioni di piedi cubi del 2040.

 eni S.p.A. Exploration & Production Division	Data Giugno 2014	SIME_AMB_01_13 Studio di Impatto Ambientale Pozzo esplorativo "Lince 1"	Capitolo 2 Pag. 5 di 86
---	------------------------	---	----------------------------

2.1.1.2 Consumo mondiale di petrolio e altri combustibili liquidi

Secondo le informazioni riportate nell'*International Energy Outlook 2013* (Energy Information Administration, Luglio 2013), il consumo mondiale di petrolio e di altri combustibili liquidi nel 2010 ha raggiunto circa 87 milioni di barili/giorno e le stime prevedono un continuo incremento del consumo fino a raggiungere 97 milioni di barili/giorno nel 2020 e 115 milioni di barili/giorno nel 2040.

Il petrolio e gli altri combustibili liquidi si confermano anche per gli anni futuri quale fonte di combustibile dominante a livello mondiale, utilizzata soprattutto nel settore dei trasporti (63%), nonostante il continuo incremento del prezzo del petrolio, e nel settore industriale (37%, soprattutto nelle industrie chimiche).

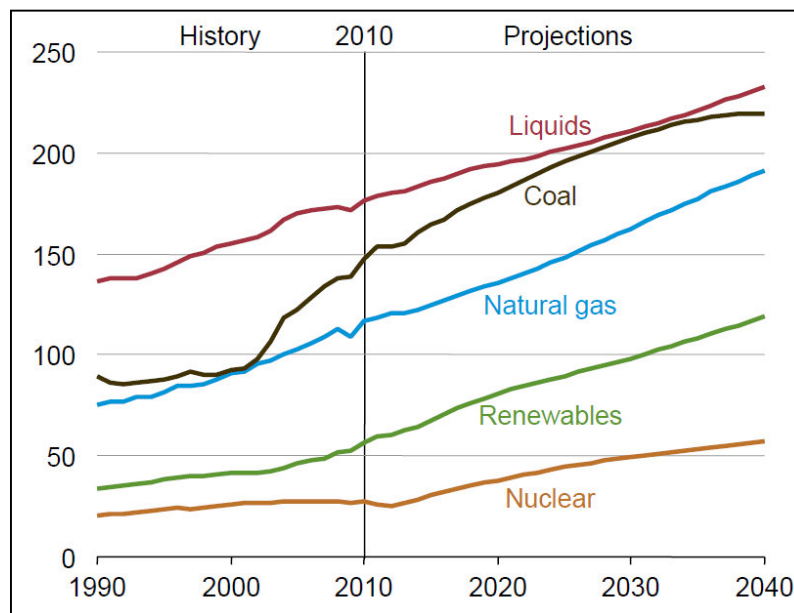


Figura 2-7: consumo mondiale di energia distinto per tipologia di risorse (quadrilioni di Unità termiche britanniche "Btu") (Fonte: International Energy Outlook 2013)


In particolare, grazie alla crescita economica degli ultimi anni nel settore dei trasporti e nell'industria, la maggior quantità di idrocarburi liquidi consumata nel 2010 (circa 47% del totale mondiale) è da attribuirsi ai Paesi Non-OECD (Paesi non appartenenti a *Organization for Economic Cooperation and Development*).

Per tali paesi, inoltre, le stime future prevedono un ulteriore incremento del consumo di idrocarburi liquidi che nel 2020 raggiungerà il 50% circa e nel 2040 supererà il 60% del totale mondiale.

Tra i Paesi Non-OECD le stime al 2040 prevedono come principale consumatore l'Asia (soprattutto Cina e India) che coprirà circa il 70% della crescita dei consumi prevista, con un trend medio stimato pari a circa 19,3 milioni di barili/giorno dal 2010 al 2040. Le previsioni al 2040 identificano nella Cina il Paese con la maggiore domanda in termini assoluti (10,5 milioni di barili/giorno) seguita dall'India (5,0 milioni di barili/giorno). L'incremento stimato nel consumo di tali risorse è da attribuirsi al continuo e costante sviluppo economico che è sempre più orientato al settore dei servizi e dei trasporti, principali fonti di consumo dei combustibili liquidi.

Parallelamente, il continuo consumo di idrocarburi liquidi comporta un incremento nella loro produzione e i Paesi Non-OECD per sopperire a tale necessità, hanno sempre fatto affidamento sulle importazioni dal Golfo Persico. Secondo le stime, nel 2040 questo trend continuerà e, per soddisfare la continua domanda, aumenterà la produzione di idrocarburi liquidi anche in Russia e in Asia centrale.

Anche in Medio Oriente si stima un incremento della domanda di idrocarburi liquidi di circa 3,2 milioni di barili/giorno dal 2010 al 2040.

 eni S.p.A. Exploration & Production Division	Data Giugno 2014	SIME_AMB_01_13 Studio di Impatto Ambientale Pozzo esplorativo "Lince 1"	Capitolo 2 Pag. 6 di 86
---	------------------------	---	----------------------------

Le stime individuano nell'America il maggior consumatore di idrocarburi liquidi anche se il trend risulta discontinuo: incremento da 18,9 milioni di barili/giorno nel 2010 a 19,5 milioni di barili/giorno nel 2020 e declino da 18,7 milioni di barili/giorno nel 2030 e a 18,6 milioni di barili/giorno nel 2040.

Trend relativamente stabili nei consumi di petrolio e di idrocarburi liquidi (circa 2,2 milioni di barili/giorno nel 2040) sono stimati anche per Canada e Messico, anch'essi propensi ad adottare politiche di efficienza analoghe a quelle Americane.

Il consumo di idrocarburi liquidi stimato per il 2040 nell'Europa dell'OECD ammonta a 14,1 milioni di barili/giorno (0,7 milioni di barili/giorno in meno rispetto ai livello del 2010 pari a circa di 14,8 milioni di barili/giorno).

Solo nei Paesi Asiatici dell'OECD il consumo di combustibili liquidi rimane sostanzialmente stabile per tutto il periodo di proiezione. In particolare, in Giappone il consumo di idrocarburi liquidi è aumentato dopo la chiusura delle centrali nucleari (che era prevista entro Maggio 2012 in seguito al terremoto e allo tsunami di Marzo 2011).

2.1.1.3 Produzione di petrolio e altri combustibili liquidi e riserve mondiali

Le fonti per la produzione di petrolio e di combustibili liquidi per soddisfare la crescente domanda globale sono in continuo cambiamento. I fattori chiave che incidono sulla fornitura di petrolio a lungo termine (stime al 2040) includono i prezzi del petrolio, le attività di esplorazione e sviluppo di nuove e/o già esistenti riserve, l'innovazione tecnologica e gli eventi geopolitici.

Secondo quanto riportato nell'*International Energy Outlook 2013* (Energy Information Administration, Luglio 2013), le stime al 2040 indicano una produzione mondiale pari a 115,0 milioni di barili/giorno, circa 28,3 milioni di barili/giorno in più rispetto al 2010, e tale trend è legato in particolar modo all'innovazione tecnologica che rende la produzione più fattibile in aree geografiche precedentemente inaccessibili.

I Paesi membri dell'OPEC (*Organization of the Petroleum Exporting Countries*), costituiti da Medio Oriente, Africa orientale e occidentale e Sud America, dal 2010 al 2040 contribuiranno alla crescita delle forniture di petrolio e di altri idrocarburi liquidi con una quota pari a circa 13,8 milioni di barili/giorno, mentre i Paesi Non-OPEC contribuiranno con circa 11,5 milioni di barili/giorno.

Nello specifico, nei Paesi del Medio Oriente dell'OPEC si prevede di raggiungere nel 2040 una produzione pari a circa 35,8 milioni di barili/giorno, su un totale di 48,9 milioni di barili/giorno e con una variazione media annuale di 1,4 milioni di barili/giorno.

Tra i Paesi Non-OPEC, invece, i più significativi contributi alla crescita della produzione di idrocarburi liquidi sono dovuti al Brasile (crescita media annua pari a 3,8 milioni di barili/giorno), al Canada (crescita media annua pari a 1,8 milioni di barili/giorno), agli Stati Uniti (crescita media annua pari a 0,8 milioni di barili/giorno) e al Kazakistan (crescita media annua pari a 3 milioni di barili/giorno) che insieme rappresentano circa l'87% dell'aumento totale.

Come riportato nell'*Oil & Gas Journal*, le riserve mondiali certe di petrolio greggio stimate al 1° Gennaio 2013 sono pari a circa il 7% in più rispetto alla stima rilevata nel 2012. Secondo quanto si apprende dalla stessa fonte, circa la metà delle "riserve verificate" mondiali di petrolio si trovano in Medio Oriente, mentre più dell'80% sarebbero concentrate in otto paesi e, in particolare, tra questi Paesi solo il Canada e Russia non appartengono all'OPEC.

In ogni caso, a partire dal 2000 il numero delle riserve è incrementato e nel 2013 il più grande aumento delle riserve certe è attribuito al Venezuela che, con 297,6 miliardi di barili, detiene il 18,2% delle riserve mondiali, seguito dall'Arabia Saudita (16,2% delle riserve, con 265,4 miliardi di barili) e dal Canada (10,6% delle riserve, con 173,1 miliardi di barili).



2.1.1.4 Produzione e riserve di gas naturale

Al fine di soddisfare la crescente domanda sopra delineata, secondo le stime riportate nell'*International Energy Outlook 2013* (Energy Information Administration, Luglio 2013) la produzione mondiale di gas naturale dovrebbe aumentare di oltre 70 trilioni di piedi cubi nel periodo 2010 - 2040.

Nel periodo di riferimento, si prevede che la maggior parte dell'aumento dell'offerta proverrà dai paesi non appartenenti all'OCSE dal quale si stima che proverrà il 73% dell'aumento totale della produzione di gas. La produzione, infatti, in tali paesi crescerà mediamente del 2% all'anno (passando da 70 trilioni di piedi cubi nel 2010 a 126 trilioni di piedi cubi nel 2040), mentre la produzione nei paesi membri dell'OCSE crescerà solo dell'1,3% all'anno (passando da 41 trilioni di piedi cubi nel 2010 a 61 trilioni di piedi cubi nel 2040).

In particolare, come si evince dalla successiva **Figura 2-8**, il maggiore incremento della produzione di gas naturale è atteso nei paesi del Medio Oriente (15,6 trilioni di piedi cubi) e nei paesi non appartenenti all'OCSE dell'Asia (9,7 trilioni di piedi cubi). Inoltre, nello stesso periodo, si prevede che l'Iran ed il Qatar da sole aumenteranno la loro produzione del gas naturale di 10,3 trilioni di piedi cubi.

Region/country	History		Projections					Average annual percent change, 2010-2040
	2010	2015	2020	2025	2030	2035	2040	
OECD								
United States ^a	21.2	23.9	26.5	28.4	29.7	31.3	33.1	1.5
Canada	5.4	5.0	5.4	5.9	6.4	7.0	7.6	1.1
Europe	10.4	9.0	8.1	8.0	8.6	9.2	9.9	-0.2
Australia/New Zealand	1.9	2.7	3.8	4.9	5.6	6.2	6.7	4.3
Rest of OECD	2.1	1.7	1.8	1.9	2.3	3.0	3.8	2.1
Total OECD	41.0	42.3	45.6	49.1	52.5	56.7	61.2	1.3
Non-OECD								
Russia	20.9	21.6	23.6	26.3	29.4	32.1	33.3	1.6
Europe and Central Asia	5.8	7.4	8.4	9.3	10.3	11.4	12.3	2.6
Iran	5.2	6.4	7.5	8.5	9.4	10.1	10.6	2.4
Qatar	3.4	6.0	6.9	7.3	7.6	7.9	8.3	3.0
Rest of Middle East	7.3	7.7	8.4	9.5	10.5	11.4	12.6	1.8
North Africa	5.8	5.7	6.2	6.2	6.4	6.8	7.4	0.8
Rest of Africa	1.6	2.3	3.1	4.0	4.8	5.6	6.3	4.8
China	3.3	3.8	4.2	5.2	6.7	8.5	10.1	3.8
Rest of Asia	11.5	11.1	11.4	11.8	12.5	13.5	14.4	0.8
Central and South America	5.4	6.4	7.4	7.9	8.5	9.5	10.4	2.2
Total non-OECD	70.2	78.5	87.1	96.0	106.2	116.8	125.6	2.0
Total world	111.1	120.8	132.7	145.1	158.7	173.5	186.8	1.7
Discrepancy ^b	-1.8	0.4	0.6	0.9	0.5	0.8	0.6	

^aIncludes supplemental production, less any forecast discrepancy.

^bBalancing item. Differences between global production and consumption totals result from independent rounding and differences in conversion factors derived from heat contents of natural gas that is produced and consumed regionally.

Figura 2-8: produzione di gas naturale nel mondo (dati in trilioni di piedi cubi), proiezione anni 2010 – 2040 (Fonte: International Energy Outlook 2013)

Invece, relativamente ai paesi appartenenti all'OCSE, i più grandi incrementi di produzione di gas naturale sono previsti negli Stati Uniti, in Canada e in Australia/Nuova Zelanda (cfr. **Figura 2-9**).

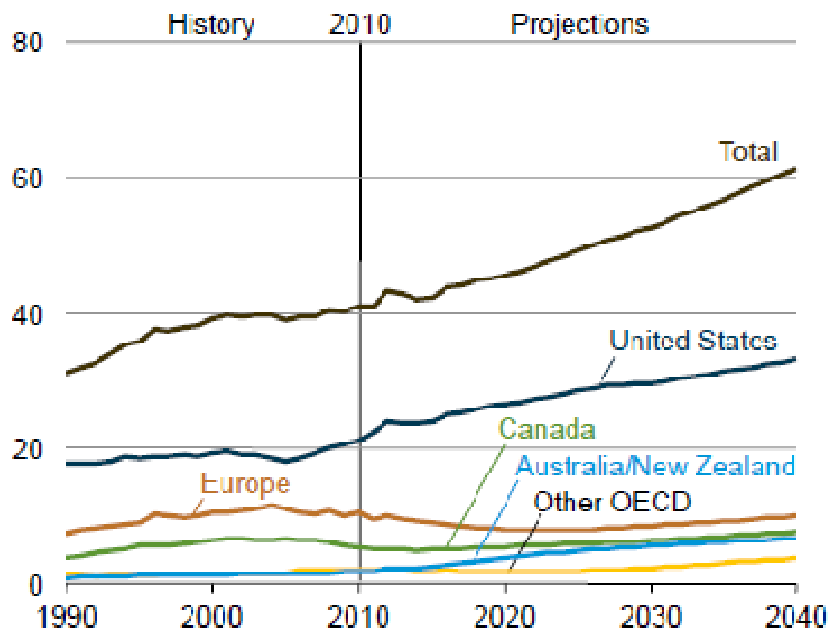


Figura 2-9: produzione di gas naturale paesi OCSE (triloni di piedi cubi), proiezione anni 1990 – 2040
(Fonte: International Energy Outlook 2013)

Le riserve globali di gas naturale negli ultimi 20 anni sono cresciute di circa il 39%, superando, nello stesso periodo, l'aumento delle riserve di greggio. In particolare, come riportato da *Oil & Gas Journal*, al primo Gennaio 2013 le riserve mondiali di gas naturale sono stimate in circa 6.793 triloni di piedi cubi, circa l'1,7% in più di quelle stimate per il 2011 (cfr. **Figura 2-10**).

Come per gli altri combustibili fossili, anche le riserve di gas naturale sono distribuite in modo non uniforme nel mondo e, attualmente, circa tre quarti delle riserve di gas naturale del mondo sono ubicate in Medio Oriente ed Eurasia (cfr. **Figura 2-11**). In particolare, si stima che Russia, Iran e Qatar concentrino complessivamente circa il 55% delle riserve di gas naturale del mondo.

In ogni caso è possibile affermare che negli ultimi dieci anni, sebbene il tasso di crescita del consumo di gas naturale sia stato particolarmente elevato, le riserve di gas naturale, se rapportate alla produzione, sono rimaste elevate.

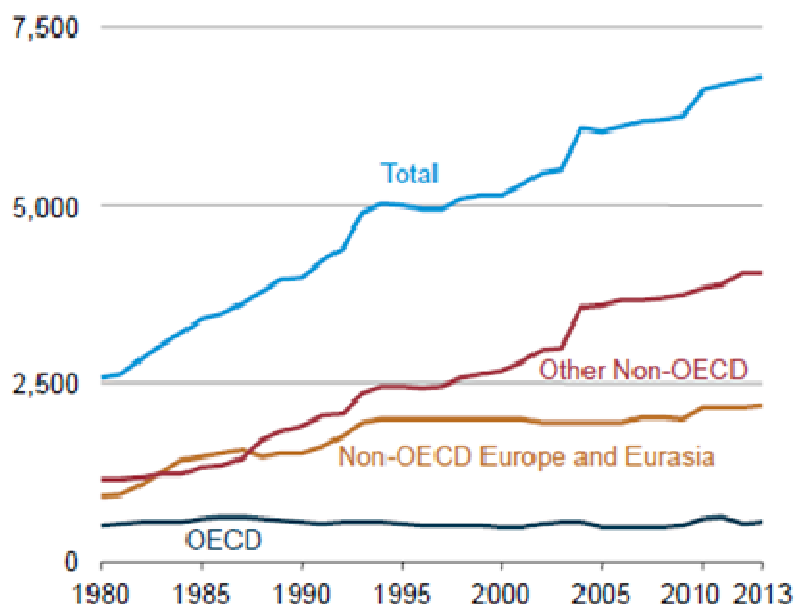


Figura 2-10: andamento delle riserve di gas naturale nel mondo negli ultimi 30 anni (dati in triloni di piedi cubi) (Fonte: International Energy Outlook 2013)

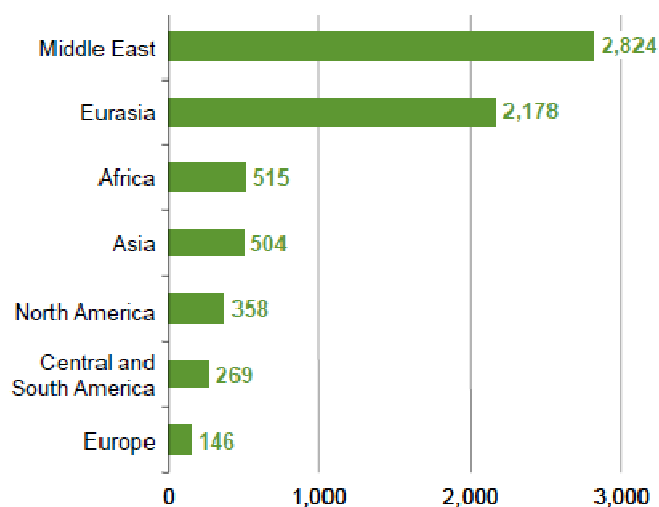


Figura 2-11: stima delle riserve di gas naturale per area geografica al gennaio 2013 (dati in triloni di piedi cubi) (Fonte: International Energy Outlook 2013)



2.1.2 Situazione Europea

Nel seguito è riportata una breve descrizione della situazione europea del mercato dell'olio e del gas naturale relativa al 2011 e desunta dai seguenti rapporti annuali predisposti da Eurogas: "Eurogas Activity Report 2012 - 2013" e "Statistical Report, 2013".

Il **consumo primario di energia** di un paese è definito come l'energia totale lorda approvvigionata (energia prodotta + energia importata) prima di ogni conversione in altre forme di energia ed include, ad esempio, le perdite per produzione di energia e le perdite connesse alla trasformazione e alla distribuzione di energia. Invece, il **consumo finale di energia** è definito come il consumo primario di energia meno le perdite (per produzione di energia elettrica, per la distribuzione, ecc....)

Nel 2012, il **consumo primario di energia** in Europa è diminuito dell'1% rispetto al 2011 raggiungendo una quota pari a circa 1.699 MTOE (milioni di tonnellate di olio equivalente) (cfr. **Figura 2-12** e **Figura 2-13**). In particolare, rispetto al 2011, il consumo di gas naturale è diminuito del 2%, quello di olio del 4%.

PRIMARY ENERGY CONSUMPTION BY FUEL IN THE EU-28, SWITZERLAND AND TURKEY, 2012

Mtoe	Oil	Solid fossil fuels	Natural gas	Nuclear electricity	Hydro	Other renewables	Electricity net imports	Others	TOTAL	% CHANGE 2012/2011
AUSTRIA	12.1	3.2	7.5	0.0	3.8	6.5	0.2	0.9	34.1	0%
BELGIUM	23.1	2.7	13.8	10.5	0.0	5.7	0.9	0.1	56.8	-2%
BULGARIA	3.8	7.0	2.3	3.6	0.7	0.3	0.0	0.0	17.7	-7%
CROATIA	3.3	0.6	2.4	0.0	0.4	0.6	0.7	0.0	8.0	-5%
CYPRUS	2.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.2	0.0	0.0	2.3	-5%
CZECH REPUBLIC	9.0	18.9	7.1	7.9	2.5	0.2	-1.5	0.0	44.2	-3%
DENMARK	6.9	2.6	3.5	0.0	0.0	4.4	0.4	0.4	18.1	-4%
ESTONIA	0.5	3.8	0.5	0.0	0.0	0.8	-0.2	0.0	5.5	-1%
FINLAND	7.8	4.7	2.8	5.7	1.4	7.7	1.5	0.9	32.5	-2%
FRANCE	78.4	10.9	38.0	110.9	7.1	17.1	-3.8	0.0	258.4	0%
GERMANY	108.4	81.5	70.5	25.9	1.9	35.8	-2.0	6.3	328.3	1%
GREECE	11.6	8.2	3.6	0.0	0.4	1.9	0.2	0.0	25.9	-15%
HUNGARY	8.3	2.8	7.7	4.1	0.0	2.0	0.7	0.0	25.6	-6%
IRELAND	6.2	2.3	4.0	0.0	0.1	0.8	0.0	0.0	13.5	-5%
ITALY	63.6	16.6	61.4	0.0	3.7	23.1	3.7	0.0	172.0	-3%
LATVIA	1.4	0.1	1.2	0.0	0.5	1.1	0.1	0.1	4.5	0%
LITHUANIA	2.5	0.2	2.7	0.0	0.0	1.2	0.6	0.2	7.4	1%
LUXEMBOURG	2.8	0.1	1.1	0.0	0.0	0.2	0.4	0.0	4.5	-2%
MALTA	1.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.1	0.0	0.0	1.0	22%
NETHERLANDS	30.5	8.2	32.8	0.9	0.0	3.2	1.5	1.3	78.5	1%
POLAND	24.3	51.0	13.6	0.0	0.2	8.6	-0.2	0.8	98.1	-3%
PORTUGAL	9.3	2.9	4.0	0.0	0.5	5.1	0.7	0.1	22.6	-4%
ROMANIA	8.8	6.7	11.2	2.6	2.8	0.6	0.0	0.0	32.7	-5%
SLOVAKIA	3.3	3.6	4.4	3.8	0.3	1.3	0.0	0.0	16.7	-2%
SLOVENIA	2.5	1.4	0.7	1.4	0.3	0.7	-0.1	0.0	7.0	-5%
SPAIN	54.1	15.0	28.2	16.0	1.8	14.0	-1.0	0.2	128.3	-1%
SWEDEN	14.6	1.8	1.0	16.1	6.7	13.0	-1.7	0.0	51.6	3%
UNITED KINGDOM	69.6	39.7	66.4	15.2	0.5	9.6	1.0	1.1	203.1	2%
EU-28	569.7	296.4	392.4	224.6	35.6	165.8	2.1	12.4	1 699.0	-1%
% Change 2012/2011	-4%	2%	-2%	-3%	6%	11%	16%	7%	-1%	
SWITZERLAND	12.0	0.1	2.9	6.3	3.4	1.4	-0.2	1.3	27.4	2%
TURKEY	36.1	32.2	42.6	0.0	5.0	5.8	0.5	15.0	137.2	4%

Units: million tonnes of oil equivalent (net calorific value).

Note: other renewables includes biomass, wind, solar and geothermal energy.
figures are best estimates available at the time of publication.


	eni S.p.A. Exploration & Production Division	Data Giugno 2014	SIME_AMB_01_13 Studio di Impatto Ambientale Pozzo esplorativo "Lince 1"	Capitolo 2 Pag. 11 di 86
---	---	------------------------	---	--------------------------------

Figura 2-12: consumo primario energia primaria in Europa nel 2012 (Fonte: Statistical Report 2013 , Eurogas)

SHARE OF PRIMARY ENERGY CONSUMPTION BY FUEL IN THE EU-28, 2011 AND 2012

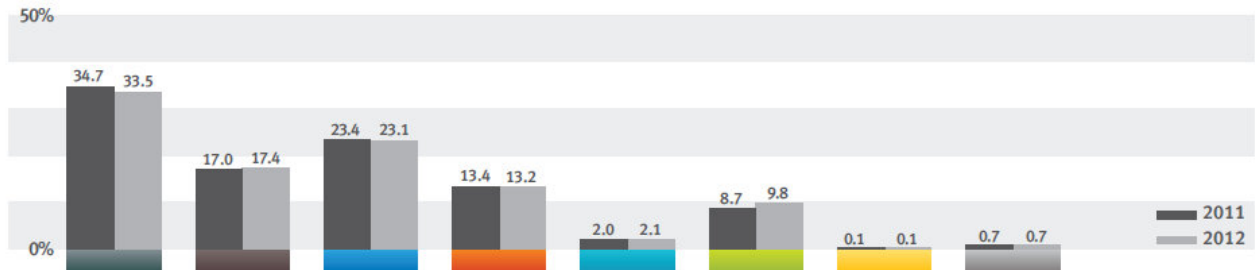


Figura 2-13: quota del consumo primario di energia primaria in Europa confronto 2010-2011 (Fonte: Statistical Report 2013, Eurogas)

In merito al **consumo finale di energia** in Europa, lo "Statistical Report, 2013" riporta un confronto tra gli anni 2010 e 2011 per i quali attualmente sono disponibili dati affidabili.

In particolare, nel 2011, il consumo finale di energia nell'UE è diminuita da 2% raggiungendo una quota pari a 1.188 Mtep rispetto al 2010. A causa della situazione economica stagnante, il consumo finale di tutti i combustibili sono diminuiti, ad eccezione della categoria "altri" che include fonti rinnovabili e di calore, che sono aumentati del 4%. Nel 2011, l'uso del **gas naturale** nel consumo finale di energia è diminuito dell'8%, i **prodotti petroliferi** dell'1%, i combustibili fossili solidi del 3% ed elettricità del 2% (cfr. **Figura 2-14** e **Figura 2-15**).

Il **gas naturale** è ancora il secondo combustibile utilizzato, con una percentuale del 22%, seguito dall'energia elettrica (20%) e secondo solo ai **prodotti petroliferi** che restano la maggiore componente del consumo finale di energia con una quota del 42%.



FINAL ENERGY CONSUMPTION BY FUEL IN THE EU-28, SWITZERLAND AND TURKEY, 2011

Mtoe	Oil products	Solid fossil fuels	Natural gas	Electricity	Others	TOTAL	% CHANGE 2011/2010
AUSTRIA	9.9	0.4	4.4	5.2	6.0	26.0	-2%
BELGIUM	21.7	1.4	14.9	7.1	1.8	46.9	6%
BULGARIA	3.1	0.5	1.5	2.4	2.1	9.6	6%
CROATIA	3.0	0.1	1.6	1.4	0.7	6.7	-2%
CYPRUS	1.1	0.0	0.0	0.4	0.1	1.7	-4%
CZECH REPUBLIC	7.0	4.7	5.8	4.7	3.5	25.7	-4%
DENMARK	6.7	0.1	1.7	2.7	4.2	15.4	1%
ESTONIA	0.9	0.1	0.1	0.6	1.0	2.7	-3%
FINLAND	8.9	0.8	1.3	8.7	6.6	26.3	1%
FRANCE	75.7	5.4	30.7	36.3	12.9	161.1	1%
GERMANY	77.4	11.5	48.7	44.8	29.7	212.1	-5%
GREECE	12.6	0.3	0.9	4.2	1.7	19.7	-5%
HUNGARY	5.8	0.4	6.2	3.0	2.3	17.7	-2%
IRELAND	6.6	0.6	1.6	2.1	0.3	11.2	-4%
ITALY	60.4	4.5	39.2	26.0	4.9	134.9	-3%
LATVIA	1.5	0.1	0.4	0.5	1.6	4.1	-5%
LITHUANIA	1.8	0.2	1.6	0.7	1.6	5.9	9%
LUXEMBOURG	2.9	0.1	0.6	0.6	0.2	4.3	0%
MALTA	0.2	0.0	0.0	0.2	0.0	0.4	9%
NETHERLANDS	28.5	2.0	19.3	10.1	16.5	76.4	9%
POLAND	22.9	11.8	10.4	10.5	11.9	67.4	-3%
PORTUGAL	8.3	0.0	1.5	4.2	2.9	16.9	-5%
ROMANIA	7.2	0.7	7.0	3.7	5.3	23.9	1%
SLOVAKIA	2.5	0.9	2.5	2.1	1.2	9.3	-7%
SLOVENIA	2.5	0.1	0.6	1.1	0.8	5.0	-1%
SPAIN	43.7	1.9	14.1	20.6	5.8	86.1	-6%
SWEDEN	9.5	1.3	0.5	10.8	10.7	32.9	-3%
UNITED KINGDOM	65.4	2.4	39.1	27.3	3.7	137.9	-8%
EU-28	497.7	52.4	256.2	242.0	139.9	1 188.2	-2%
% Change 2011/2010	-1%	-3%	-8%	-2%	4%	-2%	
SWITZERLAND	10.9	0.1	2.5	5.0	1.8	20.3	-7%
TURKEY	28.2	26.5	40.0	19.8	0.0	114.5	48%

Units: million tonnes of oil equivalent (net calorific value).
Note: figures are best estimates available at the time of publication.

Figura 2-14: consumo finale di energia primaria in Europa nel 2012 (Fonte: Statistical Report 2013, Eurogas)

SHARE OF FINAL ENERGY CONSUMPTION BY FUEL IN THE EU-28, 2010 AND 2011

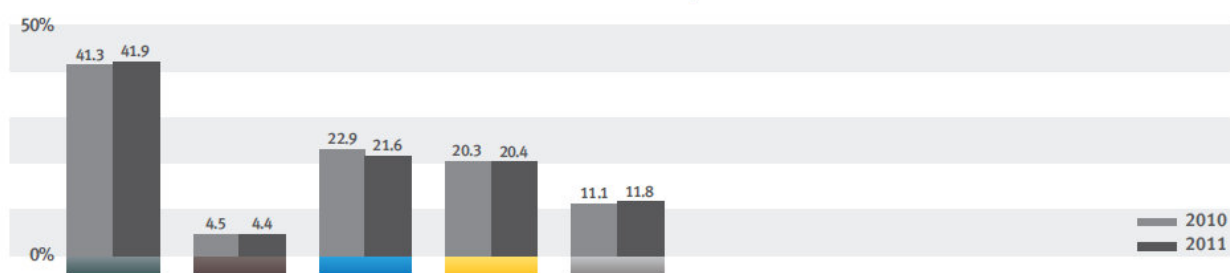



Figura 2-15: quota del consumo finale di energia primaria in Europa confronto 2010-2011 (Fonte: Statistical Report 2013, Eurogas)

 eni S.p.A. Exploration & Production Division	Data Giugno 2014	SIME_AMB_01_13 Studio di Impatto Ambientale Pozzo esplorativo "Lince 1"	Capitolo 2 Pag. 13 di 86
---	------------------------	---	--------------------------------

Di seguito, invece, si riporta un esame più dettagliato sul mercato del gas naturale contenuto nello "Statistical Report, 2013".

Nel 2012 il consumo totale di gas nell'Unione europea ha subito un calo per il secondo anno consecutivo. La **domanda di gas** naturale dal 2011 al 2012 è diminuita del 2%, raggiungendo valori di 5 061 TWh. Sebbene i mercati del gas naturale varino notevolmente in tutta Europa, possono essere distinte alcune tendenze generali per la maggior parte degli Stati membri dell'UE. Nel settore residenziale e commerciale, le temperature più basse registrate durante la stagione fredda e l'ondata di freddo nel febbraio 2012, hanno determinato un aumento della domanda di gas del 6% rispetto al 2011, che era stato caratterizzato da condizioni atmosferiche molto miti. Nel settore energetico, il significativo calo del 17% per l'uso di gas per generare elettricità può essere attribuito alla crescente produzione di energia elettrica da fonti rinnovabili in combinazione, che hanno ridotto la quota dei combustibili fossili nella produzione di energia totale. Tuttavia, tra i combustibili fossili, carbone e lignite hanno continuato a spiazzare gas a causa dei mercati favorevoli. La crescente competitività del carbone nella UE si basa sul calo dei prezzi del carbone. Dopo due anni di ripresa, l'industria in tutta Europa, nel 2012, ha mostrato nuovamente un andamento negativo con un tasso medio di calo della produzione industriale del -2,1% in confronto con il 2011, secondo Eurostat. Il calo della produzione industriale ha contribuito ad una riduzione del consumo di gas dell'1% nel settore. Il settore trasporti ha rappresentato solo lo 0,4% delle vendite di gas naturale nel 2012, ma i volumi erogati sono aumentati del 6% rispetto al 2011 (cfr. **Figura 2-16**).



INLAND SALES OF NATURAL GAS IN THE EU-28, SWITZERLAND AND TURKEY, 2012

TWh	Residential & commercial	Industry	Power plants	Transport	Others uses	TOTAL INLAND SALES	% CHANGE 2012/2011
AUSTRIA	27.4	34.2	22.6	0.1	11.6	95.9	-5%
BELGIUM	62.0	57.5	46.9	0.1	12.4	178.8	1%
BULGARIA	1.1	15.2	10.8	0.6	1.9	29.6	-8%
CROATIA	8.3	10.2	7.8	0.0	4.8	31.2	-6%
CYPRUS	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	-
CZECH REPUBLIC	38.8	45.8	0.0	0.1	1.6	86.3	1%
DENMARK	10.7	9.5	5.8	0.0	11.4	37.5	-8%
ESTONIA	0.9	0.7	0.2	0.0	5.0	6.8	4%
FINLAND	0.9	19.0	18.9	0.1	0.0	38.8	-10%
FRANCE	282.7	146.8	48.3	1.3	13.3	492.4	4%
GERMANY	393.2	368.0	135.0	2.8	10.1	909.1	1%
GREECE	5.4	9.5	32.0	0.2	0.0	47.1	-8%
HUNGARY	34.6	41.5	26.6	0.0	4.5	107.4	-10%
IRELAND	13.0	6.2	32.6	0.0	0.8	52.6	-3%
ITALY	330.0	166.4	265.7	9.6	21.0	792.6	-4%
LATVIA	3.3	2.2	9.7	0.0	0.0	15.2	-6%
LITHUANIA	2.8	18.3	12.7	0.0	0.4	34.2	-2%
LUXEMBOURG	4.5	3.4	5.8	0.0	0.0	13.7	2%
MALTA	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	-
NETHERLANDS	211.7	141.5	65.0	0.0	8.0	426.2	-4%
POLAND	68.1	66.7	16.5	3.3	22.4	176.9	6%
PORTUGAL	6.5	31.3	11.9	0.0	0.4	50.1	-13%
ROMANIA	44.3	52.9	34.3	0.0	13.1	144.7	-4%
SLOVAKIA	20.5	18.2	11.6	0.1	4.8	55.3	-4%
SLOVENIA	3.1	4.4	0.6	0.0	0.1	8.3	-6%
SPAIN	48.7	133.6	179.4	0.9	0.0	362.6	-3%
SWEDEN	1.8	5.8	4.7	0.7	0.0	12.9	-14%
UNITED KINGDOM	425.7	166.3	235.9	0.0	27.1	855.0	-5%
EU-28	2 049.8	1 575.0	1 241.5	19.8	174.7	5 060.9	-2%
% Change 2012/2011	6%	-1%	-17%	6%	10%	-2%	
SWITZERLAND	21.7	11.0	2.5	0.2	2.4	37.8	10%
TURKEY	122.0	117.4	230.2	0.2	11.5	481.4	4%

Units: terawatt hours (gross calorific value).

Note: figures are best estimates available at the time of publication.

Figura 2-16: domanda di gas per settori nel 2012 (Fonte: Statistical Report 2013, Eurogas)

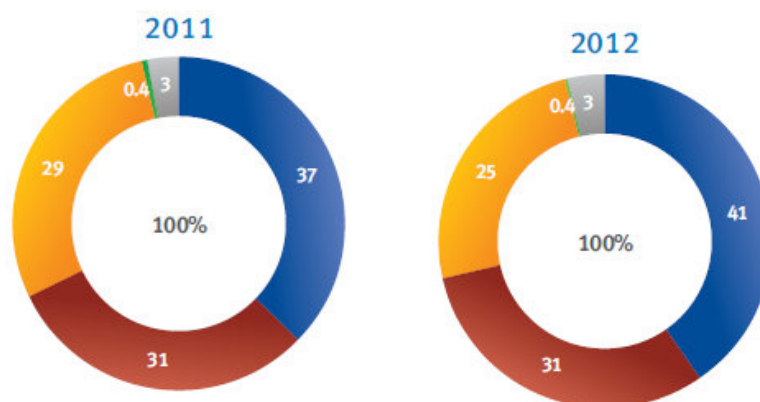


Figura 2-17: percentuale della domanda di gas per settori. Confronto 2011- 2012 (Fonte: Statistical Report 2013, Eurogas)



La **produzione interna di gas naturale** nel 2012 è diminuita del 7% rispetto al 2011, raggiungendo un valore di 1712 TWh (159 miliardi di metri cubi), ma rimane la maggiore fonte di approvvigionamento a livello europeo, coprendo circa il 33% del totale; il restante quantitativo viene importato prevalentemente dalla Russia (23%), seguita da Norvegia (22%), Algeria (9%) (cfr. **Figura 2-18**)

NATURAL GAS SUPPLIES IN THE EU-28, SWITZERLAND AND TURKEY, 2012

TWh	Indigenous production	Russia	Norway	Algeria	Qatar	Other sources*	Changes in stocks**	Others balances	TOTAL NET SUPPLIES	% CHANGE 2012/2011
AUSTRIA	20.2	57.6	14.5	0.0	0.0	10.6	-7.1	0.0	95.9	-5%
BELGIUM	0.0	0.6	65.9	0.0	29.9	84.5	-1.7	-0.5	178.8	1%
BULGARIA	3.5	26.3	0.0	0.0	0.0	0.0	1.2	-1.5	29.6	-8%
CROATIA	21.1	0.0	0.0	0.0	0.0	11.6	-1.5	0.0	31.2	-64%
CYPRUS	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	-
CZECH REPUBLIC	1.7	49.6	9.6	0.0	0.0	18.2	7.5	-0.2	86.3	1%
DENMARK	67.2	0.0	0.0	0.0	0.0	-24.4	2.3	-7.6	37.5	-8%
ESTONIA	0.0	6.8	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	6.8	4%
FINLAND	0.0	38.8	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	38.8	-11%
FRANCE	5.8	78.8	210.1	45.9	20.8	125.5	9.9	-4.4	492.4	4%
GERMANY	120.1	339.5	265.5	0.0	0.0	180.4	3.6	0.0	909.1	1%
GREECE	0.0	26.2	2.4	8.4	0.0	10.5	-0.2	-0.2	47.1	-8%
HUNGARY	23.4	85.8	0.0	0.0	0.0	-8.8	6.9	0.0	107.4	-10%
IRELAND	2.4	0.0	0.0	0.0	0.0	49.6	0.6	0.0	52.6	-3%
ITALY	91.0	228.7	38.2	230.3	64.2	153.7	-13.5	0.0	792.6	-4%
LATVIA	0.0	15.2	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	15.2	-6%
LITHUANIA	0.0	56.9	0.0	0.0	0.0	-22.7	0.0	0.0	34.2	-2%
LUXEMBOURG	0.0	3.3	7.1	0.0	0.0	3.3	0.0	0.0	13.7	2%
MALTA	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	-
NETHERLANDS	742.7	22.1	216.7	0.5	0.0	-556.8	1.1	-0.1	426.2	-4%
POLAND	49.5	103.6	0.0	0.0	0.0	26.2	-3.5	1.1	176.9	6%
PORTUGAL	0.0	0.0	0.0	27.1	1.8	21.1	-0.1	0.1	50.1	-13%
ROMANIA	109.5	35.2	0.0	0.0	0.0	0.0	-3.4	3.5	144.7	-4%
SLOVAKIA	0.9	46.2	0.0	0.0	0.0	12.2	-4.1	0.0	55.3	-4%
SLOVENIA	0.0	5.0	0.0	1.9	0.0	1.4	0.0	0.0	8.3	-6%
SPAIN	1.1	0.0	19.6	160.3	46.2	137.6	-1.7	-0.4	362.6	-3%
SWEDEN	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	13.0	-0.1	0.0	12.9	-14%
UNITED KINGDOM	452.1	0.0	296.3	1.3	144.3	-38.6	-0.3	-0.1	855.0	-5%
EU-28	1 712.1	1 226.0	1 146.0	475.6	307.2	208.1	-4.0	-10.2	5 060.9	-2%
% Change 2012/2011	-7%	-7%	11%	-4%	-27%	6%	-97%	-36%	-2%	
SWITZERLAND	0.0	8.7	9.1	0.0	0.0	20.0	0.0	0.0	37.8	10%
TURKEY	6.7	281.9	0.0	43.4	0.0	156.9	-7.3	-0.2	481.4	4%

Units: terawatt hour (gross calorific value).

Note: Figures are best estimates available at the time of publication.

* Including net exports.

** (-) Injection / (+) Withdrawal.

For Austria, the Norwegian volume for 2012 was left unchanged from 2011 due to unreliable data.

Figura 2-18: analisi delle fonti di approvvigionamento nei paesi EU28 nel 2012 (Fonte: Statistical Report 2013, Eurogas)

BREAKDOWN OF EU-28 SUPPLIES, 2011 AND 2012

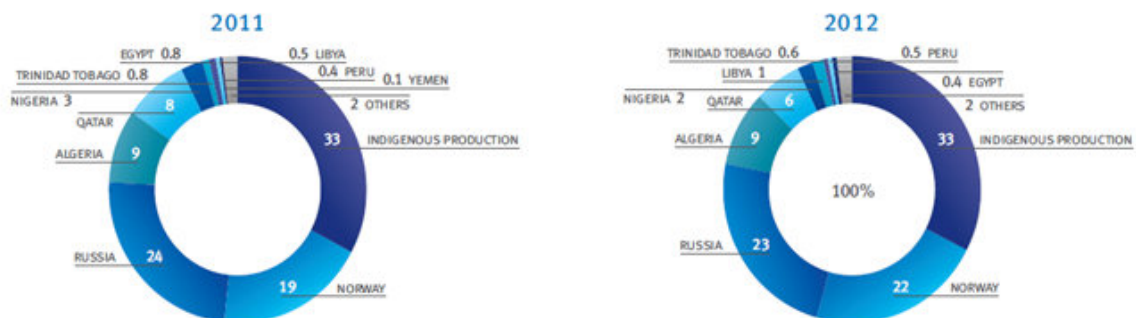



Figura 2-19: percentuale delle fonti di approvvigionamento nei paesi EU28. Confronti anni 2011 e 2012 (Fonte: Statistical Report 2013, Eurogas)

 eni S.p.A. Exploration & Production Division	Data Giugno 2014	SIME_AMB_01_13 Studio di Impatto Ambientale Pozzo esplorativo "Lince 1"	Capitolo 2 Pag. 16 di 86
---	------------------------	---	--------------------------------

2.1.3 Situazione Italiana

2.1.3.1 Piano Energetico Nazionale (PEN)

Il 10 Agosto 1988 è stato approvato il Piano Energetico Nazionale (PEN) che ha fissato gli obiettivi di lungo periodo della politica energetica in Italia, basati principalmente sul risparmio energetico e sulla riduzione della dipendenza energetica dall'estero. Tutti gli strumenti normativi in ambito energetico successivi al 1988 hanno perseguito ed integrato le indicazioni contenute in tale atto.

Nonostante il PEN sia un documento ormai datato ed in attesa di aggiornamento, soprattutto in considerazione dei grandi cambiamenti nel quadro istituzionale e nel mercato economico Italiano, anche per effetto della crescente importanza ed influenza di una comune politica energetica a livello europeo, rimangono tuttavia pienamente attuali gli obiettivi e le priorità energetiche di lungo periodo da esso individuati.

In particolare, il piano individua e promuove i seguenti aspetti:

- competitività del sistema produttivo e sviluppo delle risorse nazionali;
- riduzione della dipendenza dall'estero;
- diversificazione delle fonti e delle provenienze geopolitiche;
- uso razionale dell'energia;
- protezione dell'ambiente e della salute dell'uomo;
- risparmio energetico.


Uno degli obiettivi strategici del PEN è *"la diversificazione nell'uso delle varie fonti di importazione e la diversificazione geografica e politica delle aree di approvvigionamento, per la riduzione della vulnerabilità del paese di fronte ad una dipendenza energetica dall'estero destinata a rimanere comunque alta"*.

In attuazione del PEN sono state emanate due leggi specifiche:

- la Legge n. 10 del 9 Gennaio 1991 e s.m.i. *"Norme per l'attuazione del Piano energetico nazionale in materia di uso razionale dell'energia, di risparmio energetico e di sviluppo delle fonti rinnovabili di energia"*, che disciplina le norme per favorire e incentivare l'uso razionale dell'energia, il contenimento dei consumi di energia nella produzione e nell'utilizzo di manufatti, l'utilizzazione delle fonti rinnovabili di energia (quali il sole, il vento, l'energia idraulica, le risorse geotermiche, le maree, il moto ondoso e la trasformazione dei rifiuti organici o di prodotti vegetali), la riduzione dei consumi specifici di energia nei processi produttivi, una più rapida sostituzione degli impianti in particolare nei settori a più elevata intensità energetica;
- la Legge n. 9 del 9 Gennaio 1991 e s.m.i. *"Norme per l'attuazione del Nuovo Piano Energetico Nazionale: aspetti istituzionali, centrali idroelettriche ed elettrodotti, idrocarburi e geotermia, auto produzione e disposizioni fiscali"*, che disciplina il settore idroelettrico, geotermico e degli idrocarburi, incentivando l'autoproduzione di energia elettrica e la realizzazione di nuovi elettrodotti.

Con tale legge vengono introdotte una serie di agevolazioni finanziarie per incentivare lo sviluppo di tecnologie, processi e prodotti innovativi a ridotto tenore inquinante ed a maggior sicurezza ed efficienza energetica nel settore della lavorazione, trasformazione, raffinazione, vettoriamento e stoccaggio delle materie prime energetiche, allo scopo di promuovere il risparmio energetico e la salvaguardia ambientale. In particolare, la legge riporta:

- norme per gli impianti idroelettrici e per gli elettrodotti (Titolo I, articolo 1. L'art. 2 è stato abrogato

 eni S.p.A. Exploration & Production Division	Data Giugno 2014	SIME_AMB_01_13 Studio di Impatto Ambientale Pozzo esplorativo "Lince 1"	Capitolo 2 Pag. 17 di 86
---	------------------------	---	--------------------------------

dall'art. 36 del D. Lgs. 152/2006 e s.m.i.);

- norme relative al settore degli idrocarburi e della geotermia, con particolare riferimento a:
 - ricerca e coltivazione di idrocarburi liquidi e gassosi in terraferma, nel mare territoriale e sulla piattaforma continentale (Titolo II, Capo I, articoli da 3 a 14 e s.m.i.);
 - ricerca e coltivazione geotermica (Titolo II, Capo II, art. 15);
 - nuove norme in materia di lavorazione di oli minerali e autorizzazione di opere minori (Titolo II, Capo III, articoli da 16 a 19 e s.m.i.);
 - norme per gli autoproduttori e per le imprese elettriche degli Enti Locali (Titolo III, articoli da 20 a 24 e s.m.i.);
 - disposizioni fiscali (Titolo IV, articoli da 25 a 32 e s.m.i.);
 - disposizioni finanziarie e finali (Titolo V, articoli da 33 a 35 e s.m.i.).


A distanza di molti anni dall'adozione del Piano Energetico Nazionale (PEN), il 16 Ottobre 2012 il Consiglio dei Ministri ha approvato delle **nuove linee guida relative alla Strategia Energetica Nazionale**. Il documento, pubblicato sul sito del Ministero dello Sviluppo Economico, è stato a disposizione per una fase di consultazione fino al 30 Novembre 2012. Parallelamente il Ministero ha avviato una fase di consultazione formale con le principali Istituzioni interessate (in particolare le Commissioni Parlamentari competenti) e incontri con parti sociali e associazioni di categoria. L'8 Marzo 2013, con Decreto Interministeriale il documento Strategia Energetica Nazionale è stato ufficialmente approvato. Tale documento si incentra sui seguenti obiettivi principali:

- Riduzione dei costi energetici;
- Pieno raggiungimento e superamento di tutti gli obiettivi europei in materia ambientale;
- Maggiore sicurezza di approvvigionamento e sviluppo industriale del settore energia.

Le azioni proposte nella strategia energetica – che ha un doppio orizzonte temporale di riferimento: 2020 e 2050 – puntano a far sì che l'energia non rappresenti più per il nostro Paese un fattore economico di svantaggio competitivo e di appesantimento del bilancio familiare, tracciando un percorso che consenta al contempo di migliorare fortemente gli standard ambientali e di "decarbonizzazione" e di rafforzare la nostra sicurezza di approvvigionamento, grazie ai consistenti investimenti attesi nel settore.

La realizzazione della strategia proposta punta a consentire un'evoluzione graduale ma significativa del sistema e a raggiungere entro il 2020 i seguenti risultati (in ipotesi di crescita economica in linea con le ultime previsioni della Commissione Europea):

- Significativa riduzione dei costi energetici e progressivo allineamento dei prezzi all'ingrosso ai livelli europei;
- Superamento di tutti gli obiettivi ambientali europei al 2020. Questi includono la riduzione delle emissioni di gas serra del 21% rispetto al 2005 (obiettivo europeo: 18%), riduzione del 24% dei consumi primari rispetto all'andamento inerziale (obiettivo europeo: 20%) e raggiungimento del 19-20% di incidenza dell'energia rinnovabile sui consumi finali lordi (obiettivo europeo: 17%). In particolare, ci si attende che le rinnovabili diventino la prima fonte nel settore elettrico al pari del gas con un'incidenza del 35-38%;
- Maggiore sicurezza, minore dipendenza di approvvigionamento e maggiore flessibilità del sistema;

 eni S.p.A. Exploration & Production Division	Data Giugno 2014	SIME_AMB_01_13 Studio di Impatto Ambientale Pozzo esplorativo "Lince 1"	Capitolo 2 Pag. 18 di 86
---	------------------------	---	--------------------------------

- Impatto positivo sulla crescita economica grazie ai circa 170-180 miliardi di euro di investimenti da qui al 2020, sia nella *green e white economy* (rinnovabili e efficienza energetica), sia nei settori tradizionali (reti elettriche e gas, rigassificatori, stoccaggi, sviluppo idrocarburi).

Per il raggiungimento di questi risultati la strategia si articola in sette priorità con specifiche misure concrete a supporto avviate o in corso di definizione:

1. La promozione dell'Efficienza Energetica, strumento ideale per perseguire tutti gli obiettivi sopra menzionati e su cui il potenziale di miglioramento è ancora significativo.
2. La promozione di un mercato del gas competitivo, integrato con l'Europa e con prezzi ad essa allineati, e con l'opportunità di diventare il principale Hub sud-europeo.
3. Lo sviluppo sostenibile delle energie rinnovabili, per le quali si intende superare gli obiettivi europei ('20-20-20'), contenendo al contempo l'onere in bolletta.
4. Lo sviluppo di un mercato elettrico pienamente integrato con quello europeo, efficiente (con prezzi competitivi con l'Europa) e con la graduale integrazione della produzione rinnovabile.
5. La ristrutturazione del settore della raffinazione e della rete di distribuzione dei carburanti, verso un assetto più sostenibile e con livelli europei di competitività e qualità del servizio.
6. Lo sviluppo sostenibile della produzione nazionale di idrocarburi, con importanti benefici economici e di occupazione e nel rispetto dei più elevati standard internazionali in termini di sicurezza e tutela ambientale.
7. La modernizzazione del sistema di *governance* del settore, con l'obiettivo di rendere più efficaci e più efficienti i nostri processi decisionali.

Infine, in aggiunta a queste priorità, soprattutto in ottica di più lungo periodo, il documento enfatizza l'importanza e propone azioni d'intervento per le attività di **ricerca e sviluppo** tecnologico, funzionali in particolare allo sviluppo dell'efficienza energetica, delle fonti rinnovabili e all'uso sostenibile di combustibili fossili.

La ricerca di giacimenti *offshore* per l'estrazione di gas naturale, obiettivo del presente Progetto "Pozzo esplorativo Lince 1", risulta pertanto coerente con gli obiettivi di "produzione sostenibile di idrocarburi nazionali" promossi dalla recente Strategia Energetica Nazionale, volti in particolare a "*sviluppare la produzione nazionale di idrocarburi, sia gas che petrolio, nel rispetto dei più elevati standard ambientali e di sicurezza internazionali*".


2.1.3.2 Bilancio energetico nazionale

L'analisi di seguito presentata, relativa alla situazione della domanda e dell'offerta di energia in Italia per l'anno 2013, è stata desunta dalla "*Relazione annuale sullo stato dei servizi e sull'attività svolta*", 31 Marzo 2014, redatta dall'Autorità per l'Energia Elettrica e il Gas e pubblicata il 19/06/2014.

Nel 2013 il PIL nazionale è sceso dell'1,9% e a tale riduzione è corrisposto un calo del 3,0% nel consumo di energia primaria e del 3,9% negli usi finali.

Questa riduzione ha colpito tutti i settori d'uso seppure in modo diverso: si va dal -0,7% degli usi civili al -6,4% degli usi industriali e al -0,9% dei consumi nei trasporti. In quest'ultimo settore si nota un aumento del 6% nell'uso del **gas naturale**.

In particolare, si osserva un calo generalizzato dell'uso di fonti fossili, con una riduzione maggiore in termini percentuali del carbone (-12,2%), seguito dal gas (-6,5%) e dal petrolio (-5,2%). Di contro, si è confermato

 eni S.p.A. Exploration & Production Division	Data Giugno 2014	SIME_AMB_01_13 Studio di Impatto Ambientale Pozzo esplorativo "Lince 1"	Capitolo 2 Pag. 19 di 86
---	------------------------	---	--------------------------------

l'incremento delle energie rinnovabili (+15,8%), che hanno coperto il 15,2% del consumo interno lordo (cfr. **Tabella 2-1**).


Per quanto riguarda l'effetto che le energie rinnovabili hanno sul consumo di gas per usi termoelettrici, è utile considerare la somma dei quantitativi di gas e di fonti rinnovabili trasformati in energia elettrica: tale somma è pari a 42,136 Mtep nel 2013, contro 42,373 nel 2012 e 42,798 nel 2011 (cfr. **Tabella 2-2**).

Nel triennio 2011-2013, il gas ha, quindi, mantenuto il suo ruolo di bilanciamento delle variazioni di produzione delle rinnovabili elettriche.



Tabella 2-1: bilancio energetico nazionale 2012-2013 (Fonte: Elaborazione AEEG su dati Ministero dello sviluppo economico)

	SOLIDI	GAS	PETROLIO	RINNOVABILI	ENERGIA ELETTRICA ^(A)	TOTALE
ANNO 2013						
1 Produzione	0,57	6,33	5,50	28,54	0,00	40,95
2 Importazione	13,75	50,75	78,25	2,29	9,75	154,80
3 Esportazione	0,19	0,19	24,91	0,05	0,48	25,81
4 Variazione delle scorte	- 0,49	- 0,49	- 0,13	0,00	0,00	- 1,10
5 Disponibilità per il consumo interno (1+2-3-4)	14,62	57,38	58,97	30,78	9,27	171,04
6 Consumi e perdite del settore energetico	- 0,15	- 1,53	- 4,02	- 0,01	- 41,58	- 47,30
7 Trasformazione in energia elettrica	- 11,29	- 17,67	- 3,02	- 24,47	56,44	0,00
8 Totale impieghi finali (5+6+7)	3,18	38,18	51,93	6,31	24,14	123,74
- industria	3,09	11,95	3,85	0,03	9,34	28,26
- trasporti	0,00	0,80	35,18	1,31	0,91	38,21
- usi civili	0,00	24,86	3,35	4,97	13,38	46,56
- agricoltura	0,00	0,12	2,11	0,00	0,50	2,74
- sintesi chimica	0,09	0,45	5,00	0,00	0,00	5,53
- bunkeraggi	0,00	0,00	2,44	0,00	0,00	2,44
ANNO 2012						
1 Produzione	0,65	7,05	5,40	24,45	0,00	37,55
2 Importazione	15,53	55,47	85,44	2,17	9,99	168,62
3 Esportazione	0,24	0,11	29,57	0,06	0,51	30,48
4 Variazione delle scorte	-0,70	1,05	-0,93	- 0,03	0,00	-0,62
5 Disponibilità per il consumo interno (1+2-3-4)	16,64	61,36	62,23	26,59	9,48	176,31
6 Consumi e perdite del settore energetico	-0,17	-1,62	-4,67	-0,01	-41,97	-48,44
7 Trasformazione in energia elettrica	-12,42	-20,72	-3,21	-21,66	58,00	0,00
8 Totale impieghi finali (5+6+7)	4,05	39,02	54,35	4,92	25,52	127,86
- industria	3,96	12,28	4,13	0,03	9,80	30,19
- trasporti	0,00	0,76	35,60	1,27	0,92	38,56
- usi civili	0,00	25,39	3,58	3,62	14,29	46,89
- agricoltura	0,00	0,13	2,13	0,04	0,50	2,78
- sintesi chimica	0,09	0,46	5,93	0,00	0,00	6,48
- bunkeraggi	0,00	0,00	2,96	0,00	0,00	2,96
(A) Energia elettrica primaria (idroelettrica, geotermoelettrica, eolico), importazioni/esportazioni dall'estero e perdite valutate a input termoelettrico.						
Fonte: Ministero dello sviluppo economico.						

 eni S.p.A. Exploration & Production Division	Data Giugno 2014	SIME_AMB_01_13 Studio di Impatto Ambientale Pozzo esplorativo "Lince 1"	Capitolo 2 Pag. 21 di 86
---	------------------------	---	--------------------------------

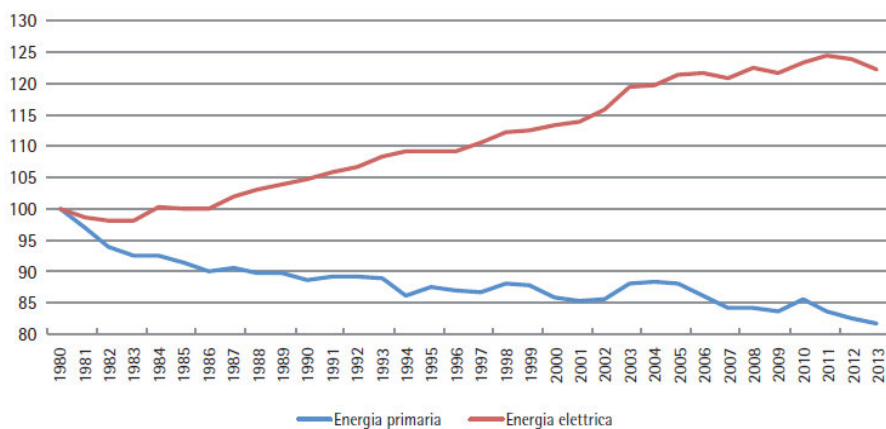
A livello degli usi finali, la fonte fossile che ha subito la maggiore riduzione in valore assoluto è stata quella petrolifera, che ha visto ridurre i consumi di 2,4 Mtep.

In generale è proseguita la riduzione dei consumi di benzina e gasolio ed è aumentato del 3,8% il consumo di GPL. Nell'autotrazione l'alimentazione a gasolio si conferma come preferita con il 54% delle immatricolazioni di auto nuove. Per quanto riguarda l'andamento dei parametri di intensità energetica, essendosi i consumi di energia primaria e di energia elettrica ridotti più del PIL, i due indicatori rappresentati nella **Figura 2-20**, nel 2013 hanno assunto valori inferiori rispetto al 2012. Relativamente all'incidenza dell'energia elettrica sugli impegni finali, si osserva una sensibile riduzione (cfr. **Figura 2-21**). Dal punto di vista della produzione interna di energia, si nota che vi sono stati una diminuzione per il carbone e il gas e un leggero aumento per il petrolio.

Tabella 2-2: Andamento dei principali indicatori economici ed energetici nazionali dal 2007 al 2013
(Fonte: Elaborazione AEEG su dati Ministero dello sviluppo economico)

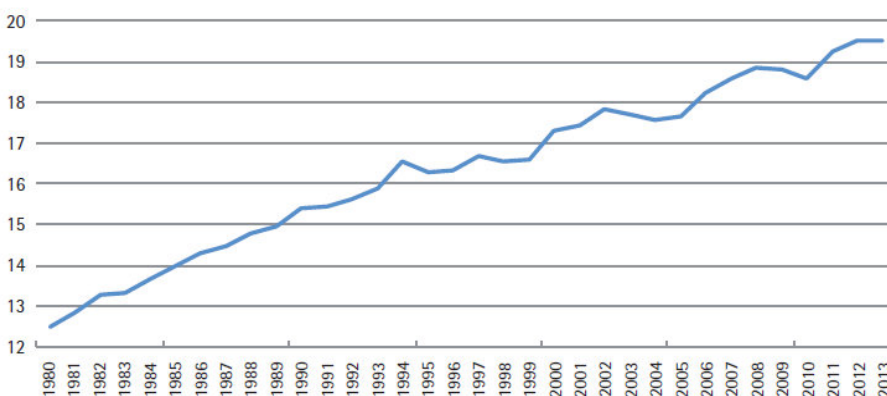
	2007	2008	2009	2010	2011	2012	2013
Fabbisogno di energia primaria	194,2	191,3	180,3	187,8	184,2	176,3	171,0
Produzione di energia primaria	28,0	29,7	30,3	33,9	35,5	37,5	40,9
Fonti fossili	14,4	13,3	11,4	12,7	12,9	13,3	12,4
Energia rinnovabile	13,6	16,3	18,9	21,1	22,6	24,4	28,5
Importazioni di fonti fossili	185,7	181,5	163,7	173,3	163,1	156,5	142,8
Carbone	16,8	16,8	12,7	14,6	15,5	15,5	13,8
Petrolio	107,8	101,7	94,3	97,0	89,9	85,5	78,3
Gas naturale	61,0	63,0	56,7	61,7	57,6	55,5	50,7
Impieghi finali	143,2	141,1	132,7	138,6	134,9	127,9	123,8
Industria	48,1	45,2	37,2	40,5	39,6	36,7	33,8
Usi civili	43,3	45,3	46,4	49,1	46,5	46,9	46,6
Trasporti	44,9	43,7	42,5	42,4	42,5	38,6	38,2
Altri settori	6,9	7,0	6,7	6,5	6,4	5,7	5,2
Input primario alla generazione elettrica	59,2	59,7	55,4	57,4	57,9	58,0	56,4
Crescita annua del PIL a prezzi costanti (%)	1,5	-1,3	-5,2	1,8	0,4	-2,4	-1,9
Crescita del consumo di energia primaria (%)	-1,0	-1,5	-5,7	4,1	-1,9	-3,5	-3,0
Rapporto energia/PIL (1980=100)							
Energia primaria	84,3	84,1	83,7	85,6	83,6	82,7	81,7
Elettricità	120,8	122,4	121,7	123,3	124,4	123,9	122,2

Fonte: Elaborazione AEEGSI su dati Istat e del Ministero dello sviluppo economico.




Fonte: Elaborazione AEEGSI su dati Istat e del Ministero dello sviluppo economico.

Figura 2-20: Intensità energetica del PIL dal 1980. (Numeri indice 1980=100)



Fonte: Elaborazione AEEGSI su dati Istat e del Ministero dello sviluppo economico.

Figura 2-21: Incidenza dell'energia elettrica sui consumi energetici finali dal 1980 (Valori percentuali)

 eni S.p.A. Exploration & Production Division	Data Giugno 2014	SIME_AMB_01_13 Studio di Impatto Ambientale Pozzo esplorativo "Lince 1"	Capitolo 2 Pag. 23 di 86
---	------------------------	---	--------------------------------

2.1.3.3 Attività di Ricerca e Coltivazione di Idrocarburi in Italia

Nel presente paragrafo viene analizzata la situazione delle attività di ricerca e coltivazione di idrocarburi in Italia. L'analisi è stata condotta sulla base dei dati forniti dalla Direzione Generale per le Risorse Minerarie ed Energetiche del Dipartimento (DGRME) per l'Energia del Ministero dello Sviluppo Economico (*Rapporto Annuale 2014 – Attività anno 2013*).

Titoli minerari

Al 31 dicembre 2013, risultano vigenti sul territorio italiano 115 permessi di ricerca (di cui 94 in terraferma, e 21 in mare) e 200 concessioni di coltivazione (di cui 134 in terraferma e 66 in mare) (cfr. **Tabella 2-3**).

Occorre specificare che le attività di ricerca e produzione di idrocarburi si svolgono in un ristretto numero di titoli minerari e in porzioni di aree molto ridotte di essi: a fronte di aree totali di titoli in terraferma pari a 38.259 kmq le aree impegnate dall'attività estrattiva e di ricerca sono 16 kmq, pari allo 0.04% del totale. L'estensione dei titoli minerari rappresenta infatti soltanto l' area al cui interno, ove non sussistano vincoli, potrebbero essere svolte attività nel caso queste siano autorizzate.

Per quanto riguarda le attività offshore, permessi e concessioni ricadono in 7 aree marine (Zone A, B, C, D, E, F e G - cfr. **Figura 2-22**) e, in particolare, secondo la classificazione della Direzione Generale per le Risorse Minerarie ed Energetiche, il pozzo esplorativo **Lince 1**, ubicato nel Canale di Sicilia nell'ambito del Permesso di Ricerca di Idrocarburi liquidi e gassosi "G.R13.AG", ricade in **Zona Marina "G"** .

Rispetto all'anno 2012, come rappresentato in **Tabella 2-3** il numero di permessi di ricerca e di concessioni di coltivazione in mare e in terraferma è rimasto costante. Inoltre, dalla stessa tabella si evince che nell'ultimo quinquennio, mentre il numero delle concessioni ha mantenuto un livello pressoché costante, il numero dei permessi di ricerca ha avuto un picco positivo tra il 2010 e il 2011 attribuibile al riavvio delle sedute della CIRM, dopo un periodo di stallo, e al contestuale ottenimento delle necessarie Intese da parte delle Regioni interessate.



Tabella 2-3: titoli minerari per idrocarburi – serie storica 1992-2013 (Fonte: Rapporto 2014 DGRME)

Anno	PERMESSI			CONCESSIONI			TOTALE
	Terra	Mare	Totale	Terra	Mare	Totale	
1993	64	65	129	135	54	189	318
1994	89	63	152	138	54	192	344
1995	82	64	146	133	58	191	337
1996	95	53	148	126	58	184	332
1997	107	55	162	125	57	182	344
1998	134	56	190	137	59	196	386
1999	119	55	174	156	67	223	397
2000	100	48	148	153	68	221	369
2001	95	45	140	150	69	219	359
2002	90	40	130	135	69	204	334
2003	69	34	103	146	69	215	318
2004	68	27	95	140	69	209	304
2005	60	30	90	140	69	209	304
2006	64	29	93	133	66	199	292
2007	58	32	90	131	67	198	288
2008	71	27	98	129	66	195	293
2009	72	25	97	131	66	197	294
2010	92	25	117	132	66	198	315
2011	96	25	121	133	66	199	320
2012	94	21	115	134	66	200	315
2013	94	21	115	134	66	200	315

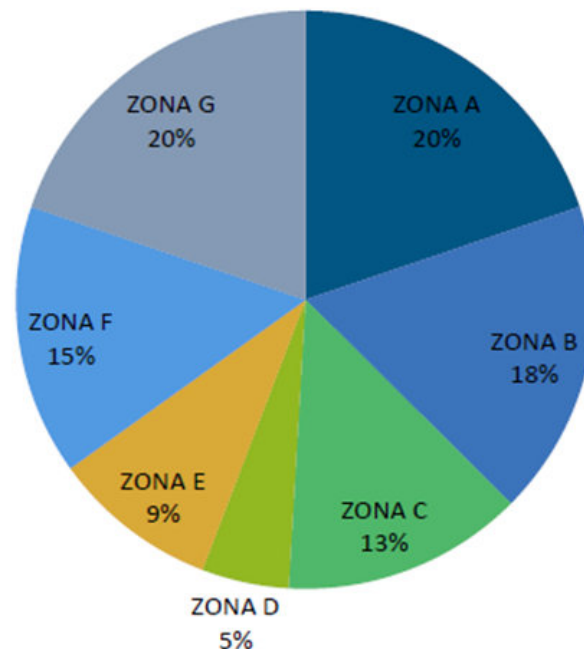



Figura 2-22: ripartizione delle superfici dei Permessi di ricerca in mare, Anno 2013 (Fonte: Rapporto 2014 DGRME)

 eni S.p.A. Exploration & Production Division	Data	SIME_AMB_01_13	Capitolo 2
	Giugno	Studio di Impatto Ambientale	Pag. 25 di
	2014	Pozzo esplorativo "Lince 1"	86

Attività di perforazione

Nel 2013 sono state condotte attività di perforazione su 23 pozzi (cfr. **Tabella 2-4**), quasi tutti in concessioni di coltivazione in mare o in concessioni di stoccaggio già operanti da tempo.

Nel corso dell'anno 2013, l'attività di perforazione ha interessato 22 postazioni, per un totale di 46.365 metri perforati. In dettaglio 2 sono relative ad attività esplorative, mentre le restanti si riferiscono a: 5 pozzi di sviluppo, 7 workover su pozzi esistenti, 6 pozzi di stoccaggio e 2 pozzi di monitoraggio.

Questi dati mostrano come l'attività degli operatori, al momento, sia quasi esclusivamente orientata all'ottimizzazione dello sviluppo dei giacimenti già noti, piuttosto che alla ricerca ed allo sviluppo di nuove risorse. Per quanto riguarda invece le attività di completamento¹, nel 2013 sono stati ultimati 16 pozzi, di cui:

- 15 dei 22 pozzi interessati da attività di perforazione nel 2013 (rimangono pertanto 7 pozzi da completare)
- 1 pozzo la cui perforazione era stata terminata prima dell'inizio del 2013

Dei 16 pozzi completati, 12 hanno avuto esito positivo a gas, 3 hanno avuto esito positivo ad olio e 1 è invece risultato sterile.

Tabella 2-4: Attività di perforazione distinta per scopo, Anno 2013 (Fonte: Rapporto 2014 DGRME)

N.	Nome pozzo	Scopo	Ub	Metri perf.	Inizio	Fine (a)	Esito
1	ALLI 2 OR	Sviluppo	T	2.115	25/09/12	18/04/13	Olio
2	ANNAMARIA 16 DIR	Sviluppo	M	1.675	10/01/13	23/04/13	Gas
3	ANNAMARIA 17 DIR	Sviluppo	M	2.063	07/01/13	10/03/13	Gas
4	ARMIDA 004 DIR A	Sviluppo	M	4.331	19/08/13	(b)	
5	BARBARA D 36 DIR B	Workover	M	1.986	28/10/13	(b)	
6	BORDOLANO 022 DIR	Stoccaggio	T	1.866	17/01/13	06/06/13	Gas
7	BORDOLANO 023 DIR	Stoccaggio	T	2.023	03/09/12	14/11/13	Gas
8	BORDOLANO 024 DIR	Stoccaggio	T	1.931	03/09/12	20/11/13	Gas
9	BORDOLANO 025 DIR	Stoccaggio	T	1.996	28/01/13	(b)	
10	BORDOLANO 026 DIR	Stoccaggio	T	1.883	27/12/12	(b)	
11	BORDOLANO 027 DIR	Stoccaggio	T	1.973	27/12/12	(b)	
12	BRENDA 004 DIR A	Workover	M	(c)	06/08/12	27/01/13	Gas
13	CERVIA B 021 DIR B	Sviluppo	M	4.021	24/12/12	29/07/13	Gas
14	CERVIA B 024 DIR B	Workover	M	2.722	20/12/12	04/03/13	Gas
15	CUPELLO 26 DIR A	Monitoraggio	T	928	19/12/12	04/02/13	Gas
16	EMILIO 8 DIR B	Workover	M	620	01/09/13	01/12/13	Gas
17	GRADIZZA 001	Esplorativo	T	1.030	05/08/13	01/09/13	Gas
18	ROSPO MARE 330 ST	Workover	M	4.189	07/03/13	14/05/13	Olio
19	ROSPO MARE 334 ST	Workover	M	4.779	01/03/13	31/07/13	Olio
20	SABBIONCELLO 053	Monitoraggio	T	56	20/11/12	24/01/13	Gas
21	SANT'ANDREA 001 DIR ST1	Esplorativo	T	2.816	07/06/13	(b)	
22	TEMPA ROSSA 2 DIR ST	Workover	T	449	06/10/13	(b)	
23	TRECATE 004 DIR A	Workover	T	913	05/10/12	22/07/13	Sterile

(a) Nella colonna "Fine" è riportata la data di fine delle attività che coincide con la data di completamento, per i pozzi con esito positivo, oppure con la data di chiusura mineraria, per i pozzi sterili.

(b) Perforazione ancora in corso alla data del 31 dicembre 2013

(c) Perforazione ultimata prima del 1 gennaio 2013

¹ Completamento: attività di preparazione di un pozzo già perforato per la sua messa in produzione. Segue l'attività di perforazione e consiste nell'apertura dei livelli produttivi, discesa in pozzo della batteria di produzione, corredata delle valvole per il controllo dell'erogazione e di sicurezza, e degli eventuali sistemi di pompaggio di fondo pozzo, e nella installazione della croce di produzione sulla testa pozzo.



Nel 2013, il numero di nuove perforazioni è diminuito, in linea con la tendenza dell'ultimo decennio, e si è assistito ad una progressiva riduzione dell'attività di ricerca di nuovi giacimenti.

In particolare nell'ultimo quinquennio (cfr. **Tabella 2-5**) sono stati ultimati 171 nuovi pozzi dei quali solo 12 di tipo esplorativo (7,02%). La tendenza alla diminuzione è maggiormente marcata per le attività in mare: negli ultimi 5 anni non è stato perforato nessun pozzo esplorativo.

Tabella 2-5: attività di perforazione a scopo esplorativo, di sviluppo e altri scopi – serie storica 1992-2013 (Fonte: Rapporto 2014 DGRME)

ANNO	ESPLORAZIONE						ANNO	SVILUPPO E ALTRI SCOPI						ANNO	TOTALE	
	TERRA		MARE		TOTALE			TERRA		MARE		TOTALE			numero pozzi	metri perforati
	n.	metri	n.	metri	n.	metri		n.	metri	n.	metri	n.	metri			
1993	24	72.426	6	10.123	30	82.549	1993	13	16.770	21	37.414	34	54.184	1993	64	136.733
1994	14	30.142	10	23.467	24	53.609	1994	9	14.447	46	128.733	55	143.180	1994	79	196.789
1995	19	55.017	8	14.793	27	69.810	1995	19	41.380	10	26.375	29	67.755	1995	56	137.565
1996	22	67.664	10	27.550	32	95.214	1996	17	23.920	27	87.911	44	111.831	1996	76	207.045
1997	22	62.800	11	30.266	33	93.066	1997	16	34.259	10	29.285	26	63.544	1997	59	156.610
1998	23	62.962	9	18.794	32	81.756	1998	26	35.912	17	41.448	43	77.360	1998	75	159.116
1999	12	25.763	6	12.374	18	38.137	1999	14	24.476	12	28.086	26	52.562	1999	44	90.699
2000	14	35.721	6	19.065	20	54.786	2000	14	18.949	19	27.058	33	46.007	2000	53	100.793
2001	9	21.610	2	2.325	11	23.935	2001	14	52.781	15	39.086	29	91.867	2001	40	115.802
2002	3	3.016	5	11.200	8	14.216	2002	15	23.506	7	19.699	22	43.205	2002	30	57.421
2003	5	11.576	5	8.658	10	20.234	2003	9	35.182	21	28.380	30	63.562	2003	40	83.796
2004	10	22.223			10	22.223	2004	7	18.105	22	41.189	29	59.294	2004	39	81.517
2005	7	15.085			7	15.085	2005	9	16.632	24	49.399	33	66.031	2005	40	81.116
2006	12	17.906	3	9.139	15	27.045	2006	14	21.597	17	29.714	31	51.311	2006	46	78.356
2007	9	15.925	1	3.517	10	19.442	2007	13	17.886	15	33.027	28	50.913	2007	38	70.355
2008	4	7.274	3	6.673	7	13.947	2008	18	41.803	7	14.330	25	56.133	2008	32	70.080
2009	3	5.627			3	5.627	2009	29	37.124	20	37.770	49	74.894	2009	52	80.521
2010	3	4.183			3	4.183	2010	11	28.889	17	23.568	28	52.457	2010	31	56.640
2011	1	715			1	715	2011	14	23.474	22	31.621	36	55.095	2011	37	55.810
2012	4	5.554			4	5.554	2012	14	21.361	17	24.561	31	45.922	2012	35	51.476
2013	1	1.030			1	1.030	2013	7	18.949	8	26.386	15	45.335	2013	16	46.365

L'attività di ricerca di nuovi giacimenti ha visto il suo massimo periodo di espansione nei primi anni '90 con circa un centinaio di nuovi pozzi perforati all'anno dei quali una buona parte di tipo esplorativo. Dalla seconda metà degli anni '90 il numero di nuove perforazioni è andato gradualmente a ridursi ed in particolare nell'ultimo decennio si è assistito ad una progressiva diminuzione dell'attività di ricerca di nuovi giacimenti. La limitata attività di ricerca è dovuta soprattutto alla difficoltà ed a lunghi tempi necessari per il rilascio del titolo minerario e della necessaria autorizzazione alla perforazione.

Ritrovamenti di idrocarburi

Un solo ritrovamento di idrocarburi è stato effettuato nel corso dell'anno 2013 con il pozzo esplorativo Gradizza 001 perforato nel permesso di ricerca La Prospera in provincia di Ferrara.

Nell'ambito dell'attività di esplorazione un secondo pozzo esplorativo è stato iniziato ma alla data del 31 dicembre 2013 non risultava ancora ultimato.

Nella successiva **Figura 2-23** sono elencati i ritrovamenti dal 2003 al 2013 a gas e ad olio.

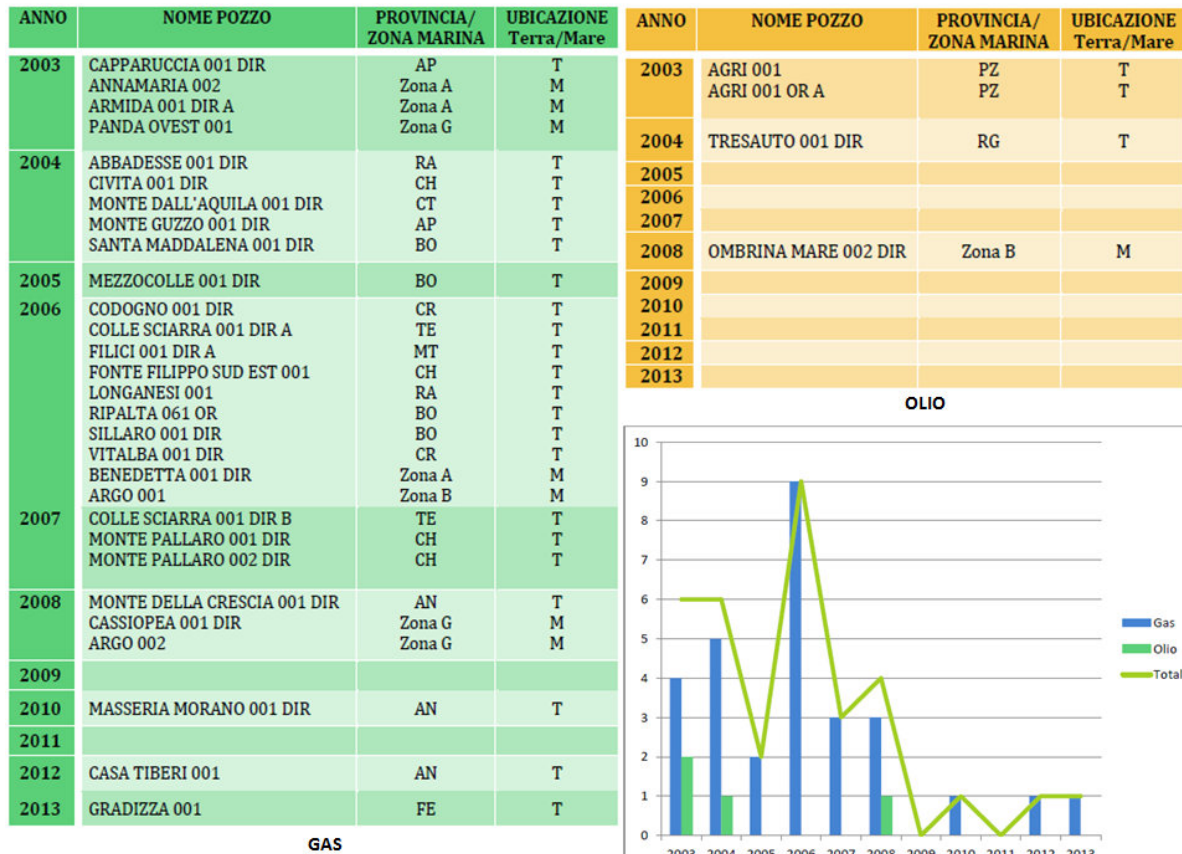


Figura 2-23: ritrovamenti di idrocarburi (gas e olio) – serie storica 2003 – 2013 (Fonte: Rapporto 2014 DGRME)



Attività di produzione

Nella **Figura 2-24** è riportata la serie storica dell'ultimo decennio della produzione di idrocarburi. Per l'anno 2013, rispetto all'anno precedente, la produzione di idrocarburi ha registrato un leggero incremento della produzione di olio greggio, (+2%) e un decremento della produzione di gas naturale (-10%).

Come evidenziato nei grafici di **Figura 2-24**, l'ultimo decennio è stato caratterizzato da una prima fase di costante calo della produzione, con i valori minimi registrati nell'anno 2009. Per quanto riguarda l'olio si rileva una più recente fase di crescita iniziata nel 2010 e confermata dai dati di produzione del 2013. Per il gas naturale, dopo una iniziale ripresa cominciata nel 2011 e proseguita nel 2012, la produzione dell'anno 2013 è di nuovo iniziata a calare registrando il minimo storico di 7.71 miliardi di Sm³.

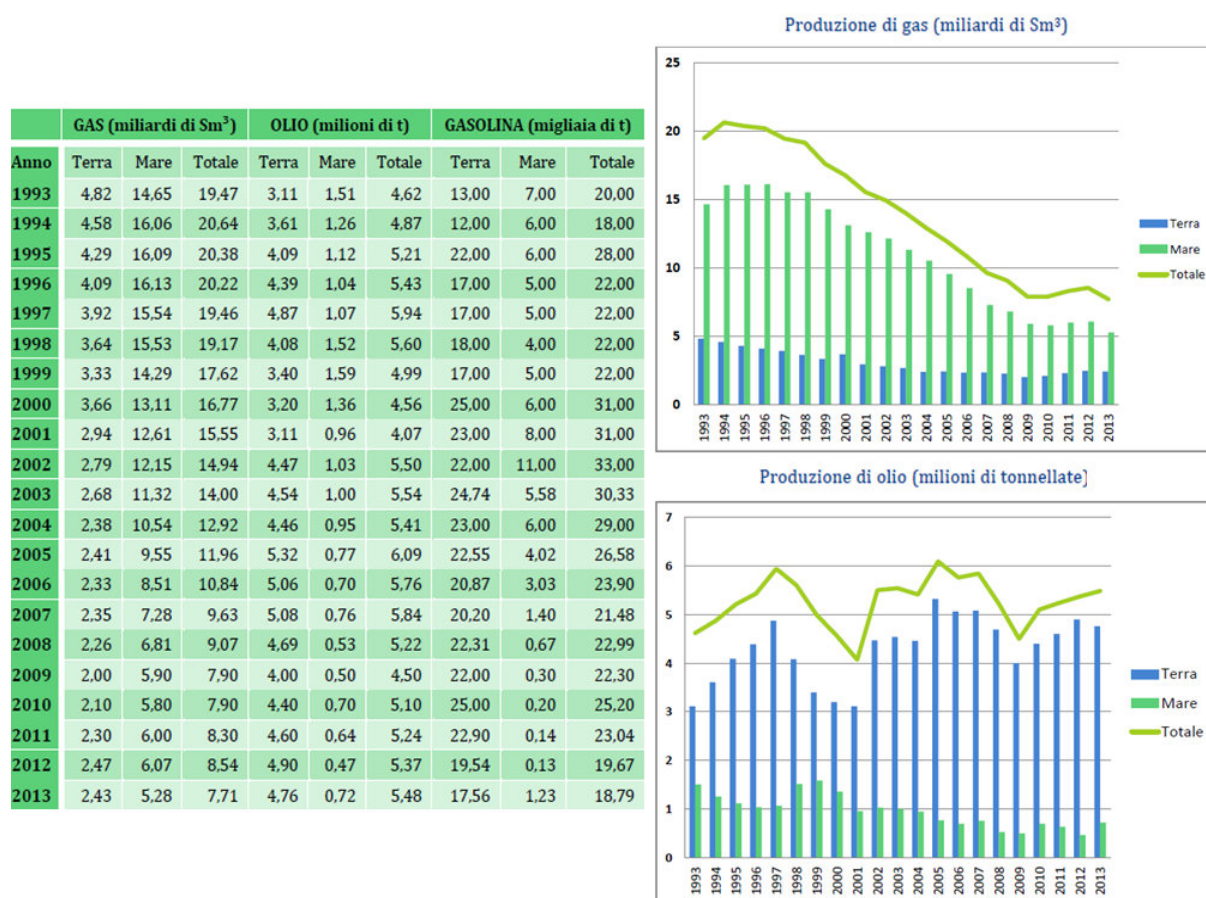


Figura 2-24: produzione di idrocarburi – serie storica 1993 – 2013 (Fonte: Rapporto 2014 DGRME)



Produzione di gas naturale

Per quanto riguarda il gas naturale, nell'anno 2013 si è registrata una produzione pari a 7,71 miliardi di Sm³, con un decremento del 10% rispetto alla produzione 2012 (8,54 miliardi di Sm³).

La maggiore produzione, come riportato nella **Figura 2-25** deriva dalle concessioni ubicate in mare (5,28 miliardi di Sm³ pari al 69% della produzione nazionale - pn), in Zona B (11% pn) e soprattutto in Zona A (47% pn), mentre per la terra (2,42 miliardi di Sm³ pari al 31% pn) la Basilicata con 1,27 miliardi di Sm³ rappresenta la regione maggiore produttrice di gas (16% pn).

Regione/Zona	2013	2012	Variazione % 2013/2012	% totale nazionale
Abruzzo	48,59	40,33	+20%	1%
Basilicata	1.270,94	1.292,11	-2%	16%
Calabria	9,06	9,87	-8%	0%
Emilia Romagna	277,40	291,19	-5%	4%
Lombardia	20,43	20,79	-2%	0%
Marche	108,46	99,65	+9%	1%
Molise	52,23	62,42	-16%	1%
Piemonte	19,77	25,04	-21%	0%
Puglia	270,79	297,46	-9%	4%
Sicilia	343,94	324,28	+6%	4%
Toscana	1,17	1,20	-3%	0%
Veneto	1,74	2,10	-17%	0%
TOTALE TERRA	2.424,53	2.466,44	-2%	31%
Zona A	3.633,02	4.086,18	-11%	47%
Zona B	812,43	1.153,42	-30%	11%
Zona C	16,45	4,00	+311%	0%
Zona D	791,98	829,86	-5%	10%
Zona F	30,27	0,30	+100%	0%
TOTALE MARE	5.284,16	6.073,76	-13%	69%
TOTALE	7.708,69	8.540,20	-10%	100%

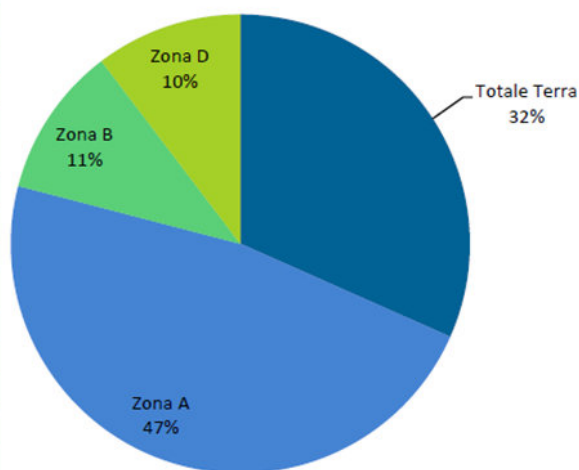


Figura 2-25: produzione di gas dell'anno 2013 distinta per regione/zona marina [milioni di Sm³] (Fonte: Rapporto 2014 DGRME)

Produzione di olio greggio

Per quanto riguarda il petrolio, nell'anno 2013 si è registrata una produzione di 5,48 milioni di tonnellate con un incremento del 2% rispetto alla produzione 2012 (di 5,37 milioni di tonnellate).

Come riportato nella **Figura 2-26**, gran parte della produzione deriva dalle concessioni ubicate in terraferma (4,76 milioni di tonnellate pari a 87% della produzione nazionale - pn), in particolare in Basilicata (72% pn) e in Sicilia (13% pn).

È comunque da rilevare che l'incremento della produzione di olio del 2013 rispetto all'anno precedente è da attribuire quasi esclusivamente alle concessioni di coltivazione ubicate in mare. In terraferma infatti si può riscontrare un generale decremento della produzione (-3%) con l'unica eccezione della regione Siciliana (+5%).

Regione/Zona	2013	2012	Variazione % 2013/2012	% totale nazionale
Basilicata	3.940,46	4.033,42	-2%	72%
Emilia Romagna	25,60	30,99	-17%	0%
Lazio	0,25	0,28	-11%	0%
Molise	4,76	5,56	-14%	0%
Piemonte	73,25	148,57	-51%	1%
Sicilia	714,22	679,70	+5%	13%
TOTALE TERRA	4.758,54	4.898,52	-3%	87%
Zona B	221,31	181,82	+22%	4%
Zona C	301,47	286,89	+5%	5%
Zona F	201,45	2,48	+100%	4%
TOTALE MARE	724,23	471,19	+54%	13%
TOTALE	5.482,77	5.369,71	+2%	100%

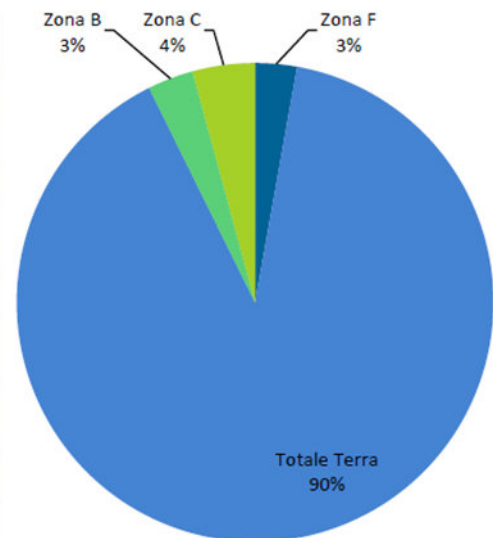


Figura 2-26: produzione di olio dell'anno 2013 distinta per regione/zona marina [migliaia di t] (Fonte: Rapporto 2014 DGRME)

Riserve

Il dato sulle riserve al 31 dicembre 2013 da distinguere secondo la classificazione internazionale in "certe, probabili e possibili", rivela, rispetto al dato fissato al 31 dicembre 2012 e al netto della produzione ottenuta nell'anno 2013, una riduzione di circa il 5,4% per il gas e di circa il 2,9% per l'olio (cfr. **Figura 2-27** e **Figura 2-28**).

Si ricorda che in base alla citata classificazione:

- **le riserve certe** rappresentano le quantità stimate di idrocarburi che, sulla base dei dati geologici e di ingegneria di giacimento disponibili, potranno, con ragionevole certezza (probabilità maggiore del 90%), essere commercialmente prodotte nelle condizioni tecniche, contrattuali, economiche ed operative esistenti al momento considerato;
- **le riserve probabili** rappresentano le quantità di idrocarburi che, sulla base dei dati geologici e di ingegneria dei giacimenti disponibili, potranno essere recuperate con ragionevole probabilità (maggiore del 50%) in base alle condizioni tecniche contrattuali, economiche ed operative esistenti al momento considerato; gli elementi di incertezza residua possono riguardare l'estensione o altre caratteristiche del giacimento (rischio minerario), l'economicità (alle condizioni del progetto di sviluppo), l'esistenza o adeguatezza del sistema di trasporto degli idrocarburi e/o del mercato di vendita;

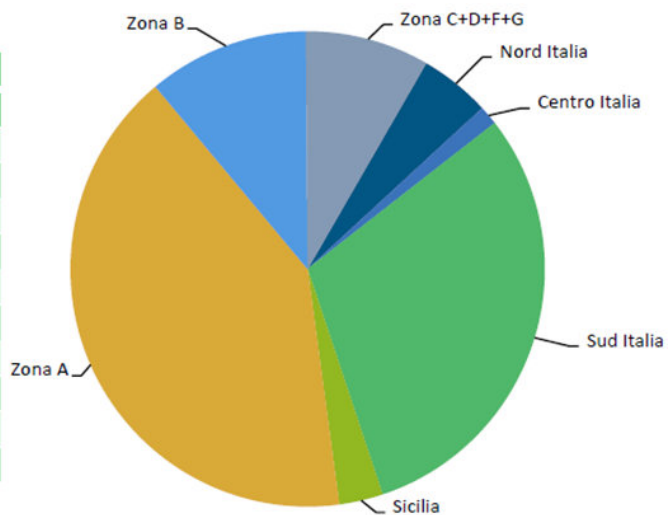


- **le riserve possibili** sono le quantità di idrocarburi che si stima di poter recuperare con un grado di probabilità decisamente più contenuto (molto minore del 50%) rispetto a quello delle riserve probabili, ovvero che presentano grado di economicità inferiore rispetto al limite stabilito.

Per quanto attiene all'ubicazione delle riserve certe, il 59% del totale nazionale di gas è ubicato in mare e in particolare il 40% nella zona A, mentre le riserve di olio ricadono quasi per il 90% in terraferma, per la maggior parte in Basilicata (cfr. **Figura 2-27** e **Figura 2-28**).

Si precisa che le risorse di idrocarburi disponibili nel sottosuolo non compaiono nei dati statistici riportati. Esse sono oggetto di stime alquanto variabili. La quasi totale assenza di nuove ricerche negli ultimi 5 anni, oltre a compromettere la sostituzione delle riserve man mano consumate, non consente di migliorare le conoscenze del potenziale petrolifero del Paese, complessivamente ritenuto ancora significativo e rilevante in particolare in alcune aree di frontiera.

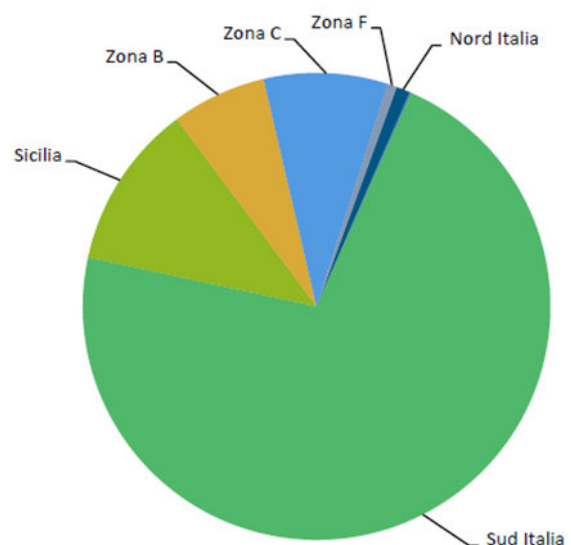
GAS (Milioni di Smc)				
	Certe	Probabili	Possibili	% Certe
Nord	2.651	2.319	50	4,7%
Centro	715	1.181	394	1,3%
Sud	18.060	19.580	7.928	32,1%
Sicilia	1.636	713	392	2,9%
Totale TERRA	23.062	23.793	8.764	41,0%
Zona A	22.501	15.234	8.101	40,0%
Zona B	6.009	6.810	2.545	10,7%
Zone C+D+F+G	4.631	12.718	2.464	8,2%
Totale MARE	33.141	34.762	13.110	59,0%
TOTALE	56.203	58.555	21.874	100,0%



Riserve certe di GAS per regione/zona marina al 31 dicembre 2013


Figura 2-27: riserve di gas naturale al 31 dicembre 2013 (Fonte: Rapporto 2014 DGRME)

OLIO (Migliaia di tonnellate)				
	Certe	Probabili	Possibili	% Certe
Nord	501	322	0	0,6%
Centro	57	2.480	737	0,1%
Sud	64.993	79.331	48.497	81,5%
Sicilia	5.956	4.808	3.515	7,5%
Totale TERRA	71.508	86.941	52.749	89,7%
Zona B	3.420	1.013	0	4,3%
Zona C	4.462	2.098	104	5,6%
Zone F	335	18	0	0,4%
Totale MARE	8.217	3.128	104	10,3%
TOTALE	79.725	90.069	52.853	100,0%



Riserve certe di OLIO per regione/zona marina al 31 dicembre 2013

Figura 2-28: Riserve di olio greggio al 31 dicembre 2013 (Fonte: Rapporto 2014 DGRME)

 eni S.p.A. Exploration & Production Division	Data Giugno 2014	SIME_AMB_01_13 Studio di Impatto Ambientale Pozzo esplorativo "Lince 1"	Capitolo 2 Pag. 32 di 86
---	------------------------	---	--------------------------------

2.2 NORMATIVA INTERNAZIONALE DI SETTORE

Nei paragrafi seguenti si riporta una disamina dei principali riferimenti normativi internazionali al fine di fornire un quadro completo del panorama legislativo/ambientale internazionale, ed in particolare:

- la Convenzione delle Nazioni Unite sul Diritto del Mare, che definisce il regime giuridico del tratto di mare interessato dal progetto;
- la Convenzione di Barcellona, a cui aderiscono tutti gli stati del Mediterraneo, che contiene il quadro normativo in materia di lotta all'inquinamento e protezione dell'ambiente marino per quanto in vigore;
- la Convenzione di Londra (MARPOL), che costituisce il documento internazionale di riferimento per la prevenzione dell'inquinamento da navi;
- le Convenzioni Internazionali relative agli sversamenti di idrocarburi (OPPRC, CLC e IOPC);
- il Protocollo di Kyoto, sulle strategie per la progressiva limitazione e riduzione delle emissioni di gas serra in atmosfera.


2.2.1 Convenzione delle Nazioni Unite sul Diritto del Mare

Il diritto internazionale marittimo è delineato dalla Convenzione delle Nazioni Unite sul Diritto del Mare (UNCLOS – *United Nations Convention on the Law of the Sea*) firmata a Montego Bay il 10 Dicembre 1982 e ratificata dall'Italia con Legge 2 Dicembre 1994, n. 689 (in vigore dal 20 Dicembre 1994).

La Convenzione UNCLOS ha, tra gli altri, lo scopo di proteggere e preservare l'ambiente marino oltre che conservare e gestire le risorse marine viventi. In particolare, all'art. 194, comma 5, inserisce tra le misure di tutela la protezione degli ecosistemi rari o delicati e gli habitat di specie in diminuzione o in via di estinzione.

Gli aspetti trattati dalla convenzione riguardano la definizione delle responsabilità degli Stati costieri, degli arcipelaghi, degli stati continentali e la definizione del regime giuridico per le seguenti zone marine:

- Mare Territoriale e Zona Contigua (Parte II):
Mare Territoriale: i cui limiti (art. 4) sono misurati a partire dalle linee di Base (determinate in conformità con gli Articoli 5 e 7) e si estendono in larghezza (art. 3) fino ad un limite non superiore alle 12 miglia nautiche. Lo stato costiero ha diritti sovrani nel mare territoriale, nello spazio aereo sovrastante e nel relativo fondo marino e nel suo sottosuolo (Art. 2);
Zona Contigua (Art. 33), definita come la zona fino a 24 miglia nautiche dalla linea di Base (12 miglia nautiche dal limite esterno delle acque territoriali). In tale zona lo stato costiero esercita il controllo necessario per prevenire e punire violazioni delle proprie leggi e regolamenti doganali, fiscali, sanitari e di immigrazione.
- Zona Economica Esclusiva - ZEE (Parte V):
 La ZEE è la zona al di là del mare territoriale e ad esso adiacente (art. 55) e si estende fino a 200 miglia marine dalle linee di base (art. 57). All'interno della ZEE lo Stato costiero gode (art. 56) di diritti sovrani nelle masse d'acqua sovrastanti il fondo marino, sul fondo marino e nel relativo sottosuolo ai fini dell'esplorazione, sfruttamento, conservazione e gestione delle risorse naturali, biologiche o non biologiche, compresa la produzione di energia dalle acque, dalle correnti o dai venti, la giurisdizione in materia di installazione ed uso di isole artificiali o strutture fisse, la ricerca scientifica in mare e la protezione e conservazione dell'ambiente marino.
- Piattaforma Continentale (Parte VI):

 eni S.p.A. Exploration & Production Division	Data Giugno 2014	SIME_AMB_01_13 Studio di Impatto Ambientale Pozzo esplorativo "Lince 1"	Capitolo 2 Pag. 33 di 86
---	------------------------	---	--------------------------------

La Piattaforma Continentale (art. 76) di uno Stato costiero comprende il fondo ed il sottosuolo marini che si estendono al di là del suo mare territoriale attraverso il prolungamento naturale del suo territorio terrestre fino all'orlo esterno del margine continentale, o fino alle 200 miglia nautiche dalle linee di base (dalle quali si misura la larghezza del mare territoriale), nel caso in cui l'orlo esterno del margine continentale si trovi ad una distanza inferiore.

- Alto Mare (Parte VII):

L'Alto Mare comprende tutte le aree marine non incluse nella zona economica esclusiva, nel mare territoriale o nelle acque interne di uno Stato, o nelle acque arcipelagiche di uno Stato-arcipelago (art. 86).

- Area Internazionale dei Fondi Marini (Parte I – Introduzione e Parte XI – L'Area):

L'Area Internazionale dei Fondi Marini è rappresentata dal fondo del mare, degli oceani e relativo sottosuolo, all'esterno dei limiti della giurisdizione nazionale (art. 1) ed è, insieme alle sue risorse, patrimonio comune dell'Umanità (art. 136).

Secondo l'art. 122 della Convenzione, il Mar Mediterraneo può definirsi un "mare semichiuso" essendo "un mare circondato da (...) più Stati e comunicante con un altro mare (...) per mezzo di uno stretto, o costituito, interamente o principalmente dai mari territoriali e dalle zone economiche esclusive di due o più Stati costieri".

Tuttavia, la ZEE e la Zona Contigua (che, ove esistente, è compresa all'interno della ZEE) per poter divenire effettive, devono essere formalmente proclamate nei confronti della comunità internazionale.

Ad oggi, l'Italia non ha formalmente provveduto alla proclamazione della Zona Contigua (UNCLOS, art. 33) e non ha istituito una Zona Economica Esclusiva (ZEE).

La piattaforma continentale, invece, costituendo il naturale prolungamento sommerso della terraferma, appartiene *ab initio* a uno Stato e non deve quindi essere né occupata né proclamata (UNCLOS 77, 3).

Come stabilito all'Art. 83, la delimitazione della piattaforma continentale tra stati a coste opposte o adiacenti, viene effettuata per accordo tra le parti interessate, come previsto all'art. 38 dello Statuto della Corte Internazionale di Giustizia.


L'area interessata dal progetto Lince 1 ricade all'interno della "Piattaforma Continentale"² italiana, ai sensi della Convenzione delle Nazioni Unite sul Diritto del Mare (UNCLOS - *United Nations Convention on the Law of the Sea*, Montego Bay 10 Dicembre 1982), ratificata dall'Italia il 13 Gennaio 1995.

All'interno della linea di delimitazione della piattaforma continentale (come definita in base a specifici accordi con i paesi frontisti) sono definite le singole Zone marine (sempre definite in base agli accordi tra i vari paesi).

Il Permesso di Ricerca di Idrocarburi liquidi e gassosi "G.R13.AG", all'interno della quale sarà realizzato il pozzo esplorativo Lince 1, ricade nella Zona Marina "G".

Sulla piattaforma continentale lo Stato costiero esercita diritti sovrani per quanto riguarda l'esplorazione e lo sfruttamento delle risorse naturali (art.77) senza pregiudicare il regime giuridico delle acque e dello spazio aereo sovrastante (art. 78). Inoltre, sulla piattaforma continentale lo Stato costiero esercita il diritto esclusivo di costruire, autorizzare e disciplinare la costruzione di isole artificiali, installazioni e strutture nonché delle relative zone di sicurezza (art. 80) e ha il diritto esclusivo di autorizzare e regolamentare l'attività di perforazione (art. 81).

² Il termine "Piattaforma Continentale" indica il fondo e il sottofondo delle zone marine costiere che si estendono, al di fuori delle acque territoriali, sino all'isobata dei 200 metri o, al di là di questo limite, sino al punto in cui, in relazione allo sviluppo della tecnologia estrattiva, è possibile lo sfruttamento di zone situate a profondità maggiori (Ginevra, IV, 1)

 eni S.p.A. Exploration & Production Division	Data Giugno 2014	SIME_AMB_01_13 Studio di Impatto Ambientale Pozzo esplorativo "Lince 1"	Capitolo 2 Pag. 34 di 86
---	------------------------	---	--------------------------------

2.2.2 Convenzione di Barcellona

La protezione del Mare Mediterraneo dall'inquinamento è sancita dalla Convenzione di Barcellona, adottata il 16 Febbraio 1976 ed entrata in vigore il 12 Febbraio del 1978, il cui scopo è stato quello di formalizzare il quadro legislativo del Piano di Azione per il Mediterraneo (MAP) stipulato a Barcellona nel 1975 e che divenne il primo piano riconosciuto come Programma dei Mari regionali sotto l'egida dell'UNEP (*Programma per l'Ambiente delle Nazioni Unite*).

Tale Piano, inizialmente prevedeva che gli Stati contraenti della convenzione, adottassero, singolarmente o congiuntamente, tutte le misure necessarie per proteggere e migliorare l'ambiente marino nella zona del Mar Mediterraneo onde contribuire al suo sviluppo sostenibile.

In particolare, gli Stati si impegnavano a ridurre, combattere e, per quanto possibile, eliminare l'inquinamento nel Mar Mediterraneo, perseguendo i seguenti obiettivi:

- valutare e controllare l'inquinamento;
- garantire la gestione sostenibile delle risorse naturali marine e costiere;
- integrare l'ambiente nello sviluppo economico e sociale;
- proteggere l'ambiente marino e le zone costiere attraverso azioni volte a prevenire e a ridurre l'inquinamento e, per quanto possibile, a eliminarlo, sia esso dovuto ad attività svolte a terra o in mare;
- proteggere il patrimonio naturale e culturale;
- rafforzare la solidarietà tra i Paesi rivieraschi del Mediterraneo e contribuire al miglioramento della qualità della vita.

Il 10 Giugno 1995, la Convenzione è stata modificata e il suo mandato è stato ampliato e ha compreso anche la pianificazione e la gestione integrata della zona costiera.


In particolare, le principali modifiche adottate riguardano:

- l'estensione del campo d'applicazione geografico della convenzione al litorale;
- l'applicazione del principio di precauzione;
- l'applicazione del principio «chi inquina paga»;
- la promozione degli studi d'impatto;
- la protezione e preservazione della diversità biologica;
- la lotta all'inquinamento dovuto a movimenti transfrontalieri di rifiuti pericolosi;
- l'accesso all'informazione e la partecipazione del pubblico.

L'Italia ha ratificato la Convenzione con Legge 11 Gennaio 1979, n. 30 ed ha successivamente recepito le modifiche con la Legge 27 Maggio 1999, n. 175 "*Ratifica ed esecuzione dell'Atto finale della Conferenza dei plenipotenziari sulla Convenzione per la protezione del Mar Mediterraneo dall'inquinamento, con relativi protocolli, tenutasi a Barcellona il 9 e 10 Giugno 1995*".

Alla convenzione di Barcellona è seguita la predisposizione dei seguenti sette protocolli:

- 1) Protocollo sulla prevenzione dell'inquinamento del Mare Mediterraneo dovuto allo scarico di rifiuti da parte di navi e di aeromobili (**Dumping Protocol**): riguarda unicamente l'inquinamento della zona del Mare Mediterraneo causato da navi e aeromobili;

 eni S.p.A. Exploration & Production Division	Data Giugno 2014	SIME_AMB_01_13 Studio di Impatto Ambientale Pozzo esplorativo "Lince 1"	Capitolo 2 Pag. 35 di 86
---	------------------------	---	--------------------------------

- 2) Protocollo relativo alla collaborazione in materia di lotta contro l'inquinamento del Mare Mediterraneo provocato dagli idrocarburi e altre sostanze nocive in caso di situazione critica (**Prevention and Emergency Protocol**): prevede la collaborazione delle parti quando, a causa di un evento accidentale, la presenza di quantità elevate di idrocarburi e/o altre sostanze nocive nel Mare Mediterraneo costituisca un grave e imminente pericolo per l'ambiente marino, le coste o gli interessi (economici, sanitari o ecologici) di una o più parti.
- 3) Protocollo relativo alla protezione del Mare Mediterraneo dall'inquinamento di origine tellurica (**Land-Based Sources Protocol**): è relativo alla lotta contro l'inquinamento del Mar Mediterraneo dovuto agli scarichi nei fiumi, emissari, canali o altri corsi d'acqua, o provocati da qualsiasi altra fonte o attività situata nel territorio degli Stati contraenti.
- 4) Protocollo relativo alle zone specialmente protette e alla biodiversità nel Mediterraneo (**SPA & Biodiversity Protocol**): relativo alle zone specialmente protette del Mediterraneo, mira a salvaguardare le risorse naturali comuni della regione mediterranea, a conservare la diversità del patrimonio genetico e a proteggere taluni siti naturali, creando un insieme di zone specialmente preservate.
- 5) Protocollo per la protezione del Mar Mediterraneo dall'inquinamento derivante dall'esplorazione e dallo sfruttamento della piattaforma continentale, del fondo marino e del suo sottosuolo (**Offshore Protocol**): regola le attività di esplorazione e sfruttamento della piattaforma continentale, del fondo marino e del suo sottofondo stabilendo le norme cui fare riferimento per il rilascio dei necessari permessi/autorizzazioni.
- 6) Protocollo relativo alla cooperazione in materia di prevenzione dell'inquinamento provocato dalle navi e, in caso di situazione critica, di lotta contro l'inquinamento del Mare Mediterraneo (**Hazardous Wastes Protocol**): mira ad aggiornare gli strumenti giuridici della convenzione di Barcellona introducendo disposizioni relative alla cooperazione tra le parti in materia di prevenzione e, nei casi d'emergenza, di lotta contro l'inquinamento provocato dalle navi nel Mare Mediterraneo.
- 7) Protocollo sulla gestione integrata delle zone costiere del Mediterraneo (**ICZM Protocol**): il suo obiettivo è stabilire un quadro comune per la gestione integrata delle zone costiere (GIZC) del Mare Mediterraneo è entrato in vigore il 24 Marzo 2011.

Nella successiva **Tabella 2-6** è riepilogato lo stato di recepimento dei protocolli in Italia.

Tabella 2-6: cronologia relativa alla firma e alla ratifica dei protocolli della Convenzione di Barcellona in Italia aggiornata al 22 Ottobre 2012 (Fonte: http://www.unepmap.org/)					
N.	Protocollo	Firma	Ratifica	Accettazione delle modifiche	Entrata in vigore
1	1976 Dumping Protocol	16.02.76	03.02.79	07.09.99	-
2	1976 Emergency Protocol	16.02.76	03.02.79	-	05.03.79
	2002 Emergency Protocol	25.01.02	-	-	-
3	1980 Land-Based Sources Protocol	17.05.80	04.07.85	07.09.99	11.05.08


 eni S.p.A. Exploration & Production Division	Data Giugno 2014	SIME_AMB_01_13 Studio di Impatto Ambientale Pozzo esplorativo "Lince 1"	Capitolo 2 Pag. 36 di 86
---	------------------------	---	--------------------------------

Tabella 2-6: cronologia relativa alla firma e alla ratifica dei protocolli della Convenzione di Barcellona in Italia aggiornata al 22 Ottobre 2012 (Fonte: <http://www.unepmap.org/>)

N.	Protocollo	Firma	Ratifica	Accettazione delle modifiche	Entrata in vigore
4	1982 Specially Protected Areas Protocol	03.04.82	04.07.85	-	23.03.86
	1995 SPA & Biodiversity Protocol	10.06.95	07.09.99	-	12.12.99
5	1994 Offshore Protocol	14.10.94	-	-	-
6	1996 Hazardous Wastes Protocol	01.10.96	-	-	-
7	2008 Integrated Coastal Zone Management (ICZM) Protocol	21.01.08	-	-	-


2.2.3 Convenzione di Londra (MARPOL 73/78)

La convenzione di Londra del 2 Novembre 1973, successivamente modificata ed emendata dal Protocollo del 1978, può essere considerata il documento internazionale di riferimento per la prevenzione dell'inquinamento da navi (MARPOL 73/78).

La convenzione definisce norme per la progettazione delle navi e delle loro apparecchiature, stabilisce il sistema dei certificati e dei controlli e richiede agli stati di provvedere per le aree di raccolta e per l'eliminazione dei rifiuti oleosi e dei prodotti chimici. Il trattato riguarda tutti gli aspetti tecnici dell'inquinamento ad eccezione dello scarico dei rifiuti in mare. Si applica a tutte le categorie di navi, ma non all'inquinamento dovuto all'esplorazione e allo sfruttamento delle risorse minerarie del fondo marino.

Questa convenzione è corredata da alcuni allegati:

- prevenzione dall'inquinamento da sostanze oleose (Allegato I), entrato in vigore il 2 Ottobre 1983 (l'emendamento del 2004 a tale allegato è in vigore dal 1 Gennaio 2007);
- controllo dell'inquinamento da sostanze liquide dannose trasportate alla rinfusa (Allegato II), in vigore dal 6 Aprile 1987 (l'emendamento del 2004 a tale allegato è in vigore dal 1° Gennaio 2007);
- prevenzione dell'inquinamento da sostanze dannose trasportate in mare in colli o in contenitori, cisterne mobili, camion-cisterna, vagoni-cisterna (Allegato III), in vigore dal 1 Luglio 1992;
- prevenzione dell'inquinamento da acque di scarico provenienti da navi (Allegato IV), in vigore dal 27 Settembre 2003 (l'emendamento del 2004 è in vigore dal 1° Agosto 2005);
- prevenzione dell'inquinamento da rifiuti delle navi (Allegato V), in vigore dal 31 Dicembre 1988;
- prevenzione dell'inquinamento atmosferico prodotto da navi (Allegato VI), in vigore dal 19 Maggio 2005 (ratificato dall'Italia con Legge 6 Febbraio 2006 n. 57: "Adesione al Protocollo del 1997 di emendamento della Convenzione internazionale per la prevenzione dell'inquinamento causato da navi del 1973, come modificata dal Protocollo del 1978, con Allegato VI ed Appendici, fatto a Londra il 26 settembre 1997").

 <p>eni S.p.A. Exploration & Production Division</p>	<p>Data</p> <p>Giugno</p> <p>2014</p>	<p>SIME_AMB_01_13</p> <p>Studio di Impatto Ambientale</p> <p>Pozzo esplorativo "Lince 1"</p>	<p>Capitolo 2</p> <p>Pag. 37 di 86</p>
--	---------------------------------------	--	--

- utilizzo del Registro rifiuti – Regola 10 del 1/1/2013

L'Italia ha ratificato e dato esecuzione alla convenzione internazionale per la prevenzione dell'inquinamento causato da navi con la Legge 29 Settembre 1980, n. 662 (MARPOL 73).

Successivamente, con Legge 4 Giugno 1982, n. 438 ha aderito e dato esecuzione ai protocolli relativi alle convenzioni internazionali, e ai rispettivi allegati (MARPOL 78).

L'attuazione del regime di prevenzione stabilito dalla convenzione di MARPOL è avvenuto con la Legge 31 Dicembre 1982, n. 979 e s.m.i. sulla Difesa del Mare che vieta lo sversamento di idrocarburi o altre sostanze nocive nelle acque territoriali o interne. La stessa legge impone il divieto di scarico in mare di tali sostanze, anche al di fuori delle acque territoriali italiane.

Con particolare riferimento al progetto in esame, nell'Annex V, Allegato I, Norma 21 della Legge 662/80 (*Requisiti speciali per piattaforme di perforazione ed altre piattaforme*), si riporta che **le piattaforme (fisse e galleggianti) impegnate nella perforazione e coltivazione delle risorse minerarie presenti al di sotto dei fondali marini devono rispettare le prescrizioni previste per navi non petroliere con tonnellaggio maggiore o uguale a 400 tonnellate**. Per tali tipi di navi, l'Annesso V, Allegato I, Norma 21 – lettera c) ammette lo scarico a mare di idrocarburi o di miscele di idrocarburi all'interno delle aree speciali e per un contenuto di idrocarburi, senza diluizioni, non superiore a 15 ppm.

L'Annex AF, l'Allegato IV (Norme 2 e 8) regola il trattamento delle acque usate (reflui civili e residui alimentari) e consente lo scarico diretto a mare previo trattamento (triturazione e disinfezione) mediante un dispositivo approvato e certificato.


L'Annex AH, l'Allegato V regola lo scarico dei rifiuti solidi, in particolare vieta lo scarico dei materiali plastici e disciplina lo smaltimento di tali rifiuti sulla base delle caratteristiche e della zona interessata (fuori/dentro zona speciale).

Nel caso del progetto per la perforazione del pozzo esplorativo Lince 1, solo durante la fase di perforazione del pozzo previsto dal progetto saranno originati scarichi reflui civili e residui alimentari. Gli scarichi civili saranno sottoposti a trattamento in un impianto di depurazione e quindi scaricati a mare in conformità a quanto stabilito dalle norme internazionali "MARPOL".

Conformemente a quanto stabilito dalla convenzione, invece, nessun altro rifiuto verrà scaricato in mare (materiale plastico, imballaggi, carta, stracci, metalli, bottiglie, terraglie e scarti simili sia triturati che non). I rifiuti eventualmente generati nel corso delle attività saranno gestiti conformemente alla legislazione italiana vigente e trasportati a terra per lo smaltimento/recupero in impianti autorizzati.

2.2.4 Convenzioni internazionali sugli sversamenti di idrocarburi (OPRC, CLC e IOPC)

La Convenzione OPRC (*Oil Pollution Preparedness and Response Convention*) sulla prevenzione, la lotta e la cooperazione in materia di inquinamento da idrocarburi, stipulata nel 1990 ed entrata in vigore nel 1995, costituisce un altro pilastro internazionale per la lotta all'inquinamento da idrocarburi. Tale Convenzione approfondisce le tecniche di risposta a situazioni di emergenza causate da incidenti con inquinamento da idrocarburi da navi, da piattaforme off-shore, da porti e da altre strutture, mediante la predisposizione di piani di emergenza, procedure di informazione e cooperazione internazionale e lo stimolo alla ricerca ed allo sviluppo di nuove tecnologie. Le Convenzioni Internazionali CLC (*Civil Liability Convention*) e IOPCF (*International Oil Pollution Compensation Fund*) regolamentano invece il risarcimento del danno in caso di sversamento. La prima riguarda la responsabilità civile per l'indennizzo dei danni derivanti dall'inquinamento da idrocarburi (Bruxelles 1969 e successivi protocolli Londra 1976 e 1992); la seconda regola l'istituzione di un fondo internazionale per l'indennizzo dei danni derivanti da idrocarburi (Bruxelles 1971 e successivi protocolli Londra 1976 e 1992)

 eni S.p.A. Exploration & Production Division	Data Giugno 2014	SIME_AMB_01_13 Studio di Impatto Ambientale Pozzo esplorativo "Lince 1"	Capitolo 2 Pag. 38 di 86
---	------------------------	---	--------------------------------

2.2.5 Protocollo di Kyoto

Il protocollo di Kyoto, che fa seguito alla convenzione quadro delle Nazioni Unite sui cambiamenti climatici, è uno dei più importanti strumenti giuridici internazionali volti a combattere i cambiamenti climatici.

Adottato a Kyoto l'11 dicembre 1997, ratificato dall'Unione europea il 31 maggio 2002 ed entrato ufficialmente in vigore il 16 febbraio 2005, il protocollo di Kyoto contiene gli impegni dei paesi industrializzati a ridurre le emissioni di sei gas ad effetto serra, responsabili del riscaldamento del pianeta (biossido di carbonio - CO₂, metano - CH₄, protossido di azoto - N₂O, fluorocarburi idrati - HFC, perfluorocarburi - PFC, esafluoruro di zolfo SF₆) nell'arco temporale 2008 - 2012 (almeno del 5% rispetto ai livelli del 1990 - anno base).

In particolare, l'Unione Europea si impegna ad una riduzione dell'emissione pari all'8%, mediante una serie di interventi nel settore energetico incentivando, tra gli altri, l'utilizzo di combustibili il cui utilizzo genera una minore quantità di anidride carbonica e promuovendo iniziative volte ad elevare l'efficienza energetica.

Per raggiungere gli obiettivi prefissati a livello europeo, la riduzione delle emissioni è stata ripartita tra i diversi Paesi Europei, assegnando all'Italia un obiettivo di diminuzione del 6,5% entro il 2012 rispetto alle emissioni del 1990 (corrispondenti ad una riduzione effettiva di circa 100 milioni di tonnellate - equivalenti di anidride carbonica).

Il Parlamento Italiano ha ratificato il Protocollo di Kyoto con la Legge n.120 del 1 giugno 2002. In coerenza con l'art. 2, comma 1, della Legge, il Ministero dell'Ambiente ha presentato al Comitato Interministeriale per la Programmazione Economica CIPE il "Piano d'Azione Nazionale per la Riduzione delle Emissioni dei Gas Serra e l'Aumento del loro Assorbimento al Minor Costo". Da cui la delibera CIPE del 19 dicembre 2002, n.123: "Revisione delle linee guida per le politiche e misure nazionali di riduzione delle emissioni dei gas ad effetto serra", già delibera CIPE n.137/1998.

Inoltre, dal 1 gennaio 2005 è entrato in vigore il sistema europeo di scambio delle quote di emissioni climalteranti (EU ETS, *European Emission Trading System*) introdotto dalla Direttiva 2003/87/CE.


L'obiettivo del meccanismo è quello di creare un mercato europeo delle emissioni di gas ad effetto serra in grado di definire il prezzo delle emissioni di CO₂ e di promuovere una loro riduzione al minor costo da parte delle imprese operanti nei settori energetici e nei settori "industriali energy intensive". Le emissioni da parte degli impianti elencati nella direttiva devono essere sottoposte ad autorizzazione e ad un'attribuzione di quote assegnate in conformità a piani nazionali di assegnazione.

In particolare, la Direttiva 2003/87/CE ha istituito un sistema di scambio di quote di emissioni di gas effetto serra all'interno dell'Unione Europea, di tipo *cap-and-trade*. Il sistema prevede la definizione di un limite massimo (*cap*) alle emissioni realizzate dagli impianti industriali che ricadono nel campo di applicazione dalla Direttiva, attraverso un Piano Nazionale di Allocazione (PNA) nel quale viene assegnato un certo numero di quote di emissioni a ciascun impianto che rientri nelle categorie previste dalla direttiva.

L'*emission trading*, che s'inserisce nell'ambito delle misure adottate per soddisfare gli impegni del Protocollo di Kyoto, ha previsto un primo periodo di applicazione, considerato come periodo di rodaggio del sistema, negli anni 2005-2007 (Fase 1), in vista della seconda fase, relativa agli anni 2008-2012, in cui sono stati raggiunti i target di riduzione delle emissioni previsti dal Protocollo. Quindi, a partire dal 1° gennaio 2005, gli impianti hanno potuto esercitare la propria attività solo se muniti di un'apposita autorizzazione ad emettere gas serra rilasciata dall'autorità competente.

La direttiva *Emission Trading* 2003/87/CE è stata modificata e integrata dalla direttiva 2009/29/CE che, tra l'altro, ha modificato e integrato il campo di applicazione del sistema comunitario di scambio delle quote di emissione di gas a effetto serra.

In particolare, il campo di applicazione così come modificato dalla direttiva 2009/29/CE è in vigore a partire dal 1 gennaio 2013.

 eni S.p.A. Exploration & Production Division	Data Giugno 2014	SIME_AMB_01_13 Studio di Impatto Ambientale Pozzo esplorativo "Lince 1"	Capitolo 2 Pag. 39 di 86
---	------------------------	---	--------------------------------

Pertanto, a partire dal 1 gennaio 2013 è stato avviato il terzo periodo di scambio delle quote di emissioni e l'Autorità Nazionale Competente ha approvato, nella riunione del 27 luglio 2012, la deliberazione n. 20/2012 "Approvazione e notifica alla Commissione Europea delle misure nazionali d'attuazione di cui all'art. 11, paragrafo 1 della direttiva 2003/87/CE, come modificata dalla direttiva 2009/29/CE nonché dall'art. 15, paragrafo 1 della decisione della Commissione Europea 2011/278/UE"

Tale deliberazione, che approva gli elenchi degli impianti rientranti nell'ambito di applicazione della direttiva e ne dispone la notifica alla Commissione Europea, contiene tre allegati:

- l'allegato 1 contiene l'elenco degli impianti esistenti già soggetti al campo di applicazione della direttiva 2003/87/CE, o che lo saranno dal primo gennaio 2013, con la relativa assegnazione provvisoria di quote per ciascuno degli anni compresi fra il 2013 e il 2020 (l'assegnazione di quote da provvisoria diverrà definitiva dopo il controllo della Commissione Europea, la quale provvederà anche all'applicazione del fattore di riduzione transettoriale a ciascuna assegnazione provvisoria).
- l'allegato 2 contiene l'elenco degli impianti per i quali non è al momento possibile l'assegnazione provvisoria di quote, in mancanza della data di "avvio del normale funzionamento" dell'impianto.
- l'allegato 3 contiene l'elenco degli impianti "piccoli emettitori" che hanno richiesto l'esclusione dal campo di applicazione della direttiva 2003/87/CE. Per tali impianti sono previste, per ciascuno degli anni compresi fra il 2013 e il 2020, le "emissioni consentite" a titolo gratuito.

2.3 **NORMATIVA EUROPEA DI SETTORE**


Nei paragrafi seguenti si riporta una disamina dei principali riferimenti normativi europei in materia di energia, attività estrattive, tutela della sicurezza e della salute e traffico marittimo, ed in particolare:

- Norme Europee per il Mercato interno dell'Energia Elettrica e del Gas, con le strategie e le finalità della liberalizzazione del mercato, con particolare riferimento agli effetti sul comparto del gas naturale;
- Norme Europee relative alla tutela della sicurezza e salute dei lavoratori nelle industrie estrattive per la trivellazione e nelle industrie estrattive a cielo aperto o sotterranee;
- Norme Europee relative alle condizioni di rilascio e di esercizio delle autorizzazioni alla prospezione, ricerca e coltivazione di idrocarburi;
- Direttive Europee emanate in tema di navigazione e trasporto di merci pericolose.

2.3.1 **Norme Europee per il mercato interno del gas – Direttiva 2003/55/CE e Direttiva 2009/73/CE**

La **Direttiva 2003/55/CE** "Direttiva del Parlamento europeo e del Consiglio del 26 giugno 2003 relativa a norme comuni per il mercato interno del gas naturale e che abroga la Direttiva 98/30/CE", oggi abrogata dalla successiva Direttiva 2009/73/CE, prevedeva che gli Stati membri mettessero a punto condizioni di concorrenza eque, per evitare i rischi di posizione dominante, in particolare degli operatori storici e i comportamenti predatori. Ciò al fine di garantire l'accesso ai sistemi di trasporto e distribuzione e il diritto di accesso non discriminatorio da parte di terzi alle reti di trasporto e di distribuzione, nonché agli impianti di gas naturale liquefatto (GNL).

A partire dal 1° luglio 2004, quindi, i consumatori industriali hanno avuto la possibilità di scegliere liberamente il fornitore di gas, così come i privati dal 1° luglio 2007. In ogni Stato membro sono nominati i gestori delle reti

 eni S.p.A. Exploration & Production Division	Data Giugno 2014	SIME_AMB_01_13 Studio di Impatto Ambientale Pozzo esplorativo "Lince 1"	Capitolo 2 Pag. 40 di 86
---	------------------------	---	--------------------------------

di trasporto e delle reti di distribuzione, incaricati della gestione, della manutenzione e dello sviluppo degli impianti di trasporto e di distribuzione e di stoccaggio di gas naturale liquefatto.

In luglio 2009 è stata emanata la III Direttiva gas per l'ulteriore fase di apertura del mercato comune del gas, ovvero la **Direttiva 2009/73/CE**, che a decorrere dal 3 marzo 2011 ha abrogato la precedente Direttiva 2003/55/CE.

Tale Direttiva stabilisce norme comuni per il mercato interno del gas in materia di trasporto, distribuzione, fornitura e stoccaggio di gas naturale, gas naturale liquefatto (GNL), biogas e gas derivante dalla biomassa, al fine di realizzare un mercato del gas naturale concorrenziale, sicuro e sostenibile dal punto di vista ambientale.

In particolare, la Direttiva stabiliva che gli Stati membri in cui il sistema di trasporto appartiene a un'impresa verticalmente integrata operante nella commercializzazione del gas, entro il 3 marzo 2011 optassero tra due possibili modalità di separazione attraverso le quali garantire l'indipendenza del trasportatore:

- separazione proprietaria, nelle forme alternative di:
 - *Ownership Unbundling* (OU): le società proprietarie delle reti, che gestiscono le attività di trasporto, sono proprietariamente separate dalle imprese verticalmente integrate che svolgono le attività di approvvigionamento/produzione e vendita;
 - *Independent System Operator* (ISO): le imprese verticalmente integrate mantengono la proprietà delle reti affidandone la gestione ad un soggetto terzo;
- separazione funzionale rafforzata - *Independent Transmission Operator* (ITO): le imprese verticalmente integrate mantengono il controllo delle società che gestiscono l'attività di trasporto e che detengono la proprietà delle reti, a condizione di garantire l'indipendenza decisionale e funzionale del trasportatore.


2.3.2 Tutela della sicurezza e delle attività offshore di prospezione, ricerca e produzione nel settore degli idrocarburi

2.3.2.1 Tutela della sicurezza e della salute dei lavoratori nelle industrie estrattive

La Comunità Europea nell'anno 1992 ha introdotto due Direttive volte alla tutela della sicurezza e della salute dei lavoratori nell'industria estrattiva. Nello specifico le Direttive sono:

- *Direttiva 92/91/CEE* del Consiglio, emanata il 03 Novembre 1992 e modificata dalla Direttiva 2007/30/CE del Parlamento Europeo e del Consiglio datata 20 Giugno 2007. Ai sensi della Direttiva 92/91/CEE si definiscono "*prescrizioni minime intese al miglioramento della tutela della sicurezza e della salute dei lavoratori nelle industrie estrattive per trivellazione*"; dove per «*industrie estrattive per trivellazione*», all'art. 2, si intendono "*tutte le industrie che svolgono le attività di estrazione propriamente detta di minerali per trivellazione con perforazioni di sondaggio.*";
- *Direttiva 92/104/CEE* del Consiglio, emanata il 3 Dicembre 1992 e in parte modificata dalla Direttiva 2007/30/CE del Parlamento Europeo e del Consiglio datata 20 Giugno 2007. La *Direttiva 92/104/CEE* che definisce "*prescrizioni intese al miglioramento della tutela della sicurezza e della salute dei lavoratori delle industrie estrattive a cielo aperto o sotterranee*", dove, per "*industrie estrattive sotterranee*" si intendono "*tutte le industrie che svolgono le attività di estrazione propriamente detta di minerali in sottterraneo*".

Tali Direttive definiscono obblighi che il datore di lavoro deve rispettare al fine di preservare la sicurezza e la salute dei lavoratori e dei luoghi di lavoro. Tale Direttiva è stata modificata dalla recente Direttiva 2013/30/UE, per la quale si rimanda al successivo **paragrafo 2.3.2.2**.

 eni S.p.A. Exploration & Production Division	Data Giugno 2014	SIME_AMB_01_13 Studio di Impatto Ambientale Pozzo esplorativo "Lince 1"	Capitolo 2 Pag. 41 di 86
---	------------------------	---	--------------------------------

2.3.2.2 *Direttiva 2013/30/UE del Parlamento Europeo e del Consiglio del 12 giugno 2013 sulla sicurezza delle operazioni in mare nel settore degli idrocarburi e che modifica la direttiva 2004/35/CE*


In Europa la maggior parte del petrolio e del gas è prodotta in mare aperto. Pertanto, anche sulla scia degli ultimi incidenti avvenuti in mare, con riferimento particolare all'incidente del Golfo del Messico del 2011, la Commissione Europea pone sempre maggiore attenzione sulla sicurezza nell'ambito delle attività offshore nel campo degli idrocarburi. Sebbene alcuni Stati membri abbiano sistemi normativi sulle attività offshore considerati all'avanguardia a livello mondiale, la Commissione ritiene che per tutti vi siano margini di miglioramento. Nella fattispecie, l'obiettivo è quello di innalzare il livello di controllo del rischio nel settore offshore, per raggiungere standard elevati in tutta l'Unione.

L'attuale quadro normativo e le disposizioni operative non offrono la risposta d'emergenza più efficace in caso di incidenti nelle acque dell'Unione e le responsabilità in termini di bonifica e risarcimento dei danni convenzionali non sono del tutto chiare.

Pertanto, la Commissione Europea il 28/06/2013 ha pubblicato la Direttiva 2013/30/UE del Parlamento Europeo e del Consiglio del 12 giugno 2013 sulla sicurezza delle operazioni in mare nel settore degli idrocarburi e che modifica la direttiva 2004/35/CE i cui obiettivi principali sono di ridurre i rischi di incidenti gravi nelle acque dell'Unione e di limitare le conseguenze nel caso in cui si verifichi comunque un incidente migliorando allo stesso tempo i meccanismi di risposta.

L'Unione Europea non disponeva di una legislazione specifica sulle attività offshore nel settore degli idrocarburi, fino alla pubblicazione di questa direttiva e l'argomento era disciplinato da un più ampio diritto consuetudinario applicato, spesso solo parzialmente, al settore offshore. La Direttiva della Commissione Europea modifica e/o integra principalmente le seguenti normative:

- **Responsabilità ambientale:** la direttiva 2004/35/CE riguarda la responsabilità in materia di riparazione del danno ambientale, anche in relazione alle attività offshore nel settore degli idrocarburi. L'operatore di attività che causano danni ambientali significativi a specie protette, ad habitat naturali o alle acque è oggettivamente responsabile della prevenzione e della riparazione dei danni e dei relativi costi complessivi. La direttiva modifica la definizione di "danno alle acque" di cui alla 2004/35/CE con conseguente estensione della responsabilità finanziaria dei licenziatari per la prevenzione e la riparazione del "danno ambientale" causato da operazioni in mare (art.2 *situato nel mare territoriale, nella zona economica esclusiva o sulla piattaforma continentale dello stato membro [...]*) nel settore degli idrocarburi, svolte dal licenziatario o dall'operatore o per loro conto.
- **Salute e sicurezza dei lavoratori durante il lavoro:** la direttiva 92/91/CEE (che integra la direttiva quadro 89/391/CEE) è la parte principale della legislazione dell'Unione in materia di protezione dei lavoratori e dell'ambiente di lavoro offshore. La direttiva rafforza il regime della direttiva 92/91/CEE per includere fra l'altro la valutazione degli impatti ambientali, all'interno delle valutazioni dei rischi per incidenti gravi da presentare all'autorità competente, per stabilire un sistema omogeneo di comunicazione delle operazioni di esplorazione e produzione di idrocarburi, garantendo l'indipendenza e l'obiettività dell'autorità stessa nello svolgimento delle proprie funzioni di regolamentazione e controllo.
- **Grandi rischi:** la direttiva Seveso 96/82/CE non si applica al settore offshore, ma alcuni dei suoi elementi sono stati utilizzati nell'elaborazione della presente proposta direttiva che va tuttavia oltre Seveso, in particolare nel richiedere il consenso dell'autorità per la valutazione ed accettazione delle relazioni sui grandi rischi, valutazione delle comunicazioni di progettazione e di operazioni di pozzo nonché degli altri documenti che le vengono sottoposti, una verifica più accurata delle capacità tecniche ed economiche in fase di Rilascio delle autorizzazioni alla prospezione, ricerca e produzione di idrocarburi. La presente

 eni S.p.A. Exploration & Production Division	Data Giugno 2014	SIME_AMB_01_13 Studio di Impatto Ambientale Pozzo esplorativo "Lince 1"	Capitolo 2 Pag. 42 di 86
---	------------------------	---	--------------------------------

direttiva rafforza il contenuto della 94/22/CE che comunque rappresenta un quadro giuridico fondamentale per il rilascio di licenze alla prospezione e alla coltivazione.


- ***Intervento in caso di emergenza***: la direttiva introduce nuovi obblighi di intervento d'emergenza per gli Stati membri e per gli operatori del settore al fine di integrare le capacità esistenti sia all'interno, sia all'esterno dell'Unione, valutando in particolare eventuali aspetti transfrontalieri. L'agenzia europea per la sicurezza marittima (EMSA) fornisce agli Stati membri e alla Commissione assistenza tecnica e scientifica conformemente al proprio mandato a norma del regolamento (CE) n. 1406/2002.

Tra le misure finalizzate alla gestione della prevenzione dei grandi incidenti, la direttiva in particolare prevede l'obbligo da parte dei proprietari e/o gli operatori degli impianti offshore nel settore idrocarburi, compresi gli impianti di trivellazione mobile, di produrre la seguente documentazione:

- politica aziendale di *prevenzione degli incidenti gravi*;
- presentazione del sistema di gestione della sicurezza e dell'ambiente;
- comunicazione di progettazione di impianti di produzione, di operazioni di pozzo, di operazioni combinate;
- relazione sui grandi rischi, da ripresentare in caso di modifiche sostanziali o smantellamento di un impianto fisso (soggetta a riesame almeno ogni 5 anni o prima se richiesto dall'autorità competente);
- La direttiva è entrata in vigore il 18/07/2013, deve essere recepita entro il 19/07/2015 fatte salve le deroghe previste all'art.41, commi 3, 4 e 5. Sono previste inoltre disposizioni transitorie:
 - il termine di recepimento è il 19/07/2016 per gli impianti di produzione pianificati e per la pianificazione/realizzazione di operazioni di pozzo;
 - il termine di recepimento è il 19/07/2018 per gli impianti esistenti.

2.3.2.3 Decisione della commissione del 19 gennaio 2012 relativa all'istituzione del Gruppo di autorità dell'Unione europea per le attività offshore nel settore degli idrocarburi (2012/C 18/07)

La politica dell'Unione è intesa a ridurre il verificarsi di incidenti gravi legati alle attività offshore nel settore degli idrocarburi e a limitarne le conseguenze, aumentando così la protezione dell'ambiente marino e delle economie costiere dall'inquinamento, limitando possibili interruzioni alla produzione energetica interna dell'Unione e migliorando i meccanismi di risposta in caso di incidente. Benché l'Unione disponga già di esempi eccellenti di pratiche normative nazionali per quanto attiene all'attività offshore nel settore degli idrocarburi, al fine di ridurre al minimo il rischio di incidenti, la Commissione ha riconosciuto la necessità di collaborazione tra le autorità offshore come chiaramente stabilito dalle attività del North Sea Offshore Authorities Forum e dell'International Regulators Forum. Con questa Decisione viene istituito il Gruppo di autorità dell'Unione europea per le attività offshore nel settore degli idrocarburi (in appresso «il Gruppo di autorità»). Il Gruppo avrà funzione di coordinamento con le attività di altri gruppi di esperti competenti e con la Commissione Europea per tutte le questioni connesse alla prevenzione e alla risposta agli incidenti gravi nelle operazioni offshore nel settore degli idrocarburi all'interno dell'Unione, nonché, se del caso, all'esterno delle sue frontiere. Gli obiettivi delle autorità che collaborano per evitare il verificarsi di gravi incidenti offshore e definire le modalità di intervento in caso di tali incidenti, sono inoltre complementari agli obiettivi del gruppo di lavoro permanente sull'industria mineraria e le altre industrie estrattive, istituito a norma dell'articolo 6 della decisione 2003/C 218/01 del Consiglio, che istituisce un comitato consultivo per la sicurezza e la salute sul luogo di lavoro, e sono complementari agli obiettivi di detto comitato.

 eni S.p.A. Exploration & Production Division	Data Giugno 2014	SIME_AMB_01_13 Studio di Impatto Ambientale Pozzo esplorativo "Lince 1"	Capitolo 2 Pag. 43 di 86
---	------------------------	---	--------------------------------

Il Gruppo di autorità è composto dalle autorità degli Stati Membri competenti per la sorveglianza dell'applicazione delle norme nelle attività offshore nel settore degli idrocarburi e delle politiche connesse. La Commissione può consultare il Gruppo di autorità su qualsiasi questione relativa ai principali rischi della prospezione, ricerca e coltivazione degli idrocarburi offshore.

2.3.3 Condizioni di rilascio e di esercizio delle autorizzazioni alla prospezione, ricerca e coltivazione di idrocarburi - Direttiva 94/22/CE


La Direttiva 94/22/CE del Parlamento Europeo e del Consiglio del 30/05/1994, regola i diritti e i doveri di ogni Stato europeo nell'ambito delle attività di prospezione, ricerca e coltivazione di idrocarburi. Nello specifico, ogni Stato membro della Comunità Europea, all'interno del proprio territorio di competenza, ha il diritto di definire, mediante procedura autorizzativa, così come definita all'art. 3, le aree da rendere disponibili alle suddette attività e gli enti addetti all'accesso e all'esercizio delle varie attività di prospezione, ricerca e coltivazione di idrocarburi. Il procedimento per il rilascio dell'autorizzazione agli enti interessati, deve specificare il tipo di autorizzazione, l'area o le aree geografiche che sono oggetto di domanda e la data ultima proposta per il rilascio dell'autorizzazione.

2.3.4 Traffico Marittimo

Le principali Direttive Europee emanate in tema di navigazione e trasporto di merci pericolose sono le seguenti:

- Direttiva 96/98/CE, modificata dal Regolamento (CE) n. 596/2009 e dalla Direttiva 2010/68/CE, relativa all'applicazione uniforme degli strumenti internazionali sull'equipaggiamento da sistemare a bordo di navi, per incrementare la sicurezza in mare e per prevenire l'inquinamento marino;
- Direttiva 2002/84/CE, recepita con D.Lgs. 119/2005, che modifica le precedenti direttive in materia di sicurezza marittima e di prevenzione dell'inquinamento provocato dalle navi. L'obiettivo della direttiva è migliorare l'attuazione della legislazione comunitaria in materia di sicurezza marittima, protezione dell'ambiente marino e condizioni di vita e di lavoro a bordo delle navi, creare un unico comitato per la sicurezza marittima e la prevenzione dell'inquinamento delle navi e accelerare e semplificare il recepimento delle regole internazionali nella legislazione comunitaria;
- Direttiva 2005/35/CE, modificata dalla Direttiva 2009/123/CE, è stata recepita in Italia con D.Lgs. 202 del 06/11/2007. Tale Direttiva europea è relativa all'inquinamento provocato dalle navi e all'introduzione di sanzioni per violazioni. Scopo della direttiva è recepire, nel diritto comunitario, le norme internazionali in materia di inquinamento provocato dalle navi e di garantire che ai responsabili di scarichi di sostanze inquinanti siano comminate sanzioni adeguate, anche penali.

La Commissione Europea ha poi avanzato, a seguito dell'incidente della petroliera Erika nel 1999, alcune proposte che mirano a rendere più incisiva la legislazione comunitaria sui controlli dello Stato di approdo e delle Società di Classificazione (organismi autorizzati, per delega conferita dagli Stati di Bandiera, a verificare la stabilità strutturale delle navi), nonché a realizzare il progressivo ritiro delle petroliere monoscafo dalle acque della Comunità. Sono stati quindi predisposti tre pacchetti di interventi immediati (Erika I, Erika II ed Erika III), di seguito approfonditi. Il pacchetto Erika I comprende la Direttiva 2001/105/CE (Norme comuni per gli organi che effettuano le ispezioni e le visite di controllo delle navi), la Direttiva 2001/106/CE (Norme internazionali per la sicurezza delle navi, la prevenzione dell'inquinamento e le condizioni di vita e di lavoro a bordo), l'ex regolamento (CE) n. 417/2002 (Introduzione accelerata delle norme in materia di doppio scafo o di tecnologia equivalente per le petroliere monoscafo), abrogato dal regolamento (CE) n.530/2012. Le misure incluse nel pacchetto prevedono:

 eni S.p.A. Exploration & Production Division	Data Giugno 2014	SIME_AMB_01_13 Studio di Impatto Ambientale Pozzo esplorativo "Lince 1"	Capitolo 2 Pag. 44 di 86
---	------------------------	---	--------------------------------


- intensificazione dei controlli delle navi che approdano nei porti europei e maggiore severità nei confronti delle navi che non soddisfano le norme, mediante la pubblicazione, ogni sei mesi, di una "lista nera" di navi di oltre 15 anni che sono state oggetto di provvedimento di fermo da parte delle Autorità di Controllo dello Stato di approdo per più di due volte nel corso dei due anni precedenti;
- controllo più approfondito delle società di classificazione, mediante sospensione o revoca del riconoscimento di quelle società che forniscono prova di negligenza;
- bando dalle acque dell'Unione Europea delle petroliere o delle navi monoscafo che trasportano carichi pericolosi e/o inquinanti entro il 2015, secondo un calendario prestabilito.

I dati raccolti durante le ispezioni nei porti o ad opera delle società di classificazione saranno oggetto di ampia diffusione mediante EQUASIS, una base dati creata dalla stessa Commissione e dalla Francia, in grado di fornire una descrizione dettagliata dello stato della nave e, quindi, di contribuire a stabilire le responsabilità delle parti in caso di incidente. Il pacchetto Erika II integra il precedente per i seguenti aspetti:

- Direttiva 2002/59/CE, modificata dalle successive Direttive 2009/17/CE e 2011/15/CE, è stata attuata in Italia con D. Lgs. 296/2005 e s.m.i. e prevede l'istituzione di un sistema europeo di segnalazione, controllo e informazione sul traffico marittimo, con l'introduzione di un sistema di notifica o pre-notifica dell'arrivo di una nave che trasporta merci pericolose, l'obbligo della scatola nera a bordo ed il divieto alle navi di lasciare i porti in caso di condizioni meteomarine avverse;
- Regolamento (CE) n. 1406/2002, da ultimo modificato dal Regolamento (CE) n. 100/2003, istituisce un'Agenzia europea per la sicurezza marittima.

Infine le principali norme introdotte dal pacchetto Erika III sulla sicurezza dei trasporti marittimi sono le seguenti:

- Direttiva 2009/15/CE, attuata in Italia con D. Lgs. 104/2001, è relativa alle disposizioni ed alle norme comuni per gli organismi che effettuano le ispezioni e le visite di controllo delle navi e per le pertinenti attività delle amministrazioni marittime;
- Direttiva 2009/16/CE, modificata dalla Direttiva 38/2013, è stata attuata in Italia con D. Lgs. 53/2011 ed è relativa al controllo da parte dello Stato di approdo di tutte le navi che approdano in un porto dell'UE e la messa al bando delle navi battenti bandiere incluse nelle liste nere e grigie dal Memorandum of Understanding di Parigi;
- Direttiva 2009/17/CE, che modifica la precedente Direttiva 2002/59/CE, è stata recepita in Italia con D. Lgs. 18/2011. Tale Direttiva tratta il monitoraggio del traffico navale e d'informazione, che impone un AIS (Sistema di Identificazione Automatica) obbligatorio alle navi battenti bandiere europee, nonché l'identificazione e la pianificazione dei luoghi di rifugio pubblicati e dotati di attrezzature adeguate;
- Direttiva 2009/18/CE, recepita in Italia con D. Lgs. 165/2011, stabilisce i principi fondamentali in materia di inchieste sugli incidenti nel settore del trasporto marittimo;
- Direttiva 2009/21/CE, recepita in Italia con D. Lgs. 164/2011, tratta il rispetto degli obblighi dello Stato di bandiera, che impone il rispetto del codice ISPS dell'IMO (*International Marine Organization*);
- Regolamento (CE) n. 391/2009, modificato dalla rettifica pubblicata sulla Gazzetta ufficiale dell'Unione europea L.74 del 22 marzo 2010, tratta le disposizioni e le norme comuni per gli organismi che effettuano le ispezioni e le visite di controllo delle navi.

 eni S.p.A. Exploration & Production Division	Data Giugno 2014	SIME_AMB_01_13 Studio di Impatto Ambientale Pozzo esplorativo "Lince 1"	Capitolo 2 Pag. 45 di 86
---	------------------------	---	--------------------------------

2.4 NORMATIVA NAZIONALE E REGIONALE DI SETTORE

Gli strumenti normativi di rilevanza nazionale e regionale, selezionati per la loro attinenza col progetto in esame sono:


- il Piano Energetico Nazionale (PEN), che dal 1988 ad oggi ha fornito le principali linee guida per la gestione del settore energetico italiano, fissandone gli obiettivi energetici di lungo termine (oltre a diverse leggi successive di attuazione);
- Piano Energetico Ambientale Regione Siciliana (PEARS), redatto con Deliberazione della Giunta Regionale n. 1 del 3 febbraio 2009 e pubblicato nella GURS n. 13 del 27/03/2009;
- la Carbon Tax, che costituisce il principale strumento fiscale italiano per l'incentivazione all'utilizzo di prodotti energetici la cui combustione provoca una minore emissione di gas serra;
- Legge 443/2001 (nota come "Legge Obiettivo"), con la quale si stabilisce che il Governo ha il compito di "individuare infrastrutture pubbliche e private ed insediamenti produttivi strategici di preminente interesse nazionale da realizzare per la modernizzazione e lo sviluppo del Paese"
- la Legge 23 Agosto 2004, n. 239 (Legge Marzano), che prevede il riordino del settore energetico nonché delega al governo per il riassetto delle disposizioni vigenti in materia di energia;
- la Legge 23 Luglio 2009, n. 99 "Disposizioni per lo sviluppo e l'internazionalizzazione delle imprese, nonché in materia di energia", che introduce alcune modifiche alla Legge 239/2004 in merito alla ricerca e coltivazione di idrocarburi liquidi e gassosi a mare e in terraferma;
- Decreto Ministeriale 4 marzo 2011 "Disciplinare tipo per i permessi di prospezione e di ricerca e per le concessioni di coltivazione di idrocarburi liquidi e gassosi in terraferma, nel mare e nella piattaforma continentale";
- Decreto Direttoriale 22 marzo 2011 "Procedure operative di attuazione del Decreto Ministeriale 4 marzo 2011 e modalità di svolgimento delle attività di prospezione, ricerca e coltivazione di idrocarburi liquidi e gassosi e dei relativi controlli ai sensi dell'articolo 15, comma 5 del Decreto Ministeriale 4 marzo 2011";
- Decreto Interministeriale 8 marzo 2013 "Strategia Energetica Nazionale: per un'energia più competitiva e sostenibile". A distanza di molti anni dall'adozione del Piano Energetico Nazionale (PEN), il Ministero dello Sviluppo Economico delle Infrastrutture e dei Trasporti e il Ministero dell'Ambiente hanno approvato tramite **Decreto Interministeriale** del 08 Marzo 2013 la nuova **Strategia Energetica Nazionale**, così come descritto nel **paragrafo 2.1.3**.

2.4.1 Carbon Tax

La Carbon Tax è uno strumento fiscale introdotto con la Legge Finanziaria del 1999 (Legge 448/1998) che prevede una diversificazione della pressione fiscale sui combustibili fossili in relazione al quantitativo di anidride carbonica equivalente (o dei gas ad effetto serra) emesso durante il processo di combustione.

La logica del nuovo tributo è quella di incentivare l'uso di prodotti energetici a basso contenuto dei gas serra o di emissioni equivalenti di CO₂ (per es. il metano) rispetto a quelli ad alto contenuto (per esempio il carbone) coerentemente all'impegno sottoscritto dal governo italiano a Kyoto sulla riduzione delle emissioni di gas serra.

Oltre alla già citata incentivazione all'uso di combustibili che riducano le emissioni dei gas serra, gli obiettivi della Carbon Tax sono anche l'incentivazione di iniziative volte ad elevare l'efficienza energetica e

 eni S.p.A. Exploration & Production Division	Data Giugno 2014	SIME_AMB_01_13 Studio di Impatto Ambientale Pozzo esplorativo "Lince 1"	Capitolo 2 Pag. 46 di 86
---	------------------------	---	--------------------------------

l'implementazione delle fonti energetiche rinnovabili. Il nuovo sistema di tassazione stabilisce, infatti, aliquote obiettivo per le accise sugli olii minerali, differenziate a seconda del prodotto energetico e del settore di utilizzo dello stesso (maggiormente penalizzanti per i prodotti a maggior emissione di CO₂ equivalente).

La Carbon Tax, incentivando l'utilizzo del gas metano, costituisce uno strumento normativo favorevole allo sviluppo del progetto in esame, che si prefigge l'intento di incrementare l'estrazione di gas e il miglioramento delle infrastrutture connesse.

2.4.2 Delega al Governo in materia di infrastrutture ed insediamenti produttivi strategici

Con la Legge 443/2001 (nota come "Legge Obiettivo"), il Governo ha il compito di *"individuare infrastrutture pubbliche e private ed insediamenti produttivi strategici di preminente interesse nazionale da realizzare per la modernizzazione e lo sviluppo del Paese"* (art. 1, comma 1 come sostituito dall'art. 13, comma 3 della Legge n. 166/02, e poi modificato dall'art. 4, comma 151, della Legge n. 350/03).

In tale contesto, è stata data delega al Governo (art. 1, comma 2) *"di definire un quadro normativo finalizzato alla celere realizzazione delle infrastrutture e degli insediamenti individuati ai sensi del comma 1, riformando le procedure per la valutazione di impatto ambientale (VIA) e l'autorizzazione integrata ambientale, limitatamente alle opere di cui al comma 1 (...) introducendo un regime speciale in deroga (...), nel rispetto di determinati principi e criteri direttivi (lettere da "a" ad "o") (...)"*.

L'individuazione di tali infrastrutture ed insediamenti strategici avviene attraverso un programma predisposto dal Ministero delle Infrastrutture e dei Trasporti (d'intesa con i Ministeri competenti, le Regioni o le Province autonome interessate, previo parere del CIPE e previa intesa della Conferenza Unificata) da inserire nel documento di programmazione economico-finanziaria, con l'indicazione dei relativi stanziamenti.

Per quanto riguarda il settore energetico, ed in particolare le infrastrutture strategiche nel settore del gas, con la Delibera CIPE n. 121 del 21 Dicembre 2001, è stato approvato il *"Primo programma delle Infrastrutture strategiche"* che individua come strategici per il Paese lo sviluppo del settore *upstream* della ricerca e coltivazione di idrocarburi.

Per contrastare il calo della produzione nazionale, risulta quindi essere di particolare importanza *"la realizzazione di infrastrutture per la coltivazione di idrocarburi in terraferma, nel mare territoriale e nella piattaforma continentale italiana, per la messa in produzione di nuovi giacimenti, ai fini della sicurezza degli approvvigionamenti e per ridurre la dipendenza energetica dall'estero"* (Allegato 4, delibera CIPE n. 121/01).


2.4.3 Legge 23 Agosto 2004, n. 239 (Legge Marzano)

Dopo la redazione del Piano Energetico Nazionale e la Conferenza Nazionale per l'Energia e l'Ambiente, la Legge 23 Agosto 2004, n. 239 *"Riordino del settore energetico, nonché delega al Governo per il riassetto delle disposizioni vigenti in materia di energia"* ha fornito un ulteriore impulso alla definizione della politica energetica italiana avviando un complessivo rinnovo della gestione del settore dell'energia.

Tale riforma modifica il quadro normativo di riferimento, fino ad allora definito dai decreti di recepimento delle direttive comunitarie sull'apertura dei mercati (D.Lgs. n. 79/1999 e s.m.i per l'energia elettrica e D.Lgs. n. 164/2000 e s.m.i. per il gas) ed introduce i principi di sussidiarietà, differenziazione, adeguatezza e leale collaborazione tra Stato, l'Autorità per l'Energia Elettrica e il Gas, le Regioni e gli Enti Locali.

In particolare, le principali linee di intervento previste sono:

- la ripartizione delle competenze dello Stato e delle Regioni, in relazione alle modifiche introdotte dalla riforma del Titolo V della Costituzione, con l'indicazione dei principi fondamentali per la legislazione regionale nel settore;

 eni S.p.A. Exploration & Production Division	Data Giugno 2014	SIME_AMB_01_13 Studio di Impatto Ambientale Pozzo esplorativo "Lince 1"	Capitolo 2 Pag. 47 di 86
---	------------------------	---	--------------------------------

- il completamento della liberalizzazione dei mercati energetici, al fine di promuovere la concorrenza e ridurre i prezzi;
- l'incremento dell'efficienza del mercato interno, attraverso procedure di semplificazione ed interventi di riorganizzazione del settore;
- l'aumento della diversificazione delle fonti energetiche, anche a tutela della sicurezza degli approvvigionamenti e dell'ambiente.

Con riferimento al progetto proposto (perforazione del Pozzo esplorativo Lince 1), nel seguito sono riportati alcuni degli obiettivi della Legge (costituita da un unico articolo con 121 commi), così come indicati al Comma 3 (Obiettivi generali di politica energetica del Paese) della Legge stessa:


- *lettera e)* perseguire il miglioramento della sostenibilità ambientale dell'energia, anche in termini di uso razionale delle risorse territoriali, di tutela della salute e di rispetto degli impegni assunti a livello internazionale, in particolare in termini di emissioni di gas ad effetto serra e di incremento dell'uso delle fonti energetiche rinnovabili assicurando il ricorso equilibrato a ciascuna di esse;
- *lettera g)* valorizzare le risorse nazionali di idrocarburi, favorendone la prospezione e l'utilizzo con modalità compatibili con l'ambiente.

Nel seguito del paragrafo vengono integralmente riportati i commi che contengono indicazioni con specifico riferimento alle attività di ricerca di idrocarburi:

- *comma 2)*: le attività del settore energetico sono così disciplinate:
 - *lettera c)* le attività di distribuzione di energia elettrica e gas naturale a rete, di esplorazione, coltivazione, stoccaggio sotterraneo di idrocarburi, nonché di trasmissione e dispacciamento di energia elettrica sono attribuite in concessione secondo le disposizioni di legge;
- *comma 7)*: sono esercitati dallo Stato, anche avvalendosi dell'Autorità per l'energia elettrica ed il gas, i seguenti compiti e funzioni amministrativi:
 - *lettera l)* l'utilizzazione del pubblico demanio marittimo e di zone del mare territoriale per finalità di approvvigionamento di fonti di energia;
 - *lettera n)* le determinazioni inerenti la prospezione, ricerca e coltivazione di idrocarburi, ivi comprese le funzioni di polizia mineraria, sono adottate, per la terraferma, di intesa con le regioni interessate;
- *comma 62)*: il Ministero delle Attività Produttive, di concerto con il Ministero dell'Interno, con il Ministero dell'Ambiente e della Tutela del Territorio e con il Ministero delle Infrastrutture e dei Trasporti, promuove, senza nuovi o maggiori oneri per la finanza pubblica, uno o più accordi di programma con gli operatori interessati, gli istituti di ricerca e le regioni interessate, per l'utilizzo degli idrocarburi liquidi derivati dal metano;
- *comma 112)*: rimangono a carico dello Stato le spese relative alle attività svolte dall'Ufficio nazionale minerario per gli idrocarburi e la geotermia per la prevenzione e l'accertamento degli infortuni e la tutela dell'igiene del lavoro negli impianti e nelle lavorazioni soggetti alle norme di polizia mineraria, nonché per i controlli di produzione e per la tutela dei giacimenti.

In sintesi, i principali impatti della legge sulle attività di esplorazione e produzione di idrocarburi in Italia sono:

- la conferma del regime giuridico di concessione per le attività di esplorazione e produzione di idrocarburi;

 eni S.p.A. Exploration & Production Division	Data Giugno 2014	SIME_AMB_01_13 Studio di Impatto Ambientale Pozzo esplorativo "Lince 1"	Capitolo 2 Pag. 48 di 86
---	------------------------	---	--------------------------------

- la valorizzazione delle risorse nazionali di idrocarburi, favorendone la prospezione e l'utilizzo con modalità compatibili con l'ambiente;
- la conferma della competenza esclusiva dello Stato per le attività offshore, mentre per la terraferma i compiti e le funzioni amministrative sono esercitati dallo Stato di intesa con le Regioni;
- l'introduzione di un nuovo sistema procedurale semplificato per le istanze di permesso di ricerca e di concessione di coltivazione di idrocarburi che prevede:
 - un procedimento unico;
 - la conferenza di servizi;
 - il permesso e la concessione di coltivazione di idrocarburi in terraferma costituiscono titolo per la costruzione degli impianti e delle opere necessari, degli interventi di modifica, delle opere connesse e delle infrastrutture indispensabili all'esercizio (considerati di pubblica utilità). Qualora tali opere comportino variazioni degli strumenti urbanistici, il rilascio della concessione ha effetto di variante urbanistica (per i progetti *on-shore*);
 - l'aggiornamento della normativa per la determinazione delle *royalties* (aliquote di prodotto) sulla produzione di idrocarburi, anche in coerenza con l'entrata in vigore del D.Lgs. 23 Maggio 2000 n. 164 (Decreto Letta);
 - l'introduzione della delega al Governo per l'adozione di Testi Unici in materia di energia, con il riordino della legislazione vigente in materia.

Con l'adozione della Legge n. 99 del 23 Luglio 2009 "*Disposizioni per lo sviluppo e l'internazionalizzazione delle imprese, nonché in materia di energia*", oltre alle prescrizioni introdotte per potenziare e migliorare i servizi specialistici nel campo energetico, sono state introdotte alcune modifiche alla Legge 23 Agosto 2004, n. 239, precedentemente descritta.


In particolare, i commi da 77 a 82 sono stati sostituiti con i commi da 77 a 82-sexies dall'art. 27, comma 34 della L. 99/2009 (cfr. **Par. 2.4.6**).

2.4.4 Legge 23 Luglio 2009, n. 99

Con l'adozione della Legge n. 99 del 23 Luglio 2009 "*Disposizioni per lo sviluppo e l'internazionalizzazione delle imprese, nonché in materia di energia*", oltre alle prescrizioni introdotte per potenziare e migliorare i servizi specialistici nel campo energetico, sono state introdotte alcune modifiche alla Legge 23 Agosto 2004, n. 239, precedentemente descritta.

Nello specifico, l'art. 27, comma 34, della Legge 99/2009, modifica i commi da 77 a 82 dell'art. 1 della Legge 239/2004, con precisi riferimenti alle attività di ricerca e coltivazione di idrocarburi a mare:

- *comma 79*): il permesso di ricerca di idrocarburi liquidi e gassosi in mare, di cui all'articolo 6 della legge 9 gennaio 1991, n. 9, e successive modificazioni, è rilasciato a seguito di un procedimento unico al quale partecipano le amministrazioni statali interessate, svolto nel rispetto dei principi di semplificazione e con le modalità di cui alla legge 7 agosto 1990, n. 241. Esso consente lo svolgimento di attività di prospezione consistente in rilievi geologici, geofisici e geochimici, eseguiti con qualunque metodo o mezzo, e ogni altra operazione volta al rinvenimento di giacimenti, escluse le perforazioni dei pozzi esplorativi;
- *comma 80*): l'autorizzazione alla perforazione del pozzo esplorativo, alla costruzione degli impianti e delle opere necessarie, delle opere connesse e delle infrastrutture indispensabili all'attività di perforazione è concessa, previa valutazione di impatto ambientale, su istanza del titolare del

 eni S.p.A. Exploration & Production Division	Data Giugno 2014	SIME_AMB_01_13 Studio di Impatto Ambientale Pozzo esplorativo "Lince 1"	Capitolo 2 Pag. 49 di 86
---	------------------------	---	--------------------------------

permesso di ricerca di cui al comma 79, da parte dell'ufficio territoriale minerario per gli idrocarburi e la geotermia competente;

- *comma 82-ter*): la concessione di coltivazione di idrocarburi liquidi e gassosi, di cui all'articolo 9 della legge 9 gennaio 1991, n. 9, e successive modificazioni, è rilasciata a seguito di un procedimento unico al quale partecipano le amministrazioni competenti ai sensi del comma 7, lettera n), del presente articolo, svolto nel rispetto dei principi di semplificazione e con le modalità di cui alla legge 7 agosto 1990, n. 241. Con Decreto dei Ministri dello Sviluppo Economico, delle Infrastrutture e dei Trasporti e dell'Ambiente e della Tutela del Territorio e del Mare sono individuate le attività preliminari che non comportano effetti significativi e permanenti sull'ambiente che, in attesa della determinazione conclusiva della conferenza di servizi, l'Ufficio nazionale minerario per gli idrocarburi e la geotermia è competente ad autorizzare.

Inoltre, come definito dal comma 35 dell'art. 27 della Legge 99/2009, le disposizioni di cui ai commi da 77 a 82-sexies dell'articolo 1 della legge 23 agosto 2004, n. 239, si applicano anche ai procedimenti in corso alla data di entrata in vigore della Legge 99/2009, nonché ai procedimenti relativi ai titoli minerari vigenti, eccetto quelli per i quali sia completata la procedura per il rilascio dell'intesa da parte della regione competente.

2.4.5 Decreto Ministeriale 4 Marzo 2011 e Decreto Direttoriale 22 Marzo 2011

Con D.M. 04/03/2011 viene approvato il *"Disciplinare tipo per i permessi di prospezione e di ricerca e per le concessioni di coltivazione di idrocarburi liquidi e gassosi in terraferma, nel mare e nella piattaforma continentale"*.


Tale Decreto, abroga il precedente D.M. 26/04/2010 e, come stabilito dall'art. 1, definisce, nell'ambito delle competenze del Ministero dello Sviluppo Economico, *"le modalità di conferimento dei permessi di prospezione, di ricerca e delle concessioni di coltivazione di idrocarburi liquidi e gassosi nella terraferma, nel mare territoriale e nella piattaforma continentale, nonché di esercizio delle attività nell'ambito degli stessi titoli minerari"*. Il Decreto si applica ai titoli minerari vigenti, ai procedimenti in corso o attivati successivamente alla data di pubblicazione del decreto nella Gazzetta Ufficiale della Repubblica italiana (G.U. n. 65 del 21/03/2011).

In particolare il D.M. 04/03/2011, al Capo II, art. 3, comma 5 definisce il procedimento di rilascio della concessione di coltivazione conferita con Decreto del Ministero dello Sviluppo Economico ai sensi del combinato disposto dell'art. 15, comma 1, del D.P.R. 484/1994 e dell'art. 13, comma 1, del D.Lgs. 625/1996, d'intesa, per i titoli in terraferma, con la regione interessata, ai sensi dell'art. 1, comma 7, lettera n) della Legge 239/2004, secondo le modalità stabilite con Decreto Direttoriale del 23/03/2011. La concessione di coltivazione è rilasciata a seguito di un procedimento unico, disciplinato dall'articolo 1 comma 82 ter – 82 quinques della Legge 239/2004.

Il Decreto Direttoriale del 22/03/2011 stabilisce le procedure operative di attuazione del D.M. 04/03/2011 e le modalità di svolgimento delle attività di prospezione, ricerca e coltivazione di idrocarburi liquidi e gassosi e dei relativi controlli, ai sensi dell'articolo 15, comma 5, dello stesso decreto ministeriale.

Con riferimento alle autorizzazioni ambientali, all'art. 32 *"Applicazione del decreto legislativo 128/2010"* si sancisce che le attività da autorizzare nell'ambito di titoli minerari interferenti con le aree individuate dall'articolo 6, comma 17 del D.Lgs. 152/2006 come introdotto dal D.Lgs. 128/2010, nei limiti di produzione ed emissione approvati, sono:

- a) quelle riferite ai programmi lavori già approvati alla data di entrata in vigore del D.Lgs. 128/2010 (26/08/2010);

 eni S.p.A. Exploration & Production Division	Data Giugno 2014	SIME_AMB_01_13 Studio di Impatto Ambientale Pozzo esplorativo "Lince 1"	Capitolo 2 Pag. 50 di 86
---	------------------------	---	--------------------------------

- b) gli interventi ai pozzi esistenti, correlati a misure di sicurezza dei luoghi di lavoro o di tutela della salute dei lavoratori o intesi a consentire il buon governo dei giacimenti minerari anche col ripristino dei profili produttivi;
- c) gli interventi sulle strutture minerarie di produzione esistenti nell'ambito del titolo minerario per modifiche, sostituzioni o integrazioni impiantistiche per le finalità di cui al punto precedente.

Al punto c) possono rientrare le attività previste in questo studio (perforazione del Pozzo esplorativo Lince 1); per tutte le attività in progetto, si precisa comunque che, come verrà evidenziato nei paragrafi successivi, le stesse non interferiscano con aree individuate dall'articolo 6, comma 17 D.Lgs. 152/2006 come modificato dal D.Lgs. 128/2010. Al di fuori delle medesime aree, infatti, le attività di ricerca, di prospezione nonché di coltivazione di idrocarburi liquidi e gassosi in mare sono autorizzate previa sottoposizione alla procedura di Valutazione di Impatto Ambientale (dall'articolo 6, comma 17 del D.Lgs.152/2006 come modificato dal D.Lgs 128/2010).

Inoltre

Inoltre con riferimento alle attività in programma, prima dell'inizio delle attività e durante le varie fasi progettuali previste, verranno adottati tutti i sistemi e le attrezzature di sicurezza così come previste all'art. 28, comma 10:

- *lettera d): dispositivi di sicurezza contro le eruzioni libere (BOP stack) di cui all'articolo 83 del DPR n.128/59, come modificato dall'art. 66 del D.Lgs. n. 624/96, installati sugli impianti di perforazione operanti in mare sono sottoposti a specifiche prove di funzionamento effettuate: all'atto della prima installazione sulla testa pozzo, ad ogni successiva rimozione e reinstallazione, dopo la cementazione di ogni colonna e comunque con frequenza non superiore a 21 giorni. I suddetti dispositivi di sicurezza devono essere certificati con periodicità non superiore a cinque anni;*
- *lettera e): per le perforazioni in mare, il titolare predispone un sistema di registrazione informatica inalterabile e protetta in ogni condizione dei dati relativi ai parametri di perforazione e di controllo del fango del pozzo da rendere disponibile per le verifiche dell'organo di vigilanza;*
- *lettera f): nel caso di perforazioni di pozzi con profondità del fondale marino superiore a 200 metri tutte le operazioni devono essere eseguite alla presenza del direttore responsabile ed i dispositivi di sicurezza di cui alla lettera d) devono essere stati certificati da non oltre un biennio.*


2.4.6 Piano Energetico Ambientale Regione Sicilia (PEARS)

Con Deliberazione n. 1 del 3 febbraio 2009 la Giunta della Regione Sicilia ha approvato il nuovo Piano Energetico Ambientale Regione Siciliana (PEARS), pubblicato nella GURS n. 13 del 27/03/09.

Il PEARS costituisce attuazione in Sicilia degli impegni internazionali assunti dall'Italia con la sottoscrizione del protocollo di Kyoto del 1997, nonché del D.Lgs. n. 387 del 29/12/2003 Attuazione della Direttiva 2001/77/CE relativa alla promozione dell'energia elettrica prodotta da fonti energetiche rinnovabili nel mercato interno dell'elettricità.

Gli obiettivi della politica energetica regionale possono essere così sintetizzati:

- Valorizzazione e gestione razionale delle risorse energetiche rinnovabili e non rinnovabili;
- Riduzione delle emissioni climalteranti ed inquinanti;
- Riduzione del costo dell'energia per imprese e cittadini;
- Sviluppo economico e sociale del territorio siciliano;
- Miglioramento delle condizioni per la sicurezza degli approvvigionamenti.

 eni S.p.A. Exploration & Production Division	Data Giugno 2014	SIME_AMB_01_13 Studio di Impatto Ambientale Pozzo esplorativo "Lince 1"	Capitolo 2 Pag. 51 di 86
---	------------------------	---	--------------------------------

Il Piano individua quindi le linee strategiche ed i piani di operatività e d'azione, concentrati nelle seguenti aree di intervento:

- Diversificazione delle fonti energetiche attraverso la produzione decentrata, la “decarbonizzazione” e la promozione delle fonti energetiche rinnovabili ed assimilate;
- Continuità degli approvvigionamenti e sviluppo di un mercato libero dell'energia, anche attraverso lo sfruttamento degli idrocarburi, favorendone la ricerca, la produzione e l'utilizzo secondo modalità compatibili con l'ambiente;
- Incentivo all'utilizzo del metano, sia tramite il completamento delle opere per la metanizzazione di centri urbani, aree industriali e comparti serricoli di rilievo, sia nel settore dei trasporti, incentivando l'uso di biocombustibili e metano negli autoveicoli pubblici;
- Incentivo alla ristrutturazione delle Centrali termoelettriche esistenti per renderle compatibili con i limiti di impatto ambientale, secondo i criteri fissati dal Protocollo di Kyoto e le conseguenti normative europee;
- Promozione dell'innovazione tecnologica con l'introduzione di tecnologie più pulite e più avanzate (B.A.T. – Best Available Technologies), favorendo il decollo di filiere industriali, l'insediamento di industrie di produzione delle nuove tecnologie energetiche e la crescita competitiva;
- Forte politica di risparmio energetico, in particolare nel settore edilizio, per conformarsi ai più elevati standard produttivi disponibili a livello internazionale;
- Ristrutturazione delle infrastrutture energetiche, con particolare riguardo alle grandi reti di trasporto elettrico, introducendo progressivamente “sistemi di rete intelligenti” secondo le pratiche e le direttive suggerite dagli organismi internazionali;
- Sviluppo dell'uso dell'idrogeno, come sistema universale di accumulo dell'energia prodotta da fonti rinnovabili discontinue (sole, vento, idroelettrico, geotermia, etc).

La Regione Siciliana nel panorama nazionale, incide in modo abbastanza significativo nella produzione di petrolio greggio, circa il 2.9% e, secondo i dati pubblicati nel PEARS, nel 2004, a fronte di una produzione regionale complessiva pari a 1,160 ktep, la produzione di greggio è stata pari a 0,702 Mtep, coprendo circa il 60% della produzione totale (cfr. **Figura 2-29**), mentre quella di gas naturale è risultata pari a 0,352 Mtep (cfr. **Figura 2-30**).

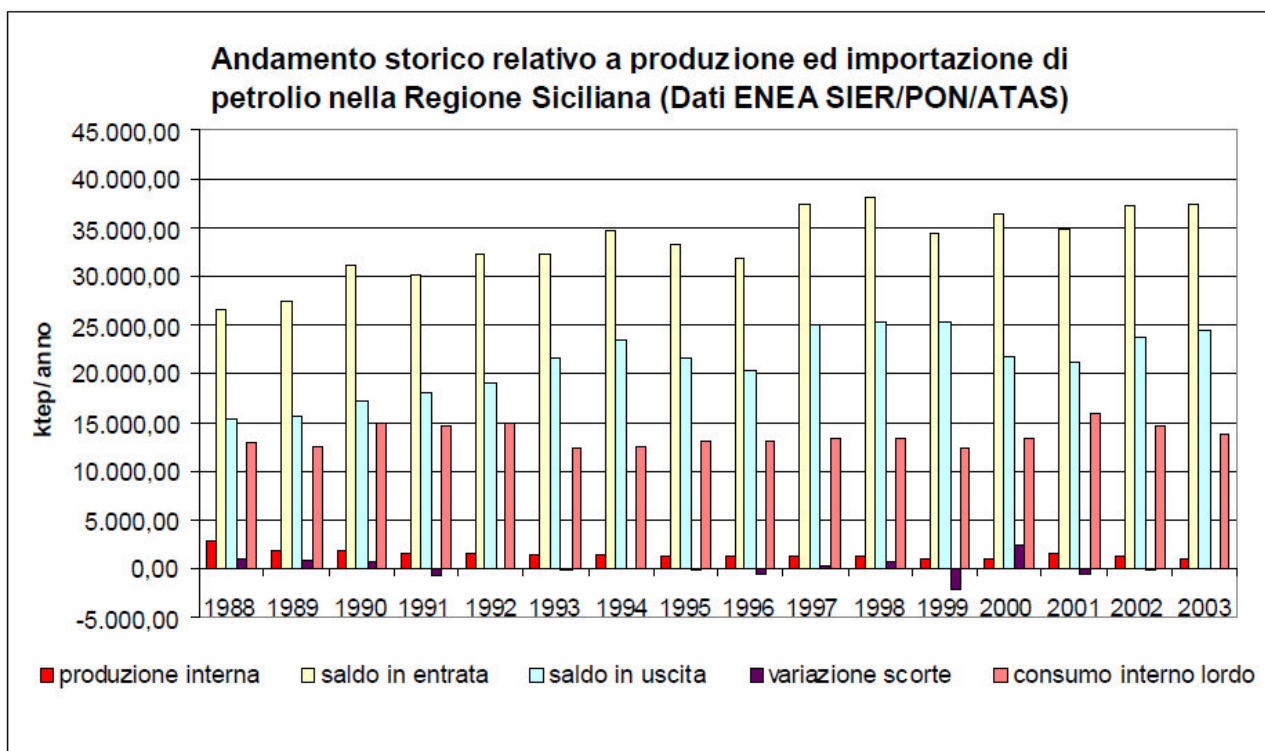


Figura 2-29: produzione ed importazione di petrolio nella Regione Siciliana, anni 1988-2003 (Fonte: PEARS)

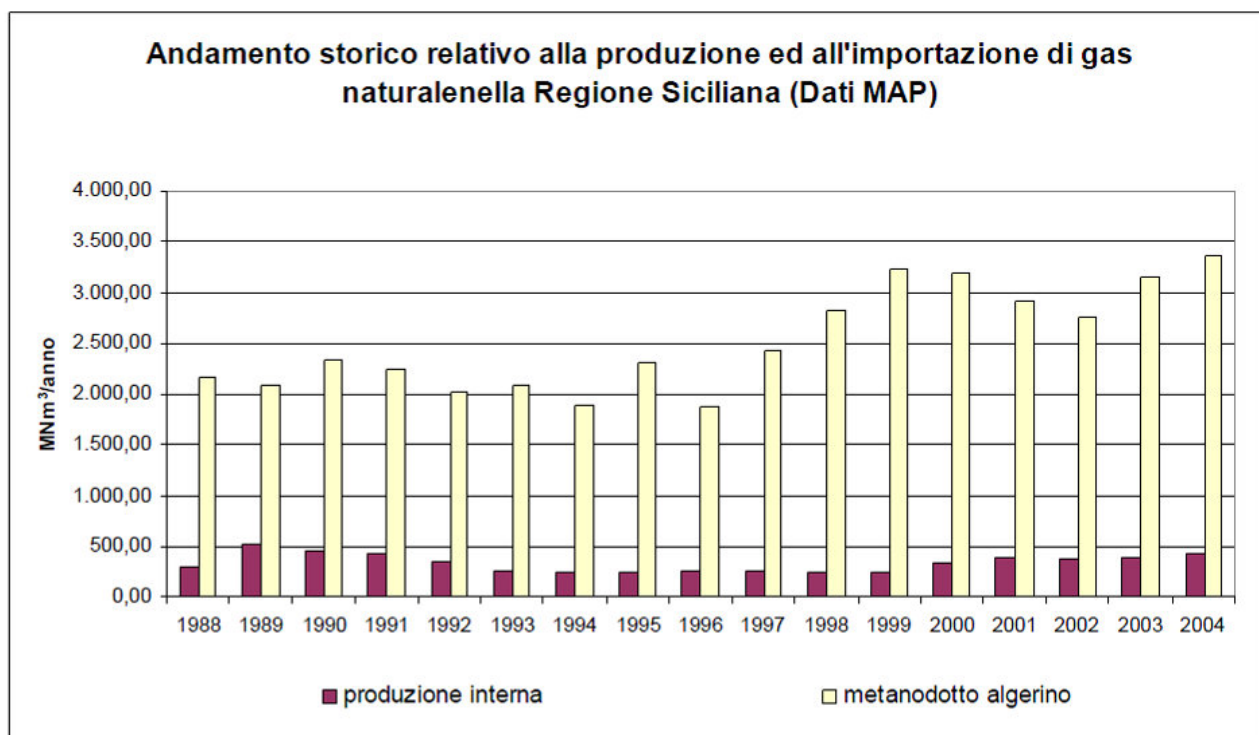



Figura 2-30: produzione ed importazione di gas naturale nella Regione Siciliana, anni 1988-2004 (Fonte: PEARS)

 eni S.p.A. Exploration & Production Division	Data Giugno 2014	SIME_AMB_01_13 Studio di Impatto Ambientale Pozzo esplorativo "Lince 1"	Capitolo 2 Pag. 53 di 86
---	------------------------	---	--------------------------------

La Sicilia possiede ancora nel proprio territorio delle quantità significative di idrocarburi e per la loro ricerca e produzione esiste nell'industria siciliana un *know how* scientifico e tecnologico di primissimo livello. La Regione si propone quindi di promuovere una specifica azione per la valorizzazione delle risorse regionali di idrocarburi, favorendone la ricerca, la produzione e l'utilizzo con modalità compatibili con l'ambiente. Nell'elaborazione delle Azioni di Piano, ampio spazio è dedicato al sistema gasiero ed all'uso del gas naturale, quale fonte energetica con un ruolo insostituibile nell'ambito delle politiche energetiche per la sostenibilità ambientale, nonché per lo sviluppo nel territorio delle piccole e medie imprese e dell'artigianato. Infatti il PEARS, entro il 2009, prevedeva sensibili incrementi sia della produzione delle riserve di greggio che di gas a livello regionale, con prospettive di produzione di circa 900 milioni di metri cubi di gas (compresa la produzione nell'offshore) e di 765.000 t di olio.

In tale contesto appare evidente che il Progetto in esame non risulta in contrasto con gli obiettivi del PEARS, e risulta compatibile con gli obiettivi in materia di produzione ed utilizzo del gas naturale.

2.4.7 "Rapporto Energia 2013" della Regione Siciliana

Secondo quanto riportato nel "Rapporto Energia 2013" pubblicato dall' Assessorato dell'Energia e dei Servizi di Pubblica Utilità – Dipartimento dell'Energia della Regione Sicilia nel Dicembre 2013, dall'analisi dei dati sui prodotti petroliferi emerge che il petrolio estratto dai giacimenti siciliani, nel 2012 incide per il 12,6% nella produzione complessiva nazionale mentre le importazioni rappresentano oltre il 26% degli arrivi nei porti italiani.

La Regione Siciliana è la regione in cui, a gennaio 2012, la capacità di raffinazione nelle raffinerie (Gela, Milazzo, Priolo, Gargallo e Augusta) è stata di 49,2 milioni di tonnellate/anno, corrispondente al 43% di quella nazionale.

Nel triennio 2010-12 i derivati del petrolio hanno rappresentato in media oltre il 72% delle esportazioni siciliane. Il loro valore è stato pari a 7,9 miliardi di euro, equivalenti a circa il 9% del PIL regionale. Alla fine del 2012 il settore petrolifero impiegava, in Sicilia, oltre 3.600 addetti diretti.

Per quanto riguarda il gas naturale, la produzione regionale rappresenta il 3,8% della produzione complessiva nazionale. Nel 2012 il gas importato in Italia, dalla Libia e dall'Algeria, attraverso i due punti di ingresso di Gela e Mazara del Vallo, rappresenta rispettivamente circa il 3,3% ed il 30,3% del totale nazionale importato, per complessivi 27.102 milioni di Smc.


Le importazioni di gas dal Nord Africa hanno registrato un aumento del 12,7% rispetto al 2011 e a fronte di un consumo regionale di 4.237 milioni di Smc, la parte eccedente, cioè l'84,4%, è destinata al mercato nazionale.

Attività di Coltivazione di Idrocarburi nella Regione Siciliana

La Regione Siciliana, in attuazione all'art. 14 del proprio Statuto, approvato con RDL 15/05/1946, n. 455, convertito in legge costituzionale con L. 26/02/1948 n. 2, ha competenza esclusiva per lo sfruttamento delle risorse del sottosuolo di propria pertinenza, ivi compresa l'attività di ricerca ed estrazione di idrocarburi.

L'Unione Europea ha regolamentato le condizioni di rilascio e di esercizio delle autorizzazioni alla prospezione, ricerca e coltivazione di idrocarburi con la direttiva 94/22/CE del Parlamento europeo e del Consiglio del 30 maggio 1994, con l'obiettivo di garantire un accesso non discriminatorio alle attività di prospezione, esplorazione e produzione di idrocarburi.

Gli Stati membri mantengono il diritto di determinare, all'interno del loro territorio, le aree da rendere disponibili per le attività di prospezione, ricerca e coltivazione di idrocarburi e la possibilità di diniego della autorizzazione, per motivi di sicurezza nazionale, a qualsiasi ente effettivamente controllato da paesi terzi o da cittadini di paesi terzi.

 eni S.p.A. Exploration & Production Division	Data	SIME_AMB_01_13	Capitolo 2
	Giugno	Studio di Impatto Ambientale	Pag. 54 di
	2014	Pozzo esplorativo "Lince 1"	86

La Regione Siciliana, con la legge regionale n. 14 del 03-07-2000 (GURS n. 32 del 7 luglio 2000), ha recepito la direttiva 94/22/CE, disciplinando la prospezione, la ricerca, la coltivazione, il trasporto e lo stoccaggio di idrocarburi liquidi e gassosi e delle risorse geotermiche nella Regione Siciliana.

Con decreto assessoriale del 30 ottobre 2003 (pubblicato sulla GURS n. 41 del 14-11-2003), viene approvato il disciplinare tipo per i permessi di prospezione, ricerca e per le concessioni di coltivazione di idrocarburi liquidi e gassosi nel territorio della Regione siciliana.

L'articolo 12 della L.R. 11/2010 ha elevato al 10% l'aliquota di prodotto da versare annualmente alla Regione ai sensi dell'art. 20 della L.R. 10/99 e successive modificazioni ed integrazioni. Il valore dell'aliquota è corrisposto per un terzo alla Regione e per due terzi ai comuni proporzionalmente al numero dei pozzi produttivi della concessione ricadenti nel territorio dei singoli comuni.

I permessi di ricerca e le concessioni minerarie per idrocarburi liquidi e gassosi nella Regione Siciliana sono disciplinati dalla legge regionale 3 luglio 2000, n. 14.

A seguire si riportano i dati relativi all'andamento della produzione regionale di petrolio, desunti dal portale web dell'Osservatorio Regionale dell'Energia - Dipartimento dell'Energia dell'Assessorato Regionale dell'Energia e dei Servizi di Pubblica Utilità e dal "Rapporto Energia 2013" elaborato dal Dipartimento dell'Energia, Servizio 2°, dell'Osservatorio Regionale e Ufficio Statistico dell'Energia della Regione Siciliana.

Il Rapporto Energia 2013 presenta in maniera sintetica e riepilogativa i dati e le informazioni sul tema dell'energia in Sicilia, generalmente aggiornati all'anno 2012.

La produzione regionale di gas naturale

Nel 2012 la produzione nazionale di gas naturale, compresa quella offshore, è stata di 8.528.525 migliaia di Smc. La maggior parte della produzione nazionale, circa il 71%, proviene dai giacimenti offshore.

La produzione di gas naturale onshore pone la Sicilia al secondo posto tra le regioni italiane, preceduta soltanto dalla Basilicata (cfr. **Figura 2-31**).

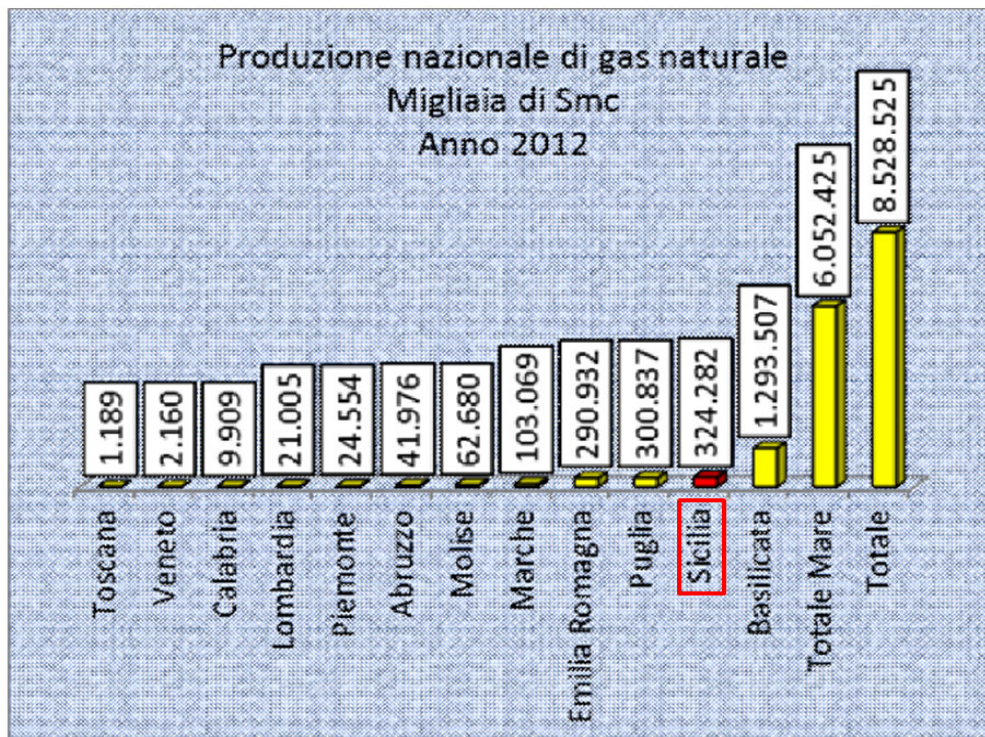



Figura 2-31: produzione nazionale di gas naturale (Fonte: "Relazione energia 2013" Ufficio Regionale per gli Idrocarburi e la Geotermia (URIG) Regione Sicilia)

	eni S.p.A. Exploration & Production Division	Data Giugno 2014	SIME_AMB_01_13 Studio di Impatto Ambientale Pozzo esplorativo "Lince 1"	Capitolo 2 Pag. 55 di 86
---	---	------------------------	---	--------------------------------

Nel corso del 2012 la produzione di gas naturale in Sicilia è stata di circa 324.282 migliaia di Smc, in diminuzione rispetto al 2011, anno in cui si era attestata sui 333.227 migliaia di Smc (cfr. **Figura 2-32**)

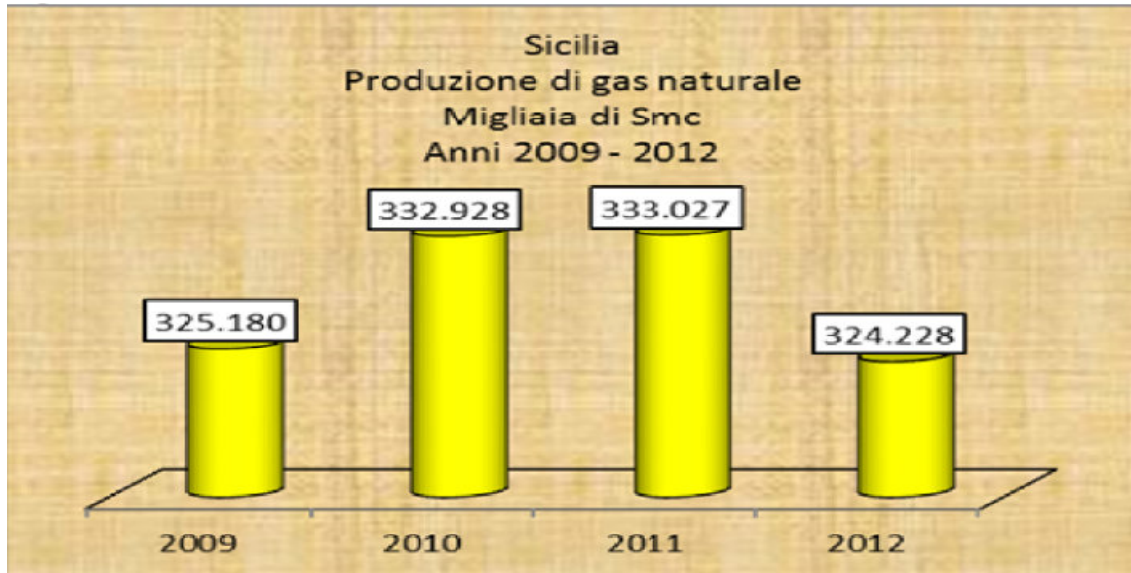


Figura 2-32: produzione di gas naturale in Sicilia anni 2009 - 2012 (Fonte: "Relazione energia 2013" Ufficio Regionale per gli Idrocarburi e la Geotermia (URIG) Regione Sicilia)

Nel 2012, la produzione siciliana di gas naturale è stata il 3,8% del totale nazionale (cfr. **Figura 2-33**).

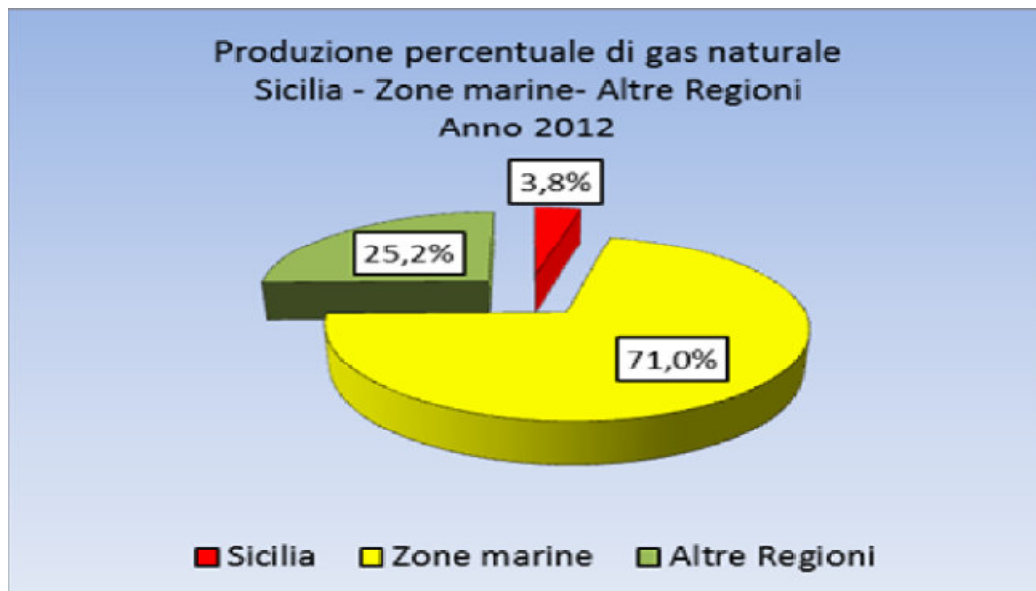


Figura 2-33: dettaglio della produzione nazionale nel 2012 con individuazione del contributo della sola Regione Siciliana (Fonte: "Relazione energia 2013" Ufficio Regionale per gli Idrocarburi e la Geotermia (URIG) Regione Sicilia)

La riserva di gas naturale è la quantità recuperabile dal sottosuolo, valutata attraverso calcoli basati su parametri stimati più o meno attendibili, come la dimensione della trappola, l'estensione, lo spessore del giacimento e successive valutazioni eseguite durante la produzione.

Dal grafico seguente (**Figura 2-34**) molto evidente è la valutazione sulla riduzione delle riserve di gas naturale nel corso degli anni a partire dal 2002.

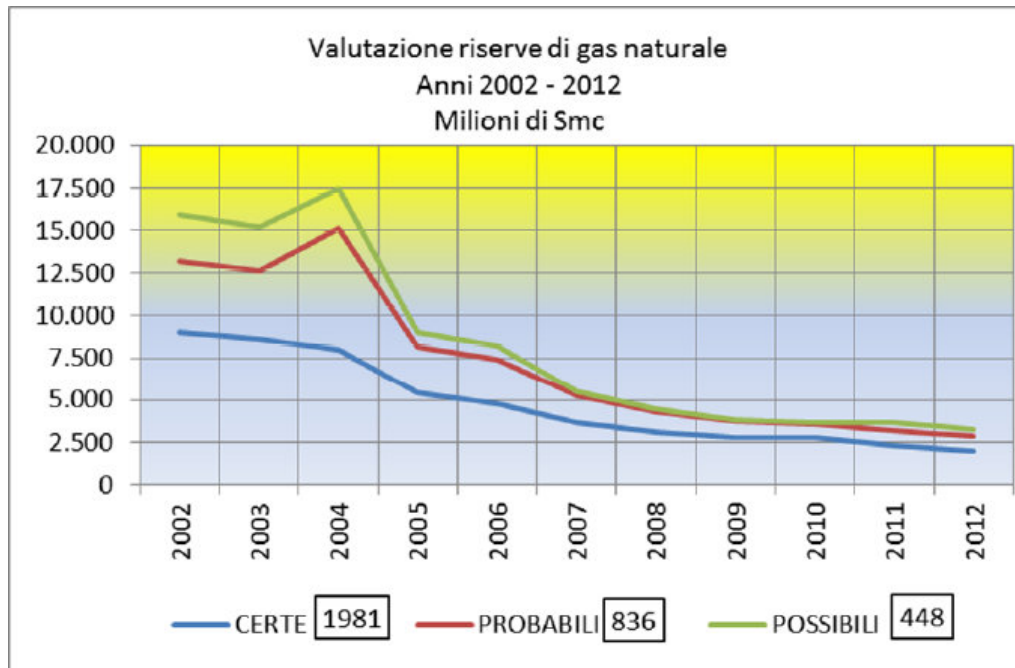


Figura 2-34: valutazione delle riserve di gas naturale in Sicilia, anni 2002 - 2012 (Fonte: "Relazione energia 2012" Ufficio Regionale per gli Idrocarburi e la Geotermia (URIG) Regione Sicilia)

L'importazione di gas naturale

La dipendenza dell'Italia dalle importazioni è sensibilmente elevata, e nel 2012 il gas naturale importato a livello nazionale, secondo i dati provvisori del Ministero dello Sviluppo Economico, è stato di circa 67.725 milioni di Smc, in diminuzione rispetto al 2010, anno in cui si era importato gas per 70.369 milioni di Smc. I Paesi di importazione sono principalmente Algeria, Russia, Libia, Paesi Bassi, Norvegia e Qatar.

In Sicilia la copertura del fabbisogno di gas naturale avviene grazie alle importazioni e solo in minima parte alla produzione interna. Il gas naturale arriva in Sicilia dall'Algeria e dalla Libia, rispettivamente attraverso i punti di ingresso della Rete Nazionale Gasdotti di Mazara del Vallo e di Gela, per proseguire il suo percorso sulla rete nazionale.

Nel 2012 il gas importato in Italia dalla Libia e dall'Algeria è stato rispettivamente circa il 3,3 % ed il 30,3 % del totale nazionale importato, per complessivi 27.102 milioni di Smc. Per l'importazione a mezzo navi, in Sicilia attualmente non sono presenti terminali di rigassificazione del GNL.

2.5 PRINCIPALI STRUMENTI NORMATIVI

Il presente paragrafo contiene una breve disamina delle disposizioni legislative e regolamentari vigenti da applicarsi nelle varie fasi di sviluppo del Progetto "Lince 1".

In particolare, dall'analisi della normativa vigente in materia, si evince che non sussistono condizionamenti tali da non consentire la realizzazione del progetto di perforazione del pozzo esplorativo "Lince 1" per la ricerca di idrocarburi liquidi e gassosi nell'ambito del Permesso di ricerca G.R 13.AG, presso il giacimento offshore al largo del Comune di Licata (AG) nel Canale di Sicilia.

Tutte le attività di prospezione, ricerca e coltivazione di idrocarburi svolte sul territorio della Repubblica Italiana devono essere condotte in conformità alle normative vigenti specifiche del settore e alle normative in materia di salute e sicurezza del lavoro e tutela dell'ambiente. In particolare, un elenco indicativo ma non esaustivo delle normative di riferimento è riportato nella seguente **Tabella 2-7**.


 eni S.p.A. Exploration & Production Division	Data Giugno 2014	SIME_AMB_01_13 Studio di Impatto Ambientale Pozzo esplorativo "Lince 1"	Capitolo 2 Pag. 57 di 86
---	------------------------	---	--------------------------------

Tabella 2-7: normativa di riferimento	
PROSPEZIONE, RICERCA E COLTIVAZIONE DI IDROCARBURI	
R.D. n. 1443 del 29/07/1927 e successive modifiche ed integrazioni (Legge Mineraria)	"Norme di carattere legislativo per disciplinare la ricerca e la coltivazione delle miniere nel regno"
Legge n. 6 del 11/01/1957 e successive modifiche ed integrazioni	"Ricerca e coltivazione di idrocarburi liquidi e gassosi"
D.P.R. n. 128 del 09/04/1959 e successive modifiche ed integrazioni (in particolare modifiche introdotte dal D.Lgs. n. 624 del 25/11/1996)	"Norme di polizia delle miniere e cave"
Legge n. 613 del 21/07/1967 e successive modifiche ed integrazioni	"Ricerca e coltivazione degli idrocarburi liquidi e gassosi nel mare territoriale e nella piattaforma continentale e modificazioni alla L. 11 gennaio 1957, numero 6, sulla ricerca e coltivazione degli idrocarburi liquidi e gassosi"
D.P.R. n. 886 del 24/05/1979 e successive modifiche ed integrazioni (in particolare modifiche introdotte dal D.Lgs. n. 758 del 19/12/1994 e dal D.Lgs. n. 624 del 25/11/1996)	"Integrazione ed adeguamento delle norme di polizia delle miniere e delle cave, contenute nel D.P.R. 9 aprile 1959, n. 128, al fine di regolare le attività di prospezione, di ricerca e di coltivazione degli idrocarburi nel mare territoriale e nella piattaforma continentale"
D.P.R. n. 484 del 18/04/1994 e successive modifiche	"Regolamento recante la disciplina dei procedimenti di conferimento dei permessi di prospezione o di ricerca e di concessione di coltivazione di idrocarburi in terraferma e in mare"
D.Lgs. n. 624 del 25/11/1996	"Attuazione della direttiva 92/91/CEE relativa alla sicurezza e salute dei lavoratori nelle industrie estrattive per trivellazione e della direttiva 92/104/CEE relativa alla sicurezza e salute dei lavoratori nelle industrie estrattive a cielo aperto o sotterranee"
D.Lgs. n. 625 del 25/11/1996 e successive modifiche ed integrazioni	"Attuazione della Direttiva 94/22 CEE relativa alle condizioni di rilascio e di esercizio delle autorizzazioni alla prospezione, ricerca e coltivazione di idrocarburi"
NAVIGAZIONE	
R.D. n. 327 del 30/03/1942 e successive modifiche ed integrazioni	"Codice della Navigazione"
D.P.R. n. 328 del 15/02/1952 e successive modifiche ed integrazioni	"Approvazione del regolamento per l'esecuzione del codice della navigazione (Navigazione marittima)"
Legge n. 84 del 28/01/1994 e s.m.i.	"Riordino della legislazione in materia portuale"
D.M. n. 585 del 31/03/1995	"Regolamento recante la disciplina per il rilascio, la sospensione e la revoca delle autorizzazioni per l'esercizio di attività portuali"
SVILUPPO ENERGETICO E TUTELA AMBIENTALE	


 eni S.p.A. Exploration & Production Division	Data Giugno 2014	SIME_AMB_01_13 Studio di Impatto Ambientale Pozzo esplorativo "Lince 1"	Capitolo 2 Pag. 58 di 86
---	------------------------	---	--------------------------------

Tabella 2-7: normativa di riferimento	
Legge n. 9 del 9/01/1991 e <i>successive modifiche ed integrazioni</i>	"Norme per l'attuazione del nuovo Piano energetico nazionale: aspetti istituzionali, centrali idroelettriche ed elettrodotti, idrocarburi e geotermia, autoproduzione e disposizioni fiscali"
D.M. del 30/05/1997	"Elenco delle norme armonizzate adottate ai sensi del comma 2 dell'art. 3 del decreto del Presidente della Repubblica 24 luglio 1996, n. 459: "Regolamento per l'attuazione delle direttive del Consiglio 89/392/CEE, 91/368/CEE, 93/44/CEE e 93/68/CEE concernenti il riavvicinamento delle legislazioni degli Stati membri relative alle medesime"
D.M. del 12/03/1998	"Elenco riepilogativo di norme armonizzate adottate ai sensi del comma 2 dell'art. 3 del decreto del Presidente della Repubblica 24 luglio 1996, n. 459, concernente: 'Regolamento per l'attuazione delle direttive del Consiglio 89/392/CEE, 91/368/CEE, 93/44/CEE e 93/68/CEE concernenti il riavvicinamento delle legislazioni degli Stati membri relative alle macchine"
Legge n. 239 del 23/08/2004 (Legge Marzano) e <i>successive modifiche ed integrazioni</i>	"Riordino del settore energetico, nonché delega al Governo per il riassetto delle disposizioni vigenti in materia di energia"
D.Lgs. n. 152 del 03/04/2006 e <i>successive modifiche ed integrazioni</i> (in particolare modifiche introdotte dal D.Lgs. n. 4 del 16/01/2008, dal D.Lgs. n. 128 del 29/06/2010, dal D.Lgs. n. 205 del 3/12/2010, dal D.Lgs. n. 83 del 22/06/2012, convertito in Legge dalla L. n. 134 del 07/08/2012 e dal D.L.101 del 31/08/2013)	"Norme in materia ambientale"
Decisione CEE/CEEA/CECA n. 589 del 18/07/2007 (2007/589/CE) e <i>successive modifiche ed integrazioni</i> (Decisione 2010/345/CE)	"Decisione della Commissione, del 18 luglio 2007, che istituisce le linee guida per il monitoraggio e la comunicazione delle emissioni di gas a effetto serra ai sensi della direttiva 2003/87/CE del Parlamento europeo e del Consiglio"
Decisione CEE/CEEA/CECA n. 73 del 17/12/2008 (2009/73/CE)	"Decisione della Commissione, del 17 dicembre 2008, recante modifica della decisione 2007/589/CE per quanto riguarda le linee guida per il monitoraggio e la comunicazione delle emissioni di protossido di azoto"
Legge n. 99 del 23/07/2009 e <i>successive modifiche ed integrazioni</i>	"Disposizioni per lo sviluppo e l'internazionalizzazione delle imprese, nonché in materia di energia"


 eni S.p.A. Exploration & Production Division	Data Giugno 2014	SIME_AMB_01_13 Studio di Impatto Ambientale Pozzo esplorativo "Lince 1"	Capitolo 2 Pag. 59 di 86
---	------------------------	---	--------------------------------

Tabella 2-7: normativa di riferimento

D.M. 17/12/2009 e s.m.i.	"Istituzione del sistema di controllo della tracciabilità dei rifiuti, ai sensi dell'articolo 189 del decreto legislativo n. 152 del 2006 e dell'articolo 14-bis del decreto-legge n. 78 del 2009 convertito, con modificazioni, dalla legge n. 102 del 2009 e s.m.i."
D.M. n. 52 del 18/02/2011	"Regolamento recante istituzione del sistema di controllo della tracciabilità dei rifiuti, ai sensi dell'articolo 189 del decreto legislativo 3 aprile 2006, n. 152 e dell'articolo 14-bis del decreto-legge 1 luglio 2009, n. 78, convertito, con modificazioni, dalla legge 3 agosto 2009, n. 102" (Testo Unico SISTRI)
Regolamento CEE/UE n. 601 del 21/06/2012	Regolamento (UE) n. 601/2012 della Commissione, del 21 giugno 2012, concernente il monitoraggio e la comunicazione delle emissioni di gas a effetto serra ai sensi della direttiva 2003/87/CE del Parlamento europeo e del Consiglio
D.M. Ambiente 20 marzo 2013	"Termini di riavvio progressivo del Sistri"
D.L. n. 101 del 31 agosto 2013 e L. n. 125 del 30/10/2013	"Disposizioni urgenti per il perseguimento di obiettivi di razionalizzazione nelle pubbliche amministrazioni" - Art. 11: Semplificazione e razionalizzazione del sistema di controllo della tracciabilità dei rifiuti e in materia di energia. "Conversione in legge, con modificazioni, del decreto-legge 31 agosto 2013, n. 101, recante disposizioni urgenti per il perseguimento di obiettivi di razionalizzazione nelle pubbliche amministrazioni."
Legge 27 febbraio 2014	"Conversione in legge con modificazioni del D.L. 150/2013"
SALUTE E SICUREZZA	
Legge n. 791 del 18/10/1977 e successive modifiche ed integrazioni (D.Lgs. n. 626 del 25/11/1996)	"Attuazione della direttiva del consiglio delle Comunità europee (72/23/CEE) relativa alle garanzie di sicurezza che deve possedere il materiale elettrico destinato ad essere utilizzato entro alcuni limiti di tensione" (Direttiva Bassa Tensione)
D.P.R. n. 886 del 24/05/1979 e successive modifiche ed integrazioni (D.Lgs. n. 624 del 25/11/1996 e D.Lgs. n. 758 del 19/12/1994)	"Integrazione ed adeguamento delle norme di polizia delle miniere e delle cave, contenute nel D.P.R. 9 aprile 1959, n. 128, al fine di regolare le attività di prospezione, di ricerca e di coltivazione degli idrocarburi nel mare territoriale e nella piattaforma continentale"
D.M. 16 Febbraio 1982 e successive modifiche ed integrazioni (D.M. 27/03/1985 e D.M. 30/10/1986)	"Modificazioni del Decreto Ministeriale 27 Settembre 1965 concernente la determinazione delle attività soggette alle visite di prevenzione incendi"


 eni S.p.A. Exploration & Production Division	Data Giugno 2014	SIME_AMB_01_13 Studio di Impatto Ambientale Pozzo esplorativo "Lince 1"	Capitolo 2 Pag. 60 di 86
---	------------------------	---	--------------------------------

Tabella 2-7: normativa di riferimento	
D.P.R. n. 447 del 6/12/1991 e <i>successive modifiche ed integrazioni</i>	"Regolamento di attuazione della Legge 5 Marzo 1990, n. 46 in materia di sicurezza degli impianti"
D.Lgs. n. 624 del 25/11/1996 e <i>successive modifiche</i>	"Attuazione della direttiva 92/91/CEE relativa alla sicurezza e salute dei lavoratori nelle industrie estrattive per trivellazione e della direttiva 92/104/CEE relativa alla sicurezza e salute dei lavoratori nelle industrie estrattive a cielo aperto o sotterranee"
D. Lgs. n. 626 del 25/11/1996 e <i>successive modifiche</i>	"Attuazione della direttiva 93/68/CEE, in materia di marcatura CE del materiale elettrico destinato ad essere utilizzato entro taluni limiti di tensione" (Direttiva Bassa Tensione)
D.P.R. n. 126 del 23/03/1998	"Regolamento recante norme per l'attuazione della direttiva 94/9/CE in materia di apparecchi e sistemi di protezione destinati ad essere utilizzati in atmosfera potenzialmente esplosiva" (ATEX 95)
D.Lgs. n. 93 del 25/02/2000 e <i>successive modifiche</i>	"Attuazione della direttiva 97/23/CE in materia di attrezzature a pressione" (PED)
D.M. 31/05/2001	"Elenco di norme armonizzate concernente l'attuazione della direttiva 94/9/CE in materia di apparecchi e sistemi di protezione destinati ad essere utilizzati in atmosfera potenzialmente esplosiva"
D.M. 30/09/2002	"Secondo elenco riepilogativo di norme armonizzate, adottate ai sensi dell'art. 3 del decreto del Presidente della Repubblica 23 marzo 1998, n. 126, concernente l'attuazione della direttiva 94/9/CE in materia di apparecchi e sistemi di protezione destinati ad essere utilizzati in atmosfera potenzialmente esplosiva"
D.M. n. 388 del 15/07/2003 e <i>successive modifiche ed integrazioni</i>	"Regolamento recante disposizioni sul pronto soccorso aziendale, in attuazione dell'art. 15, comma 3, del D.Lgs 19 Settembre 1994, n. 626, e successive modificazioni"
D.M. n. 329 del 01/12/2004	"Regolamento recante norme per la messa in servizio ed utilizzazione delle attrezzature a pressione e degli insiemi di cui all'articolo 19 del D.Lgs. 25 Febbraio 2000, n. 93"
D.M. 21/03/2005	"Terzo elenco riepilogativo di norme armonizzate concernente l'attuazione della direttiva 94/9/CE in materia di apparecchi e sistemi di protezione destinati ad essere utilizzati in atmosfera potenzialmente esplosiva"
D. Lgs. n. 195 del 10/04/2006	"Attuazione della direttiva 2003/10/CE relativa all'esposizione dei lavoratori ai rischi derivanti dagli agenti fisici (rumore)"


 eni S.p.A. Exploration & Production Division	Data	SIME_AMB_01_13	Capitolo 2
	Giugno	Studio di Impatto Ambientale	Pag. 61 di
	2014	Pozzo esplorativo "Lince 1"	86

Tabella 2-7: normativa di riferimento

D.M. n. 37 del 22/01/2008 e successive modifiche ed integrazioni (in particolare modifiche introdotte dal D.L. n. 112 del 25/06/2008 e dal D.M. 19/05/2010)	"Regolamento concernente l'attuazione dell'articolo 11- quaterdecies, comma 13, lettera a) della legge n. 248 del 2 dicembre 2005, recante riordino delle disposizioni in materia di attività di installazione degli impianti all'interno degli edifici"
D.Lgs. n. 81 del 9/04/2008 e successive modifiche ed integrazioni (in particolare modifiche introdotte dal D.Lgs. n. 106 del 03/08/2009)	"Attuazione dell'articolo 1 della legge 3 agosto 2007, n. 123, in materia di tutela della salute e della sicurezza nei luoghi di lavoro"
D.Lgs. n. 17 del 27/01/2010 (che abroga il D.P.R. n. 459 del 24/07/1996 – Direttiva macchine)	"Attuazione della direttiva 2006/42/CE, relativa alle macchine e che modifica la direttiva 95/16/CE relativa agli ascensori" (nuova direttiva macchine)


Si fornisce di seguito una descrizione dei punti principali delle normative più rilevanti che regolamentano l'esecuzione delle attività di prospezione, ricerca e coltivazione di idrocarburi a livello nazionale (R.D. 1443/1927, D.P.R. 886/1979, D.Lgs. 624/1996).

2.5.1 Regio Decreto 29 Luglio 1927 n. 1443

A livello nazionale, la principale norma di riferimento risulta essere la cosiddetta "Legge Mineraria" (Regio Decreto 29 Luglio 1927, n. 1443 e s.m.i. "Norme di carattere legislativo per disciplinare la ricerca e la coltivazione delle miniere nel regno") che classifica le attività estrattive e regola gli aspetti autorizzativi per la concessione dei permessi di ricerca e coltivazione di cave e miniere e per la cessazione delle attività. Sulla base delle caratteristiche merceologiche delle sostanze oggetto dell'attività, tale norma suddivide le attività estrattive in due categorie: attività delle miniere e attività di cava. Nella **Tabella 2-8**, per ciascuna delle due categorie, sono riportate le principali sostanze oggetto di attività di estrazione.

Tabella 2-8: sostanze oggetto di attività estrattiva suddivise per categoria	Categoria
Minerali utilizzabili per l'estrazione di metalli, metalloidi e loro composti, anche se impiegati direttamente	Miniera
Grafite, combustibili solidi, liquidi e gassosi , rocce asfaltiche e bitumose	
Fosfati, Sali alcalini e magnesiaci, allumite, miche, feldspati caolino e bentonite, terre da sbianca, argille per porcellana e terraglia forte, terre con grado di refrattarietà sup. a 1.630°C	
Pietre preziose, granati, corindone, bauxite, leucite, magnesite, fluorina, minerali di bario e di stronzio, talco, asbesto, marna da cemento, pietre litografiche	
Sostanze radioattive, acque minerali e termali, vapori e gas	
Torbe	Cava
Materiali per costruzioni edilizie, stradali e idrauliche	
Terre coloranti, farine fossili, quarzo e sabbie silicee, pietre molari pietre coti	
Altri materiali industrialmente utilizzabili ai termini dell'art.1 e non compresi nella prima categoria	

Come riportato in **Tabella 2-8**, l'estrazione di combustibili liquidi e gassosi, oggetto dello studio, rientra tra le attività della categoria delle miniere, soggetta alla sopraccitata "Legge Mineraria".

 eni S.p.A. Exploration & Production Division	Data Giugno 2014	SIME_AMB_01_13 Studio di Impatto Ambientale Pozzo esplorativo "Lince 1"	Capitolo 2 Pag. 62 di 86
---	------------------------	---	--------------------------------

2.5.2 Decreto del Presidente della Repubblica 24 Maggio 1979, n. 886 (coord. al D.Lgs. 624/96)

Il Decreto del Presidente della Repubblica 24 Maggio 1979, n. 886 si presenta come una *"Integrazione ed adeguamento delle norme di polizia delle miniere e delle cave, contenute nel D.P.R. 9 Aprile 1959, No. 128, al fine di regolare le attività di prospezione, di ricerca e di coltivazione degli idrocarburi nel mare territoriale e nella piattaforma continentale"* (G.U. 26 Aprile 1980, No. 114, suppl. ord.) e regola le operazioni di prospezione, ricerca e coltivazione di idrocarburi *onshore* e *offshore* in termini di sicurezza degli impianti e salvaguardia ambientale.

Il DPR 886/79 è stato modificato dal D.Lgs. n. 624, 1996 *"Attuazione della Direttiva 92/91/CEE relativa alla sicurezza e salute dei lavoratori nelle industrie estrattive per trivellazione e della Direttiva 92/104/CEE relativa alla sicurezza e salute dei lavoratori nelle industrie estrattive a cielo aperto o sotterranee"* e dal D.Lgs. n. 758 del 1994 *"Modificazioni alla disciplina sanzionatoria in materia di lavoro"*.

Le suddette norme intendono salvaguardare lo sfruttamento dei giacimenti di idrocarburi, tutelare la sicurezza e la salute dei lavoratori, prevenire l'inquinamento dell'aria, del mare, del fondo e del sottofondo marini, evitare impedimenti ingiustificati alla navigazione marittima ed aerea ed alla pesca, danni o pericoli alla fauna e flora marina, a condotte, cavi ed altri impianti sottomarini esistenti.

Tutte le attività sopra riportate sono soggette alle disposizioni contenute nel DPR 9 Aprile 1959, n. 128 e s.m.i. relativo alla polizia delle miniere e delle cave e alle altre leggi e regolamenti dello Stato in materia di prevenzione incendi, sicurezza ed igiene del lavoro, e restano in vigore per quanto non modificato o disposto dal Decreto del 24 Maggio 1979, n. 886.

In particolare, il D.P.R. 886/79, specifico per le attività di prospezione, ricerca e coltivazione di idrocarburi *offshore*, è strutturato in sette titoli dei quali, di seguito, si evidenziano solo quelli pertinenti con l'intervento proposto e vengono pertanto trattati con maggior dettaglio.


- Titolo I – "Disposizioni generali": definisce le competenze relative ai controlli, all'accesso ai lavori, alle denunce di esercizio nelle fasi di prospezione, ricerca e coltivazione, e le responsabilità affidate al comandante e al capo piattaforma;
- Titolo II - "Sicurezza nelle operazioni di prospezione": definisce le procedure per l'autorizzazione delle operazioni di prospezione, la stesura del programma lavori, la documentazione da tenere in fase esecutiva, i mezzi di salvataggio e i dispositivi di protezione individuale necessari ai fini della sicurezza, le norme da osservare per l'utilizzo di esplosivi;
- Titolo III "Sicurezza nelle Operazioni di Perforazione"

Nel Titolo III, Capo II *"Postazione delle Unità di Perforazione"* viene ampiamente trattata la fase di ubicazione (art. 23) dell'unità di perforazione e indagine preliminare (art. 24).

Nell'art.23 viene evidenziato come la selezione dell'ubicazione debba essere tale da non interferire con rotte di navigazione obbligate (specie quelle di accesso ai porti) e da non causare restrizioni indebite ad interessi acquisiti da parte di terzi.

In particolare *"il Titolare del permesso o della concessione di coltivazione, almeno otto giorni prima della messa in postazione dell'unità di perforazione, deve darne comunicazione al Dipartimento Militare Marittimo ed alla Capitaneria di Porto competenti, specificando le coordinate geografiche oltre a comunicare preventivamente la data dell'arrivo in postazione"*.

Nell'art. 24 viene definita la necessità di effettuare un'indagine preliminare con l'ausilio di sistemi ottici, acustici e magnetici, prima della messa in postazione dell'unità di perforazione, al fine di accertare la topografia e la natura litologica del fondo marino; l'ubicazione di eventuali opere ed impianti fissi sottomarini;

 eni S.p.A. Exploration & Production Division	Data Giugno 2014	SIME_AMB_01_13 Studio di Impatto Ambientale Pozzo esplorativo "Lince 1"	Capitolo 2 Pag. 63 di 86
---	------------------------	---	--------------------------------

l'eventuale presenza di relitti o proiettili inesplosi; l'esistenza di circostanze geologiche o tettoniche che possano far presumere una situazione di pericolo.

Nell'art. 28 viene definita "*Zona di Sicurezza*" la porzione di mare intorno alle piattaforme fisse e mobili in cui è proibito l'accesso a navi ed aerei non autorizzati. La zona di sicurezza è fissata con ordinanza dalla capitaneria di porto. Nel caso la localizzazione di detta zona sia prevista in prossimità della linea di confine con la piattaforma continentale di Stato frontista, la Norma specifica che la zona di sicurezza sia stabilita in accordo con lo Stato frontista stesso.

Nel Titolo III, Capo III "*Sicurezza dell'unità di perforazione e degli Impianti a bordo*", vengono disciplinate le regole per la realizzazione degli alloggi e le principali prescrizioni relative ad apparecchiature ed impianti. In particolare, sulle unità di perforazione viene classificata come area "pericolosa" una zona definita da un cerchio avente il raggio di 10 m orizzontali misurati sul piano di sonda dal centro del pozzo, estesa in senso verticale per 9 m sotto il piano di sonda e per 3 m al di sopra del piano di sonda stesso. Viene inoltre classificata "pericolosa" la zona in un raggio di almeno 3 metri intorno a vibrovagli, vasche, canali di scorrimento ed ogni altra installazione aperta impiegata per la circolazione del fango (art. 37). Le prescrizioni da adottare in tali zone sono invece elencate all'art. 38.


Nel Titolo III, Capo X "*Condotta dei lavori e prevenzione degli inquinamenti*" vengono fornite alcune disposizioni volte a minimizzare la possibilità di generare inquinamenti in mare. In particolare, ai sensi dell'art. 60 deve essere posta la massima cura nella perforazione del pozzo e principalmente nella circolazione del fango per evitare immissioni improprie in mare. I pozzi completati devono essere dotati di valvola di intercettazione per porre automaticamente in sicurezza il pozzo nell'eventualità che la parte emergente dello stesso sia asportata o danneggiata. Inoltre devono essere adottate misure e sistemi di contenimento idonei ad evitare scarichi accidentali di inquinanti in atmosfera o in mare (art. 61). Nel caso si verificano comunque versamenti accidentali, si dovrà intervenire immediatamente per rimuovere o rendere innocue le sostanze inquinanti e a tal fine su ciascuna piattaforma, sulle navi-appoggio ed in terraferma dovranno sempre essere disponibili le attrezzature e le scorte necessarie a garantire tali interventi (art. 61).

L'art. 62 vieta lo scarico in mare di fanghi di perforazione a base oleosa, idrocarburi liquidi erogati da pozzo in occasione di prove di strato e di produzione, liquami oleosi di sentina, olio esausto dei motori e detriti di perforazione (*cuttings*) derivanti da perforazioni eseguite con l'impiego di fanghi a base oleosa o provenienti da strati mineralizzati ad olio, se non preventivamente sottoposti a lavaggio. Nel caso in cui i prodotti sopra elencati siano associati ad acqua, è consentito lo scarico in mare della parte acquosa non inquinante, previa separazione dei due tipi di fluido mediante idonea attrezzatura, purché la concentrazione di idrocarburi sia inferiore a 50 ppm. E' invece in ogni caso vietato lo scarico in mare di rifiuti solidi non degradabili (contenitori, sacchi di plastica, scatolame, bottiglie ecc.).

- Titolo IV "Sicurezza degli impianti di produzione e delle condotte di trasporto degli idrocarburi"

Al Capo II, art. 78 e 79 del Titolo IV vengono trattati nel dettaglio gli aspetti legati agli impianti di produzione e alle condotte sottomarine ad esso relative. In particolare, viene esplicitamente indicato che le teste pozzo e gli altri impianti di produzione collocati sul fondo marino, i serbatoi di stoccaggio sottomarini, le tubazioni rigide o flessibili di collegamento con gli impianti sottomarini di produzione e di stoccaggio predetti e le installazioni di superficie, con i relativi dispositivi di giunzione, devono rispondere ai requisiti di resistenza e di perfetta tenuta, in relazione alle particolari condizioni operative. Devono inoltre essere protetti contro le corrosioni, le azioni delle correnti e degli altri fattori ambientali. Lo stesso si applica alle condotte sottomarine per il trasporto a distanza degli idrocarburi prodotti dal sottofondo marino. L'installazione degli impianti e delle condotte è disciplinata dalle disposizioni del codice della navigazione.

I successivi Titolo V "*Disposizioni Transitorie e Comuni*", Titolo VI "*Diffide - Denunce - Interventi Amministrativi vari - Ricorsi*" e Titolo VII "*Disposizioni Penali*" concludono il Decreto.

 eni S.p.A. Exploration & Production Division	Data Giugno 2014	SIME_AMB_01_13 Studio di Impatto Ambientale Pozzo esplorativo "Lince 1"	Capitolo 2 Pag. 64 di 86
---	------------------------	---	--------------------------------

Alcuni articoli del D.P.R. 886/79 sono stati abrogati dai nuovi articoli del D.Lgs. 624/1996 *"Attuazione della Direttiva 92/91/CEE relativa alla sicurezza e salute dei lavoratori nelle industrie estrattive per trivellazione e della Direttiva 92/104/CEE relativa alla sicurezza e salute dei lavoratori nelle industrie estrattive a cielo aperto o sotterranee"* e del D.Lgs 758/1994 *"Modificazioni alla disciplina sanzionatoria in materia di lavoro"*.

In particolare, le disposizioni soppresse dal D.Lgs. 624/96, di seguito riportato, sono gli articoli 10, 11, 41, 50 e 51 ed i commi terzo, quarto, quinto e sesto dell'art. 75.

2.5.3 Decreto Legislativo 25 Novembre 1996, n. 624

Il D.Lgs. 25 Novembre 1996, n. 624 ha per oggetto l'*"Attuazione della Direttiva 92/91/CEE relativa alla sicurezza e salute dei lavoratori nelle industrie estrattive per trivellazione e della Direttiva 92/104/CEE relativa alla sicurezza e salute dei lavoratori nelle industrie estrattive a cielo aperto o sotterranee"*.

In riferimento al progetto proposto, il Decreto si applica alle *"attività di prospezione, ricerca, coltivazione e stoccaggio degli idrocarburi liquidi e gassosi nel territorio nazionale, nel mare territoriale e nella piattaforma continentale e nelle altre aree sottomarine comunque soggette ai poteri dello Stato"* (art.1, c. e).

Nel Titolo I del Decreto sono riportate le disposizioni generali relative al campo di applicazione, agli obblighi del datore di lavoro, alle norme generali in materia di documentazione e infortuni, alle caratteristiche tecniche e verifiche periodiche di attrezzature ed impianti meccanici, elettrici ed elettromeccanici, agli obblighi di manutenzione, alle disposizioni tecniche in materia di esplosivi, illuminazione dei luoghi di lavoro, vie di emergenza ecc. In particolare, all'interno del Capo III – Norme generali, l'art. 27 descrive le procedure da seguire per la denuncia di infortuni in mare.

Con riferimento al progetto proposto, le norme in materia di sicurezza e di salute applicabili specificamente alle attività estrattive condotte mediante perforazione sono trattate nel Titolo III, al Capo I (*Norme comuni applicabili alle attività in terraferma ed in mare*) e Capo III (*Norme applicabili alle sole attività in mare*).

Nel Capo I vengono pertanto definite le condizioni per l'autorizzazione alla perforazione, la descrizione dei sistemi di protezione necessari, le attività per il controllo dei pozzi, tra cui il controllo del fango e le misure di emergenza in caso di eruzione incontrollata.


Vengono, inoltre, fornite prescrizioni per la cementazione, la circolazione del fango o di altri fluidi di perforazione, il monitoraggio della concentrazione di sostanze nocive o potenzialmente esplosive, soprattutto idrocarburi gassosi ed idrogeno solforato e l'uso di esplosivi nelle operazioni di perforazione.

Nel Capo III vengono definite le misure di prevenzione incendi, le disposizioni per l'evacuazione ed il salvataggio, la movimentazione degli elicotteri e le disposizioni degli eventuali alloggi.

2.6 NORMATIVA PER LA TUTELA DELL'AMBIENTE MARINO

Si riporta di seguito una breve disamina delle principali normative sulla tutela dell'ambiente marino applicabili al progetto.

- Legge n. 349 del 08/07/1986 *"Istituzione del Ministero dell'Ambiente e norme in materia di danno ambientale"* e s.m.i. Ai sensi di tale Legge, la tutela dell'ambiente è intesa come tutela di un interesse pubblico, per il quale lo Stato è quindi legittimato a chiedere un risarcimento non riconducibile solamente alla disciplina privatistica di responsabilità civile.
- Legge n. 979 del 31/12/1982 *"Disposizioni sulla difesa del Mare"* e s.m.i., che prevede una serie di obblighi per le autorità marittime, gli armatori e i comandanti delle navi di vigilanza e di soccorso in caso di incidente in mare.
- Legge n. 220 del 28/02/1992 e s.m.i. che pianifica interventi per la difesa del mare.

 <p>eni S.p.A. Exploration & Production Division</p>	<p>Data</p> <p>Giugno</p> <p>2014</p>	<p>SIME_AMB_01_13</p> <p>Studio di Impatto Ambientale</p> <p>Pozzo esplorativo "Lince 1"</p>	<p>Capitolo 2</p> <p>Pag. 65 di 86</p>
--	---------------------------------------	--	--

- D.M. del 28/07/1994 *“Determinazione delle attività istruttorie per il rilascio dell'autorizzazione allo scarico in mare dei materiali derivanti da attività di prospezione, ricerca e coltivazione di giacimenti idrocarburi liquidi e gassosi”*, successivamente modificato dal D.M. del 03/03/1998.

Il decreto disciplina il rilascio delle autorizzazioni allo scarico di detriti e fanghi di perforazione e relative acque di trattamento e/o lavaggio, nonché delle acque di formazione e/o di processo (acque di strato) da parte del Ministero dell'Ambiente e della Tutela del Territorio e del Mare e definisce le linee guida per la redazione della domanda. Il decreto prevede il divieto di scarico dei suddetti materiali in aree protette o sensibili (incluse la fascia delle 3 miglia marine dalla linea di costa o dal limite delle aree protette) ed il divieto di qualsiasi scarico in mare dei liquami oleosi e delle acque di sentina prodotti e raccolti sulle piattaforme.

- D.M. del 24/01/1996 *“Scarico nelle acque del mare o in ambienti ad esso contigui, di materiali provenienti da escavo e altre movimentazioni - Rilascio delle autorizzazioni di cui all'art. 11 della legge 10 maggio 1976, n. 319”*.

L'ambito di applicazione di tale Decreto è definito all'Allegato A, Punto 1 e si riferisce agli scarichi di sedimenti provenienti da dragaggi di fondali o di terreni litoranei, nonché tutte le movimentazioni di sedimenti in ambiente marino, quali ad esempio quelle connesse alla posa di cavi e condotte sottomarine, per le quali è richiesta un'attività istruttoria per il rilascio dell'Autorizzazione allo scarico.

In tali circostanze la domanda di autorizzazione deve essere presentata dal titolare dell'intervento per il quale si rende necessaria la posa medesima al Ministero per l'Ambiente – Servizio A.R.S. per il tramite del Capo del Compartimento Marittimo nel cui ambito avvengono le operazioni. Per gli interventi comportanti movimentazione di materiali in ambito marino (posa di cavi e condotte, costruzione di moli, ecc.) è prevista una descrizione tecnica dell'opera con i contenuti riportati all'Allegato B/2.


Secondo il Decreto, l'Autorizzazione allo scarico è rilasciata dal Ministero dell'Ambiente su proposta del Capo del Compartimento marittimo competente, ai sensi dell'art. 4 della Legge 8 luglio 1986, n. 349, che modifica la Legge 10 maggio 1976, n. 319.

Tale articolo, è stato però abrogato dal D.Lgs. 152/2006 e s.m.i., che adesso rappresenta la normativa di riferimento per tali scarichi (art. 109 della Parte III del D.Lgs. 152/2006 e s.m.i., *“Immersione in mare di materiale derivante da attività di escavo e attività di posa in mare di cavi e condotte”*). Con l'art. 109 del D.Lgs. 152/2006 (in parte modificato dall'art. 24 del D.Lgs. 5 del 09/02/2012) si regola lo scarico in mare di materiali provenienti da attività di escavo e di posa in opera di cavi e condotte, previo accertamento dell'impossibilità tecnica o economica del loro utilizzo ai fini di ripascimento o recupero o smaltimento alternativo.

- D.Lgs. 2/2007 *“Attuazione della Direttiva 2005/35/CE relativa all'inquinamento provocato dalle navi e conseguenti sanzioni”*, che, all'art. 4, vieta a tutte le navi, senza alcuna discriminazione di nazionalità, nell'ambito delle acque territoriali e nelle acque marittime interne, compresi i porti, di versare o causare lo sversamento in mare di sostanze nocive all'ambiente marino indicate nell'allegato I (idrocarburi) e nell'allegato II (sostanze liquide nocive trasportate alla rinfusa) alla Convenzione MARPOL 73/78. Il Decreto introduce adeguate sanzioni in caso di violazione degli obblighi previsti.

2.6.1 Decreto Sviluppo n. 83 del 22 Giugno 2012


Con l'entrata in vigore del Decreto Legge 22/06/2012, n.83 (cosiddetto *“Decreto Sviluppo”*) sono state apportate modifiche al D.Lgs.152/2006 e, in particolare, l'art.32 del *“Decreto Sviluppo”* ha modificato e sostituito l'art. 6, comma 17 del D.Lgs.152/2006 relativo alla disciplina delle attività di ricerca, di prospezione, nonché di coltivazione di idrocarburi liquidi e gassosi in mare.

 eni S.p.A. Exploration & Production Division	Data Giugno 2014	SIME_AMB_01_13 Studio di Impatto Ambientale Pozzo esplorativo "Lince 1"	Capitolo 2 Pag. 66 di 86
---	------------------------	---	--------------------------------

Il nuovo disposto normativo sancisce il divieto di eseguire "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, **all'interno del perimetro delle aree marine e costiere a qualsiasi titolo protette** per scopi di tutela ambientale, ... sia 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**".

Tali disposizioni sono valide "**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**" (il 26/08/2010) 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". Infine, lo stesso comma 17 dell'art. 6 del D.Lgs. 152/06 e s.m.i., così come modificato dal "Decreto Sviluppo", prescrive che le predette attività possono essere autorizzate previa sottoposizione alla procedura di valutazione di impatto ambientale di cui agli articoli 21 e seguenti del D.Lgs. 152/06 e s.m.i., sentito il parere degli enti locali.

Le attività di perforazione previste per il Pozzo esplorativo Lince 1 si svolgeranno nel Canale di Sicilia, a circa 24 km (13 miglia nautiche) a Sud del litorale di Licata (AG), in un'area che non ricade né all'interno del perimetro di aree marine e costiere a qualsiasi titolo protette per scopi di tutela ambientale, né in una zona di mare posta entro dodici miglia dalla linea di costa lungo l'intero perimetro costiero nazionale e dal perimetro esterno delle suddette aree marine e costiere protette (art. 6 comma 17 del D.Lgs. 152/06, come modificato e sostituito dall'art. 35 del Decreto Legge 22/06/2012, n. 83, "Misure urgenti per la crescita del paese", convertito in legge dalla L. 7/08/2012, n. 134).

 eni S.p.A. Exploration & Production Division	Data Giugno 2014	SIME_AMB_01_13 Studio di Impatto Ambientale Pozzo esplorativo "Lince 1"	Capitolo 2 Pag. 67 di 86
---	------------------------	---	--------------------------------

2.7 IL REGIME VINCOLISTICO SOVRAORDINATO

Di seguito si riporta una sintetica descrizione del regime vincolistico sovraordinato, incidente sul territorio di interesse ed inerente le attività in progetto. L'analisi ha riguardato le acque marine territoriali italiane nel tratto di mare interessato dal progetto relativo al Pozzo esplorativo **Lince 1**, ubicato nel Canale di Sicilia, in Zona Marina G, nell'ambito del Permesso di Ricerca di Idrocarburi liquidi e gassosi G.R13.AG e il tratto di costa prospiciente le attività in progetto ed ha permesso l'analisi dei seguenti tematismi:

- Aree Naturali Protette Legge 394/1991 marine e terrestri;
- Zone costiere interessate da Zone Umide di importanza internazionale (Convenzione di Ramsar, 1971);
- Zone marine di tutela biologica (Legge 963/1965 e s.m.i.) e Zone marine di ripopolamento (ex L. 41/82);
- Zone marine e costiere interessate da Siti della Rete "Natura 2000" (Siti di Importanza Comunitaria, Zone di Protezione Speciale);
- Zone marine e costiere interessate da "Important Bird Area" (IBA);
- Aree tutelate ai sensi del D.Lgs. 42/2004, comprendenti anche Zone archeologiche marine (ex Legge 1089/39);
- Eventuali aree vincolate in base a specifiche Ordinanze emesse dalle Capitanerie di Porto competenti.


Il regime vincolistico è stato verificato mediante la consultazione dei seguenti siti web ufficiali:

- Ministero dei Beni e delle Attività Culturali – SITAP;
- Sovrintendenze dei Beni Archeologici;
- Portale cartografico nazionale (PCN) – Ministero dell'ambiente e della Tutela del Territorio e del Mare;
- Portale Ministero dell'Ambiente e della Tutela del Territorio e del Mare;
- Geoportale Regione Siciliana;
- Regione Sicilia;

e per mezzo di informazioni reperite telefonicamente dalle Capitanerie di Porto di Gela e di Licata.

Come si evince dalla cartografia riportata in **Allegato 2.1** al presente Studio, benché l'area del Permesso di Ricerca G.R 13.AG in cui sarà ubicato il Pozzo esplorativo Lince 1 interferisca parzialmente sia con il limite delle 12 miglia generato dal perimetro esterno delle aree marine e costiere protette, sia con il limite delle 12 miglia generato dalla linea di costa, tali interferenze tuttavia non pregiudicano la realizzazione del Pozzo.

Si specifica infatti che, il Pozzo esplorativo Lince 1 sarà ubicato a circa 24 km (13 miglia nautiche) a Sud del litorale di Licata (AG), quindi in una zona di mare in cui non sono presenti aree protette ed esternamente al limite delle 12 miglia generato sia dal perimetro esterno delle aree marine e costiere protette sia dalla linea di costa. Inoltre, il divieto di svolgere le attività nelle zone di mare poste entro dodici miglia dal perimetro esterno delle aree marine e costiere protette e dalle linee di costa, sancito dal Decreto Sviluppo 2012, fa 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, tra cui rientra a pieno titolo il Permesso di Ricerca G.R 13.AG (conferito con D.M. 8 Novembre 1999, prorogato due volte con D.M. 2 Novembre 2005 e D.M. 8 Novembre 2008, sospeso dal 22/06/2010 al 31/12/12 con D.M. 25 Febbraio 2011 e in scadenza il 21 Maggio 2014).

 eni S.p.A. Exploration & Production Division	Data Giugno 2014	SIME_AMB_01_13 Studio di Impatto Ambientale Pozzo esplorativo "Lince 1"	Capitolo 2 Pag. 68 di 86
---	------------------------	---	--------------------------------

2.7.1 Aree Naturali Protette


La Legge Quadro del 6 dicembre 1991, n. 394 definisce la classificazione delle aree naturali protette e istituisce l'Elenco ufficiale delle aree protette (EUAP), nel quale vengono iscritte tutte le aree che rispondono ai criteri stabiliti, a suo tempo, dal Comitato nazionale per le aree protette.

L'elenco raccoglie tutte le aree naturali protette, marine e terrestri che rispondono ai criteri stabiliti con Delibera del Comitato Nazionale per le Aree Naturali Protette del 01/12/1993. L'aggiornamento è a cura del Ministero dell'Ambiente e della Tutela del Territorio e del Mare. Attualmente è in vigore il 6° aggiornamento, approvato con Delibera della Conferenza Stato-Regioni del 17 dicembre 2009 e pubblicato nella Gazzetta Ufficiale n. 125 del 31.05.2010 (DM 27/04/2010).

Il sistema delle aree naturali protette è classificato come segue (Fonte: Portale del Ministero dell'Ambiente):

- **Parchi Nazionali:** costituiti da aree terrestri, fluviali, lacuali o marine che contengono uno o più ecosistemi intatti o anche parzialmente alterati da interventi antropici, una o più formazioni fisiche, geologiche, geomorfologiche, biologiche, di rilievo internazionale o nazionale per valori naturalistici, scientifici, estetici, culturali, educativi e ricreativi tali da richiedere l'intervento dello Stato ai fini della loro conservazione per le generazioni presenti e future.
- **Parchi naturali regionali e interregionali:** costituiti da aree terrestri, fluviali, lacuali ed eventualmente da tratti di mare prospicienti la costa, di valore naturalistico e ambientale, che costituiscono, nell'ambito di una o più regioni limitrofe, un sistema omogeneo, individuato dagli assetti naturalistici dei luoghi, dai valori paesaggistici e artistici e dalle tradizioni culturali delle popolazioni locali.
- **Riserve naturali:** costituite da aree terrestri, fluviali, lacuali o marine che contengono una o più specie faunistiche o floristiche rilevanti dal punto di vista naturalistico, ovvero presentino uno o più ecosistemi importanti per la diversità biologica o per la conservazione delle risorse genetiche. Le riserve naturali possono essere statali o regionali in base alla rilevanza degli elementi naturalistici in esse rappresentati.
- **Zone umide di interesse internazionale:** costituite da aree acquitrinose, paludi, torbiere oppure zone naturali o artificiali d'acqua, permanenti o transitorie comprese zone di acqua marina la cui profondità, quando c'è bassa marea, non superi i sei metri che, per le loro caratteristiche, possono essere considerate di importanza internazionale ai sensi della Convenzione di Ramsar.
- **Altre aree naturali protette:** aree (oasi delle associazioni ambientaliste, parchi suburbani, ecc.) che non rientrano nelle precedenti classi. Si dividono in aree di gestione pubblica, istituite cioè con leggi regionali o provvedimenti equivalenti, e aree a gestione privata, istituite con provvedimenti formali pubblici o con atti contrattuali quali concessioni o forme equivalenti.
- **Aree di reperimento terrestri e marine:** indicate dalle leggi 394/91 e 979/82, che costituiscono aree la cui conservazione attraverso l'istituzione di aree protette è considerata prioritaria.

Nel seguito vengono descritte le aree naturali protette eventualmente presenti nel tratto di mare e nel tratto costiero prospiciente l'area interessata dalle attività in progetto.

 eni S.p.A. Exploration & Production Division	Data Giugno 2014	SIME_AMB_01_13 Studio di Impatto Ambientale Pozzo esplorativo "Lince 1"	Capitolo 2 Pag. 69 di 86
---	------------------------	---	--------------------------------

2.7.1.1 Aree marine e terrestri istituite a Parco Nazionale (L. 394/91)

L'elenco ufficiale dei Parchi Nazionali istituiti ai sensi della L. 349/91 è stato estrapolato dal portale del Ministero dell'Ambiente e della Difesa del Territorio e del Mare.

La Legge 939/1982 e s.m.i. "Disposizioni per la difesa del mare" rappresenta il piano generale di difesa del mare e delle coste marine dall'inquinamento e di tutela dell'ambiente marino; in particolare, già l'art.1 afferma che "il piano delle coste indirizza, promuove e coordina gli interventi e le attività in materia di difesa del mare e delle coste dagli inquinamenti e di tutela dell'ambiente marino, secondo criteri di programmazione e con particolare rilievo alla previsione degli eventi potenzialmente pericolosi e degli interventi necessari per delimitarne gli effetti e per contrastarli una volta che si siano determinati". L'art. 31 elenca una serie di aree particolarmente a rischio, per le quali vengono istituite le riserve marine.

Come mostrato nella successiva **Figura 2-35**, sia la zona di mare in cui sarà realizzato il Pozzo di esplorazione Lince 1, che il tratto di costa prospiciente l'area di progetto, non comprendono aree marine e aree terrestri istituite a Parco Nazionale.

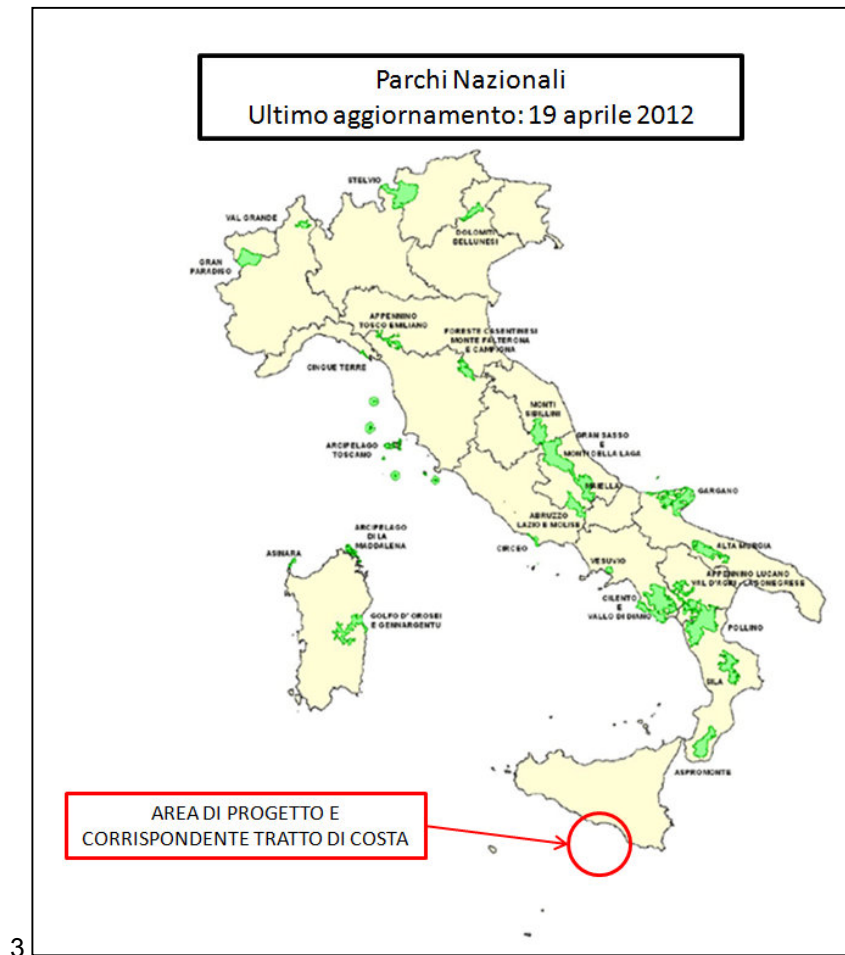



Figura 2-35: aree marine e terrestri istituite a Parco Nazionale (Fonte: Portale M.A.T.T.M. – consultazione Giugno 2014)

 eni S.p.A. Exploration & Production Division	Data	SIME_AMB_01_13	Capitolo 2
	Giugno	Studio di Impatto Ambientale	Pag. 70 di
	2014	Pozzo esplorativo "Lince 1"	86

2.7.1.2 Aree marine e costiere protette

Le aree marine protette sono istituite ai sensi delle Leggi 979/1982 e 394/1991 con un Decreto del Ministro dell'Ambiente che contiene la denominazione e la delimitazione dell'area, gli obiettivi e la disciplina di tutela a cui è finalizzata la protezione. Al fine dell'istituzione di un'area marina protetta, un tratto di mare deve innanzitutto essere individuato per legge quale "area marina di reperimento".

Tali aree sono costituite da ambienti marini, dati dalle acque, dai fondali e dai tratti di costa prospicienti che presentano un rilevante interesse per le caratteristiche naturali, geomorfologiche, fisiche, biochimiche con particolare riguardo alla flora e alla fauna marine costiere e per l'importanza scientifica, ecologica, culturale, educativa ed economica che rivestono. Possono essere costituiti da un ambiente marino avente rilevante valore storico, archeologico - ambientale e culturale. Ogni area è generalmente suddivisa in tre tipologie di zone (A, B e C) con diversi gradi di tutela.

In Italia sono state istituite 27 Aree Marine Protette e 2 Parchi sommersi che tutelano complessivamente circa 228.000 ettari di mare e circa 700 km di costa. Vi è inoltre il Santuario Internazionale dei mammiferi marini, detto anche Santuario dei Cetacei (Fonte: Portale del M.A.T.T.M.).


Come mostrato nella successiva **Figura 2-36**, sia la zona si mare in cui sarà realizzato il Pozzo esplorativo Lince 1, che il tratto di costa prospiciente l'area di progetto, non comprendono alcuna Area Marina Protetta.



Figura 2-36: ubicazione delle aree marine protette sul territorio italiano (Fonte: Portale M.A.T.T.M. – consultazione Giugno 2014)

Sebbene il Pozzo esplorativo Lince 1 sarà ubicato completamente in mare aperto, per completezza di trattazione è stata considerata anche l'eventuale presenza di Aree Naturali Protette sulla terraferma.

In particolare, lungo il tratto costiero del territorio dei comuni di Ragusa e Scicli, è presente l'Area Naturale Protetta **EUAP0379 Riserva Naturale Macchia Foresta del Fiume Irmínio** che dista circa 61 km (32,9 miglia marine) dal futuro Pozzo Lince 1.

 eni S.p.A. Exploration & Production Division	Data Giugno 2014	SIME_AMB_01_13 Studio di Impatto Ambientale Pozzo esplorativo "Lince 1"	Capitolo 2 Pag. 71 di 86
---	------------------------	---	--------------------------------

Inoltre, a circa 900 m e all'interno della costa di Gela prospiciente l'area di progetto è presente l'Area Naturale Protetta **EUAP0920 Riserva Naturale Orientata Biviere di Gela**. Quest'area non interessa la linea di costa e dista circa 41,9 km (22,6 miglia marine) dal futuro Pozzo Lince 1.

Pertanto, come si evince dalla cartografia riportata in **Allegato 2.1**, considerando le distanze tra l'area di intervento e le suddette EUAP, non si prevedono interferenze tra l'attività in progetto e tali aree protette.

Per la descrizione delle riserve naturali si rimanda al **Capitolo 4**.

2.7.1.3 Aree marine protette di prossima istituzione

Al fine dell'istituzione di un'area marina protetta, un tratto di mare deve innanzitutto essere individuato per legge quale "Area marina di reperimento". Una volta avviato l'iter istruttorio dell'area marina di reperimento, questa viene considerata come "Area marina protetta di prossima istituzione". Le "Aree marine protette di prossima istituzione" sono, pertanto, le aree marine di reperimento per le quali è stato avviato l'iter istruttorio. Tale iter è previsto per le aree comprese nell'elenco delle 48 Aree di reperimento indicate dalle leggi 979/82 art.31 e 394/91 art.36. Dall'esame della successiva **Figura 2-37** in cui sono rappresentate le 17 Aree Marine Protette di Prossima Istituzione (qualunque sia lo stato di avanzamento del previsto iter amministrativo) si evince che, sia nella zona di mare in cui sarà realizzato il Pozzo esplorativo Lince 1, che lungo il tratto di costa prospiciente l'area di progetto, non sono presenti Aree Marine Protette di Prossima Istituzione.

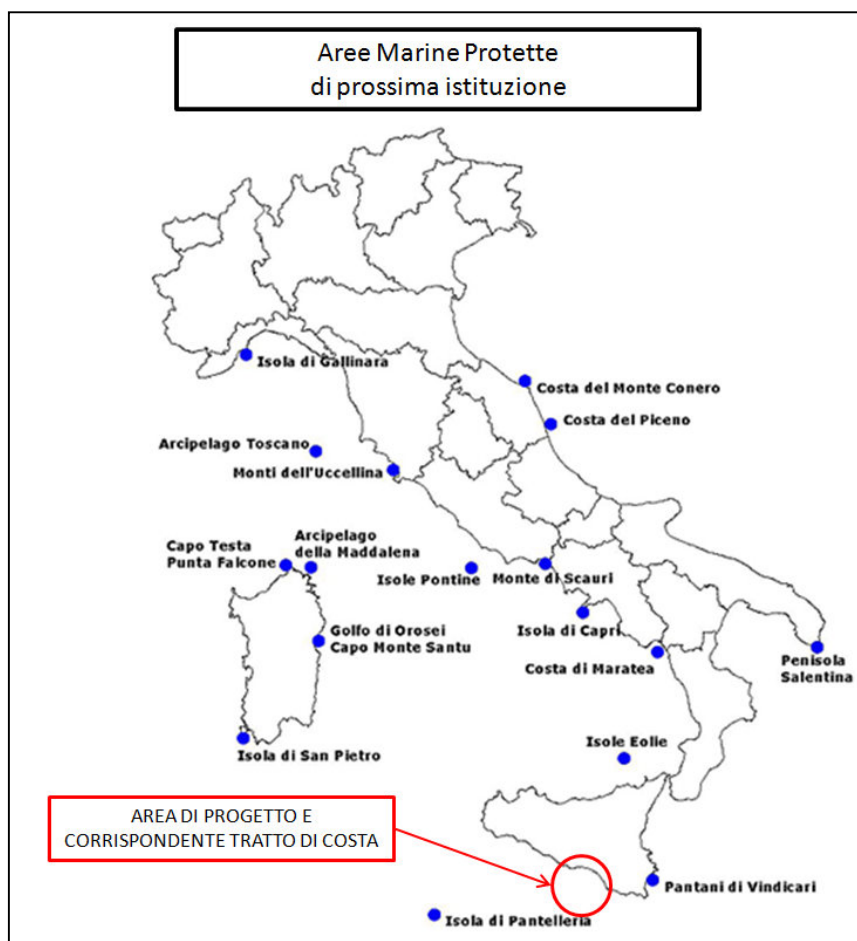



Figura 2-37: individuazione delle aree marine di prossima istituzione (Fonte: Portale M.A.T.T.M. – consultazione Giugno 2014)

	eni S.p.A. Exploration & Production Division	Data Giugno 2014	SIME_AMB_01_13 Studio di Impatto Ambientale Pozzo esplorativo "Lince 1"	Capitolo 2 Pag. 72 di 86
---	---	------------------------	---	--------------------------------

2.7.1.4 Aree marine di reperimento

Le 48 Aree marine di reperimento finora individuate nel territorio italiano (49 se si considera che le Isole Pontine sono state scorporate in: Isole di Ponza, Palmarola e Zannone e Isole di Ventotene e Santo Stefano) sono state definite dalle leggi 979/82 art.31, 394/91 art.36, 344/97 art.4 e 93/01 art.8.

Di queste, 27 sono state istituite e altre 17 sono di prossima istituzione in quanto è in corso il relativo iter tecnico-amministrativo. Le restanti 5 sono state indicate dalla legge come meritevoli di tutela, ma non è ancora iniziato alcun iter amministrativo per l'istituzione.

Dall'esame della successiva **Figura 2-38** in cui sono rappresentate le 5 aree indicate dalla legge come meritevoli di tutela, e definite genericamente "Aree Marine di Reperimento", si evince che, sia nella zona di mare in cui sarà realizzato il Pozzo esplorativo Lince 1, che lungo il tratto di costa prospiciente l'area di progetto, non sono presenti Aree Marine di Reperimento.

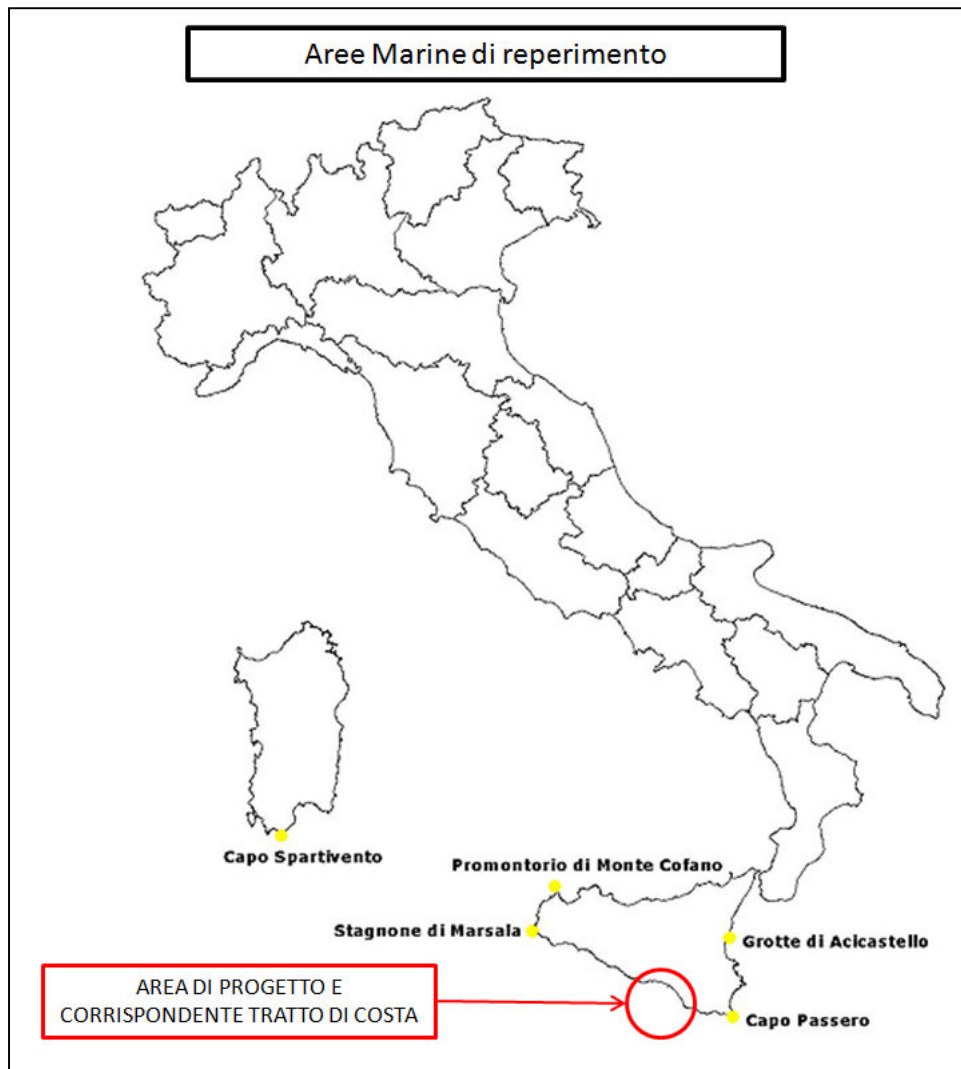



Figura 2-38: individuazione delle aree marine di reperimento (Fonte: Portale M.A.T.T.M. – consultazione Giugno 2014)

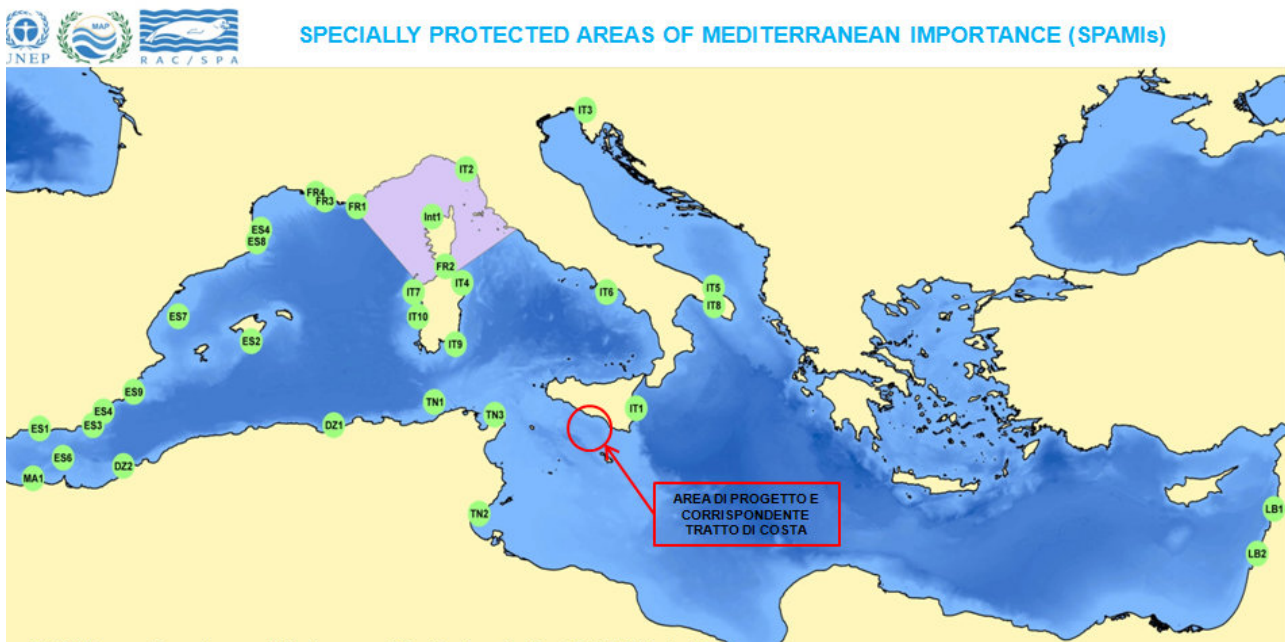
 eni S.p.A. Exploration & Production Division	Data	SIME_AMB_01_13	Capitolo 2
	Giugno	Studio di Impatto Ambientale	Pag. 73 di
	2014	Pozzo esplorativo "Lince 1"	86

2.7.1.5 Aree Specialmente Protette di Importanza Mediterranea (ASPIM)

La Convenzione di Barcellona del 1978, ratificata con legge 21 Gennaio 1979 n. 30, relativa alla protezione del Mar Mediterraneo dall'inquinamento, nel 1995 amplia il suo ambito di applicazione geografica diventando "Convenzione per la protezione dell'ambiente marino e la regione costiera del Mediterraneo", il cui bacino, per la ricchezza di specie, popolazioni e paesaggi, rappresenta uno dei siti più ricchi di biodiversità al Mondo.

Con il Protocollo relativo alle Aree Specialmente Protette e la Biodiversità in Mediterraneo del 1995 (Protocollo ASP) le Parti contraenti hanno previsto, al fine di promuovere la cooperazione nella gestione e conservazione delle aree naturali, così come nella protezione delle specie minacciate e dei loro habitat, l'istituzione di Aree Speciali Protette di Importanza Mediterranea (ASPIM) o SPAMI (dall'acronimo inglese *Specially Protected Areas of Mediterranean Importance*).

La Lista delle Aree Specialmente Protette di Importanza Mediterranea (ASPIM) comprende 32 aree marine. In particolare, come si evince dalla successiva **Figura 2-39** le aree italiane sono 10 ma nessuna di queste è ubicata nel tratto di mare interessato dalle attività in progetto (Fonte: M.A.T.T.M., aggiornamento del 29 Maggio 2012 – ultima consultazione Aprile 2014).



SPAMIs per Country and their year of inclusion in the SPAMI List: 32 sites (as per last update of the SPAMI List in February 2012)

ALGERIA

- DZ1. Banc des Kabyles Marine Reserve (2005)
- DZ2. Habibas Islands (2005)

FRANCE

- FR1. Port-Cros National Park (2001)
- FR2. Natural Reserve of Bouches de Bonifacio (2009)
- FR3. The Blue Coast Marine Park (2012)
- FR4. The Embiez Archipelago - Six Fours (2012)

ITALY

- IT1. Plemmirio Marine Protected Area (2008)
- IT2. Marine Protected Area of Portofino (2009)
- IT3. Miramare Marine Protected Area (2008)
- IT4. Tavolara-Punta Coda Cavallo Marine Protected Area (2008)
- IT5. Marine Protected Area of Torre Guaceto (2009)

- IT6. Marine Protected Area Punta Campanella (2009)
- IT7. Marine Protected Area Capo Caccia-Isola Piana (2009)
- IT8. Porto Cesareo Marine Protected Area (2012)
- IT9. Capo Carbonara Marine Protected Area (2012)
- IT10. Marine Protected Area of Penisola del Sinis (2012)

LEBANON

- LB1. Palm Islands Nature Reserve (2012)
- LB2. Tyre Coast Nature Reserve (2012)

MOROCCO

- MA1. Al-Hoceima National Park (2009)

SPAIN

- ES1. Maro-Cerro Gordo Cliff (2003)
- ES2. Archipelago of Cabrera National Park (2003)

- ES3. Natural Park of Cabo de Gata-Nijar (2001)
- ES4. Natural Park of Cap de Creus (2001)
- ES5. Sea Bottom of the Levante of Almeria (2001)
- ES6. Alboran Island (2001)
- ES7. Columbretes Islands (2001)
- ES8. Medes Islands (2001)
- ES9. Mar Menor (2001)


TUNISIA

- TN1. La Galite Archipelago (2001)
- TN2. Kneiss Islands (2001)
- TN3. Zembra and Zembretta National Park (2001)

FRANCE, ITALY AND MONACO

- Int1. Pelagos Sanctuary for the Conservation of Marine Mammals (2001)

Figura 2-39: individuazione delle Aree Specialmente Protette di Importanza Mediterranea (ASPIM)
(Fonte: Regional Activity Center for Specially Protected Areas – RCS / SPA)

 eni S.p.A. Exploration & Production Division	Data Giugno 2014	SIME_AMB_01_13 Studio di Impatto Ambientale Pozzo esplorativo "Lince 1"	Capitolo 2 Pag. 74 di 86
---	------------------------	---	--------------------------------

2.7.2 Zone costiere interessate da Zone Umide di importanza internazionale (Convenzione di Ramsar, 1971)

La Convenzione sulle zone umide di importanza internazionale, soprattutto come habitat degli uccelli acquatici, è stata firmata a Ramsar, in Iran, il 2 febbraio 1971.

Come definito dalla Convenzione di Ramsar, ratificata e resa esecutiva dall'Italia con il D.P.R. 13 marzo 1976, n. 448, le zone umide sono *"le paludi e gli acquitrini, le torbe oppure i bacini, naturali o artificiali, permanenti o temporanei, con acqua stagnante o corrente, dolce, salmastra, o salata, ivi comprese le distese di acqua marina la cui profondità, durante la bassa marea, non supera i sei metri"*.

Le zone umide costituiscono ambienti con elevata diversità biologica e con notevole produttività grazie alla concomitante presenza di acqua e suoli emersi ove la flora e la fauna trovano condizioni ideali per la crescita e la riproduzione (ecosistemi "umidi"). Sono ambienti caratterizzati da un'elevata fragilità ambientale, in quanto pesantemente minacciati dalle pressioni antropiche costituite dal degrado e dalla progressiva riduzione degli habitat, delle risorse idriche, dalle infrastrutture e dall'urbanizzazione e, a livello globale, dai cambiamenti climatici.

Le zone umide sono fondamentali per il ruolo importantissimo che svolgono nella regolazione dei fenomeni idrogeologici, chimico-fisici (come trappole per nutrienti e nella depurazione delle acque da metalli pesanti e da sedimenti sospesi), biologici (in quanto serbatoi di biodiversità), produttivi (agricoltura e itticoltura), educativi, culturali e scientifici. Inoltre, questi ambienti giocano un ruolo fondamentale nel processo di fissazione del carbonio presente nella biosfera, con conseguente mitigazione degli effetti dei cambiamenti climatici.

Ad oggi in Italia 53 siti sono stati riconosciuti e inseriti nell'elenco d'importanza internazionale stilato ai sensi della Convenzione di Ramsar (Fonte: Ministero dell'Ambiente e della Tutela del Territorio e del Mare).

Come si evince dalla **Figura 2-40**, lungo il tratto di costa di interesse è presente la **Zona Umida di importanza internazionale Biviere di Gela**, il cui perimetro dista circa 1,4 km dalla costa stessa.

Tuttavia, considerando che il Pozzo esplorativo Lince 1 sarà ubicato a circa 42,2 km (22,8 miglia marine) dal punto più prossimo della Zona Umida di importanza internazionale Biviere di Gela, la verifica eseguita, come si evince anche dalla cartografia riportata in **Allegato 2.1**, ha evidenziato che l'area in cui saranno realizzate le attività in progetto è posta esternamente al limite delle 12 miglia generato da tale Area Tutelata.

Informazioni più dettagliate sulle caratteristiche ambientali della suddetta area protetta sono riportate nel **Capitolo 4** del presente Studio di Impatto Ambientale.

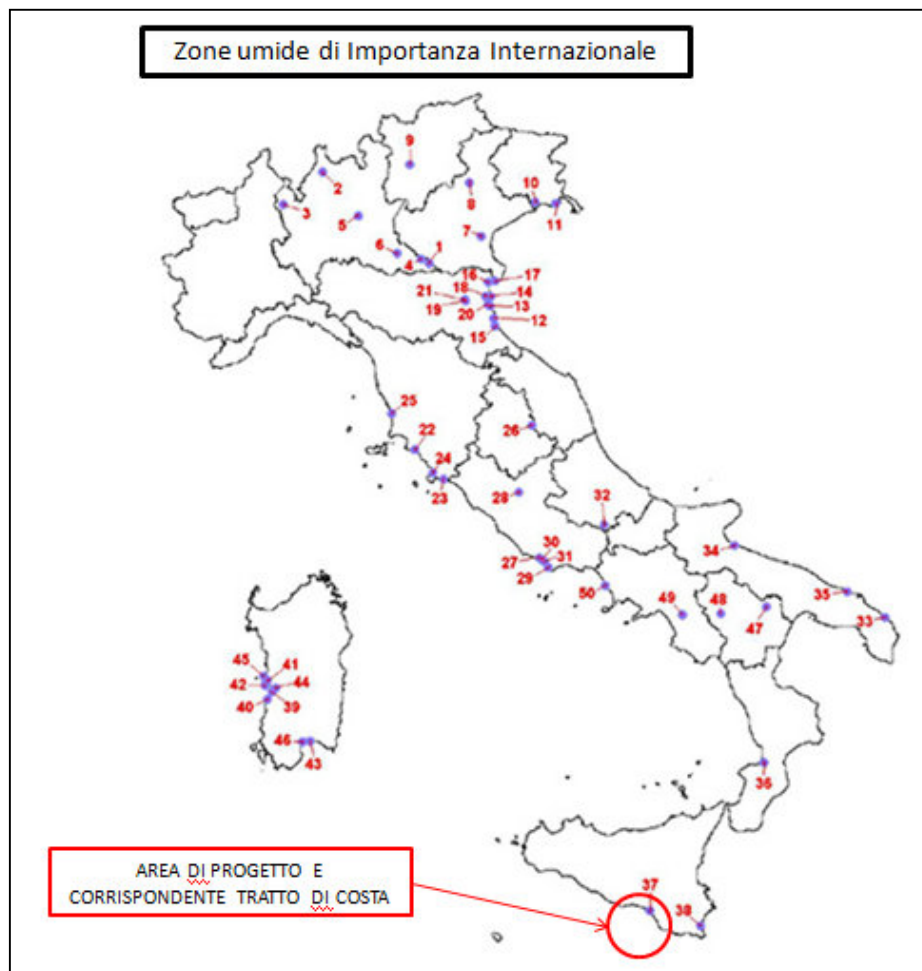



Figura 2-40: individuazione delle zone umide di importanza internazionale (Fonte: Portale M.A.T.T.M. – consultazione Giugno 2014)

2.7.3 Zone marine di tutela biologica (D.P.R. 1639/1968 e s.m.i.) e Zone marine di ripopolamento (D.Lgs. 154/04)

Nell'ambito delle aree marine protette, la normativa italiana riserva un ruolo importante anche alle "Zone di Tutela Biologica" che vengono generalmente istituite ai fini della salvaguardia e di ripopolamento delle risorse marine mediante decreto del Ministero delle Politiche Agricole Alimentari e Forestali. I principali riferimenti normativi vigenti sono:

- il D.Lgs. 9 Gennaio 2012, n.4 "Misure per il riassetto della normativa in materia di pesca e acquacoltura, a norma dell'articolo 28 della legge 4 giugno 2010, n. 96", che ha abrogato la Legge 963/1965 e che al fine di tutelare le risorse biologiche abitualmente presenti in ambienti marini, vieta di "danneggiare le risorse biologiche delle acque marine con l'uso di materie esplosive, dell'energia elettrica o di sostanze tossiche atte ad intorpidire, stordire o uccidere i pesci e gli altri organismi acquatici" (art. 15, comma d);
- il D.P.R. 2 Ottobre 1968, n.1639, regolamento attuativo della L.963/1965 (ancora vigente ai sensi dell'art. 2, comma 2 del D.Lgs. 9 Gennaio 2012, n.4), il quale all'art. 98 prevede che "il Ministro per la marina mercantile, sentita la commissione consultiva locale per la pesca marittima, può vietare o limitare nel tempo e nei luoghi, l'esercizio della pesca qualunque sia il mezzo di cattura impiegato, in

 eni S.p.A. Exploration & Production Division	Data Giugno 2014	SIME_AMB_01_13 Studio di Impatto Ambientale Pozzo esplorativo "Lince 1"	Capitolo 2 Pag. 76 di 86
---	------------------------	---	--------------------------------

quelle zone di mare che sulla base di studi scientifici o tecnici, siano riconosciute come aree di riproduzione o di accrescimento di specie marine di importanza economica o che risultassero impoverite da un troppo intenso sfruttamento”.

In base a tali norme, con successivi Decreti Ministeriali (ultimo dei quali il D.M. 22 gennaio 2009) sono state istituite alcune Zone di Tutela Biologica (ZTB) che, essendo riconosciute come aree di riproduzione o di accrescimento di specie marine di importanza economica o che risultano impoverite da un troppo intenso sfruttamento, sono soggette al divieto di pesca ma non sono classificabili come 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 internazionali.

Dalle verifiche effettuate risulta che nel tratto di mare in cui sarà realizzato il Pozzo esplorativo Lince 1 non sono presenti Zone di Tutela Biologica.

Inoltre, a ulteriore conferma, è stato consultato il Piano di Gestione del GSA 16 (Stretto di Sicilia) pubblicato dal Ministero delle Politiche Agricole e Forestali nel Maggio 2011 con l'obiettivo di ricostituire gli stock ittici oggetto di sfruttamento mediante una graduale riduzione dello sforzo di pesca.

Le analisi scientifiche dello stato di sfruttamento degli stock delle principali specie presenti in questa zona dell'Adriatico hanno evidenziato una condizione di sovrapesca e, quindi, la necessità di rendere maggiormente compatibili le modalità e l'intensità del prelievo della pesca con la potenzialità di rinnovabilità biologica delle specie e delle comunità che la sostengono. A tal proposito, le misure gestionali previste dal Piano per il raggiungimento degli obiettivi possono comprendere anche specifiche misure di protezione per le aree in cui si concentrano stadi critici delle popolazioni ittiche (**Aree di Nursery**) di alcune fra le principali specie demersali.

In particolare, dall'esame del Piano GSA 16 risulta che, nelle acque internazionali del versante italiano dello Stretto di Sicilia sono presenti due aree di nurseries stabilmente interessate dal reclutamento di merluzzo e, parzialmente, del gambero rosa. Nello specifico si tratta di due **Zone di Tutela Biologica (ZTB)** indicate con le lettere **A** e **B** in **Figura 2-41**.

La **ZTB A**, estesa circa 1040 km² e ricadente quasi per intero entro l'isobata 200 m, è riconducibile alla nursery ubicata in acque internazionali all'interno della GSA 16, invece, la **ZTB B**, estesa 1020 km² e posta entro l'isobata dei 200 m, ricade nella acque internazionali del Piano di Gestione del GSA 15 (Isola di Malta).

Tali Zone di Tutela Biologica, tuttavia, si trovano a notevole distanza dall'area del Permesso di Ricerca G.R 13.AG in cui sarà realizzato il Pozzo esplorativo Lince 1 e, pertanto, non si prevedono interferenze tra le attività in progetto e tali zone.

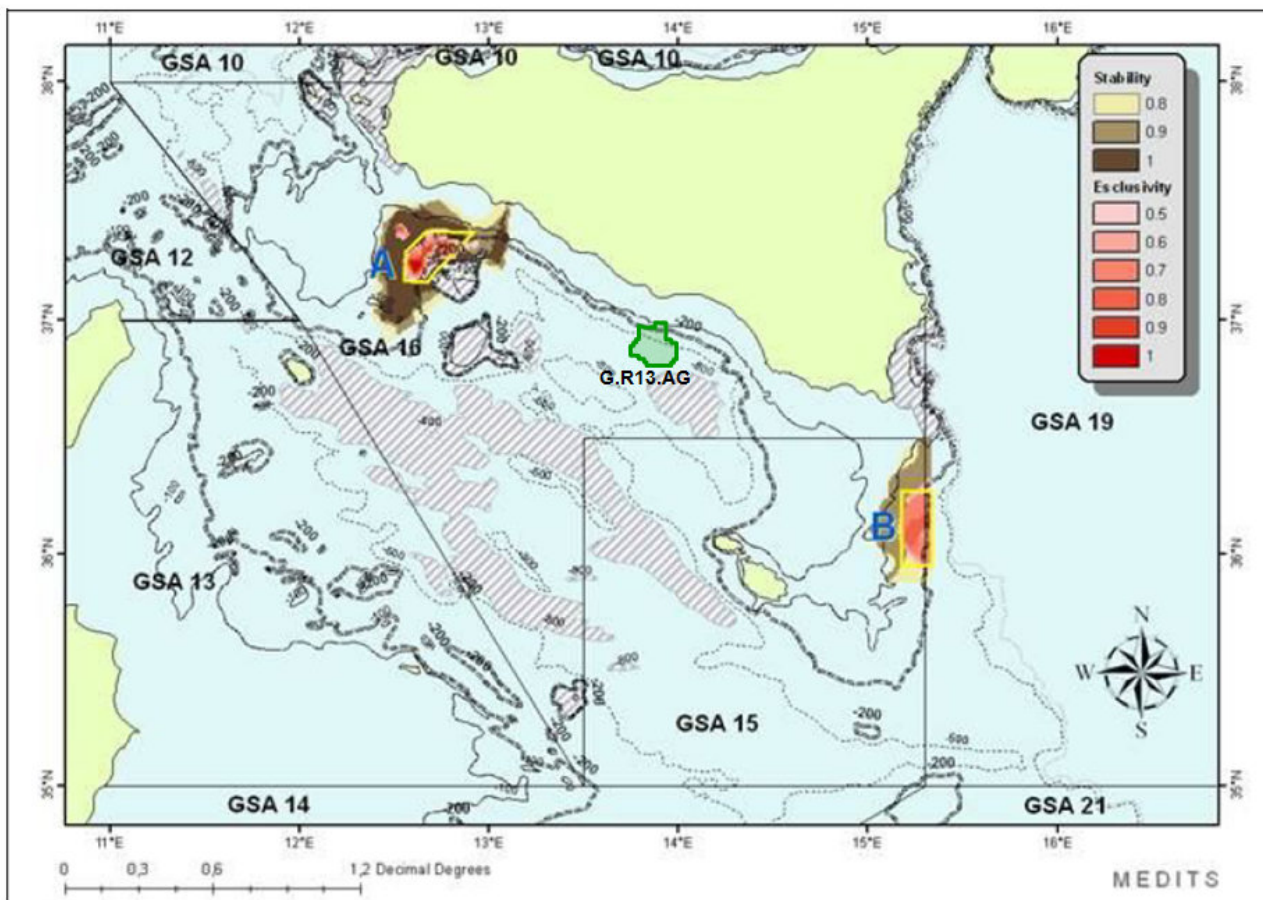



Figura 2-41: Zone di Tutela Biologica finalizzate alla protezione delle aree di reclutamento (nurseries) del nasello e parzialmente del gambero rosa nello Stretto di Sicilia. (Fonte: Piano di gestione del GSA 16 (Stretto di Sicilia), Maggio 2011)

Per quanto riguarda le "Zone Marine di Ripopolamento" si fa riferimento al D.Lgs. 154/2004 e s.m.i., che ha abrogato la Legge 41/82, e riguarda la "Modernizzazione del settore pesca e dell'acquacoltura".

In particolare l'art. 12 di tale Decreto specifica le misure di conservazione e gestione delle risorse ittiche, fondate principalmente sulla regolamentazione dei sistemi di pesca, tempi di pesca, caratteristiche tecniche delle imbarcazioni e degli attrezzi di pesca, delle aree di pesca e dei quantitativi.

Per questo motivo le Zone di Ripopolamento Marine non sono classificabili come aree marine e costiere a qualsiasi titolo protette per scopi di tutela ambientale ma piuttosto sono zone nelle quali vengono create le condizioni atte a favorire il ripopolamento delle specie ittiche.

Come si evince dall'**Allegato 4.3**, da informazioni reperite presso la Capitaneria di Porto di Porto Empedocle e l'Ufficio Circondariale Marittimo di Licata, nel tratto di mare prospiciente l'area di progetto sono presenti diverse Zone Marine di Ripopolamento ittico, la più vicina delle quali si trova a circa 21,8 km a Nord-Est del Pozzo esplorativo Lince 1. Pertanto, non si prevedono interferenze tra le attività in progetto e tali aree.

 eni S.p.A. Exploration & Production Division	Data Giugno 2014	SIME_AMB_01_13 Studio di Impatto Ambientale Pozzo esplorativo "Lince 1"	Capitolo 2 Pag. 78 di 86
---	------------------------	---	--------------------------------

2.7.4 Zone marine e costiere interessate da Siti della Rete Natura 2000 (Siti di Importanza Comunitaria, Zone di Protezione Speciale)

La "Rete Natura 2000" fa riferimento alla rete ecologica europea costituita da un sistema coerente e coordinato di particolari zone di protezione nelle quali è prioritaria la conservazione della diversità biologica presente, con particolare riferimento alla tutela di determinate specie animali e vegetali rare e minacciate a livello comunitario e degli habitat di vita di tali specie. La Rete Natura 2000 si compone di:


- "Siti di Importanza Comunitaria (pSIC)", individuati ai sensi della Direttiva 92/43/CEE del 21 maggio 1992, denominata Direttiva "Habitat", relativa alla conservazione degli habitat naturali e seminaturali di notevole interesse ambientale, della flora e della fauna selvatica. Questi siti vengono proposti dal Ministero dell'Ambiente alla Commissione Europea per il riconoscimento di "Zone Speciali di Conservazione (ZSC)";
- "Zone di Protezione Speciale (ZPS)", individuate ai sensi della Direttiva 79/409/CEE del 2 aprile 1979, denominata Direttiva "Uccelli", concernente la conservazione degli uccelli selvatici e di specie ornitologiche di interesse comunitario.

Nei siti SIC e ZPS deve essere garantita la conservazione di habitat, biotopi ed emergenze naturalistiche endemiche. In Italia la Direttiva 79/409/CEE è stata recepita con Legge n. 157 dell'11/02/1992, *Norme per la protezione della fauna selvatica omeoterma e per il prelievo venatorio*, successivamente modificata dalla Legge 4 giugno 2010, n. 96 Art 42, *Modifiche alla legge 11 febbraio 1992, n. 157, recante norme per la protezione della fauna selvatica omeoterma e per il prelievo venatorio in attuazione della direttiva 2009/147/CE*. La Rete Natura 2000 è stata istituita con Decreto del Presidente della Repubblica n. 357 del 08/09/1997, *Regolamento recante attuazione della direttiva 92/43/CEE relativa alla conservazione degli habitat naturali e seminaturali, nonché della flora e della fauna selvatiche*, emanato in recepimento della Direttiva 92/43/CEE e modificato con DPR n. 120/2003. Nel tratto di mare interessato dalle attività in progetto non sono presenti Siti della Rete Natura 2000, invece, lungo la costa siciliana prospiciente il tratto di mare in cui sarà realizzato il Pozzo esplorativo Lince 1 sono presenti i Siti elencati di seguito (da Est a Ovest):

- **SIC ITA040010 - Litorale di Palma di Montechiaro** a circa km 31 (16,7 miglia marine) dal pozzo esplorativo Lince 1;
- **SIC ITA050011 - Torre Manfredia** a circa km 30,6 (16,5 miglia marine) dal pozzo esplorativo Lince 1 (il SIC coincide in parte con la ZPS ITA050012 Torre Manfredia, Biviere e Piana di Gela);
- **ZPS ITA050012 - Torre Manfredia, Biviere e Piana di Gela** a circa 37,7 km (20,3 miglia marine) dal pozzo esplorativo Lince 1
- **SIC ITA050001 - Biviere e Macconi di Gela** a circa 39,1 km (21,1 miglia marine) dal pozzo esplorativo Lince 1 (il SIC coincide in parte con la ZPS ITA050012 Torre Manfredia, Biviere e Piana di Gela);
- **SIC ITA080004 – Punta Braccetto, Contrada Cammarana** a circa 47,9 km (25,8 miglia marine) dal pozzo esplorativo Lince 1.
- **SIC ITA080001 – Foce del Fiume Irminio** a circa 62,1 km (33,5 miglia marine) dal pozzo esplorativo Lince 1;
- **SIC ITA080010 – Fondali Foce del Fiume Irminio** a circa 62,7 km (33, 8 miglia marine) dal pozzo esplorativo Lince 1.

Pertanto, la verifica eseguita, come si evince dalla cartografia riportata in **Allegato 2.1**, ha evidenziato che l'area in cui sarà realizzato il Pozzo esplorativo Lince 1 è posta esternamente al limite delle 12 miglia generato dai suddetti Siti tutelati.

Per una descrizione delle aree ZPS e SIC presenti sulla costa si rimanda al **Capitolo 4**.

 eni S.p.A. Exploration & Production Division	Data Giugno 2014	SIME_AMB_01_13 Studio di Impatto Ambientale Pozzo esplorativo "Lince 1"	Capitolo 2 Pag. 79 di 86
---	------------------------	---	--------------------------------

2.7.5 Zone marine e costiere interessate da "Important Bird Area" (IBA)

Il progetto *Important Bird Area* (IBA) è stato realizzato da BirdLife International, una rete che raggruppa numerose associazioni ambientaliste dedicate alla conservazione degli uccelli.

Le IBA sono luoghi che sono stati identificati in tutto il mondo, sulla base di criteri omogenei, come siti prioritari per l'avifauna.

Una zona viene individuata come IBA se ospita percentuali significative di popolazioni di specie rare o minacciate oppure se ospita eccezionali concentrazioni di uccelli di altre specie.

Con la sentenza C – 3/96 del 19/05/98, la Corte di Giustizia Europea ha riconosciuto l'inventario IBA quale riferimento per valutare l'adeguatezza delle reti nazionali di Zone di Protezione Speciale (ZPS), cui applicare gli obblighi di conservazione previsti dalla Direttiva Uccelli (Direttiva 79/409/CEE).

Il primo inventario delle IBA italiane è stato pubblicato nel 1989 ed è stato seguito nel 2000 da un secondo inventario più esteso. Attualmente, grazie alla collaborazione tra LIPU e Direzione per la Conservazione della Natura del Ministero Ambiente, sono stati realizzati la completa mappatura dei siti in scala 1:25.000, l'aggiornamento dei dati ornitologici ed il perfezionamento della coerenza dell'intera rete.


Oggi in Italia sono state identificate 172 IBA che ricoprono una superficie terrestre complessiva di 4.987.118 ettari: il 31,5% dell'area complessiva delle IBA risulta designata come ZPS, mentre un ulteriore 20% è proposto come SIC.

Lungo la costa prospiciente il tratto di mare in cui saranno realizzate le attività in progetto, a circa 28,7 km (circa 15,5 miglia marine) di distanza dal Pozzo esplorativo Lince 1, è presente l'**IBA 166 Biviere e Piana di Gela**, la cui area ricade parte sulla costa e parte in mare (cfr. **Allegato 2.2**).

Pertanto, considerando la distanza, non si prevedono interferenze delle attività in progetto e con il sito IBA.

Inoltre, secondo le informazioni reperite dal Ministero dell'Ambiente e della Tutela del territorio e del mare, le aree IBA non generano la fascia di rispetto di 12 miglia definita dal D.Lgs. 152/06 e s.m.i..

Per la descrizione del suddetto sito IBA si rimanda al **Capitolo 4**.

 eni S.p.A. Exploration & Production Division	Data Giugno 2014	SIME_AMB_01_13 Studio di Impatto Ambientale Pozzo esplorativo "Lince 1"	Capitolo 2 Pag. 80 di 86
---	------------------------	---	--------------------------------

2.7.6 Aree tutelate ai sensi del D.Lgs. 42/2004 e s.m.i.


In alcuni tratti della costa prospiciente il tratto di mare interessato dalle attività in progetto sono presenti aree di notevole interesse pubblico e aree sottoposte a vincolo paesaggistico tutelate ai sensi del D.Lgs. 42/2004 e s.m.i. (Fonte: Portale Sitap del Ministero dei Beni e delle Attività Culturali).

Le **aree ritenute di notevole interesse pubblico**, così come definite dall'art. 136 del D.Lgs. 42/2004 e s.m.i., che si estendono fino alla costa sono elencate di seguito e individuate nella seguente **Figura 2-42**:

- cod. vincolo 190007 - Zona di Falconara caratterizzata dallo svolgimento morfologico delle masse del paesaggio con le emergenze del massiccio fabbricato del Castello e del Monte di Poggio Lungo (legge istitutiva: L.1497/39 A1);
- cod. vincolo 190009 - Zona di Manfreda caratterizzata da poderi mediterranei luogo ricco di leggende con vegetazione arbustiva (legge istitutiva: L.1497/39);
- cod. vincolo 190010 - Zona del lago di Biviere, ultimo resto della palude caratterizzato da rive fatte di canneti e con qualche isolotto rifugio di ricchissima avifauna in comune di Gela (legge istitutiva: L.1497/39 A1);
- cod. vincolo 195007 – Tratto di costa di Contrada Branco Piccola, sita nel Comune di Ragusa (legge istitutiva: L.1497/39 A1);
- cod. vincolo 190113 - Zona di Punta Braccetto nel Comune di Ragusa sita a valle della strada Punta Braccetto, ha notevole interesse pubblico in quanto offre peculiari quadri naturali con macchia mediterranea (legge istitutiva: L.1497/39).



Figura 2-42: estratto Cartografia SITAP – aree vincolate ai sensi del D.Lgs. 42/04 art. 136 (Fonte: portale SITAP – Ministero dei Beni e delle Attività Culturali)

 eni S.p.A. Exploration & Production Division	Data Giugno 2014	SIME_AMB_01_13 Studio di Impatto Ambientale Pozzo esplorativo "Lince 1"	Capitolo 2 Pag. 81 di 86
---	------------------------	---	--------------------------------

Inoltre, lungo il tratto di costa di interesse sono presenti anche le seguenti **aree di interesse paesaggistico** così come definite dall'art. 142, comma 1 del D.Lgs. 42/2004 e s.m.i. (**Figura 2-43**):

- lettera g) *territori coperti da boschi e da foreste, ancorché percorsi o danneggiati dal fuoco, e quelli sottoposti a vincolo di rimboschimento;*
- lettera i) *zone umide incluse nell'elenco previsto dal Decreto del Presidente della Repubblica del 13/03/1976, n.448 (Zona umida del Biviere di Gela, ubicata a circa 1,2 km dalla costa).*

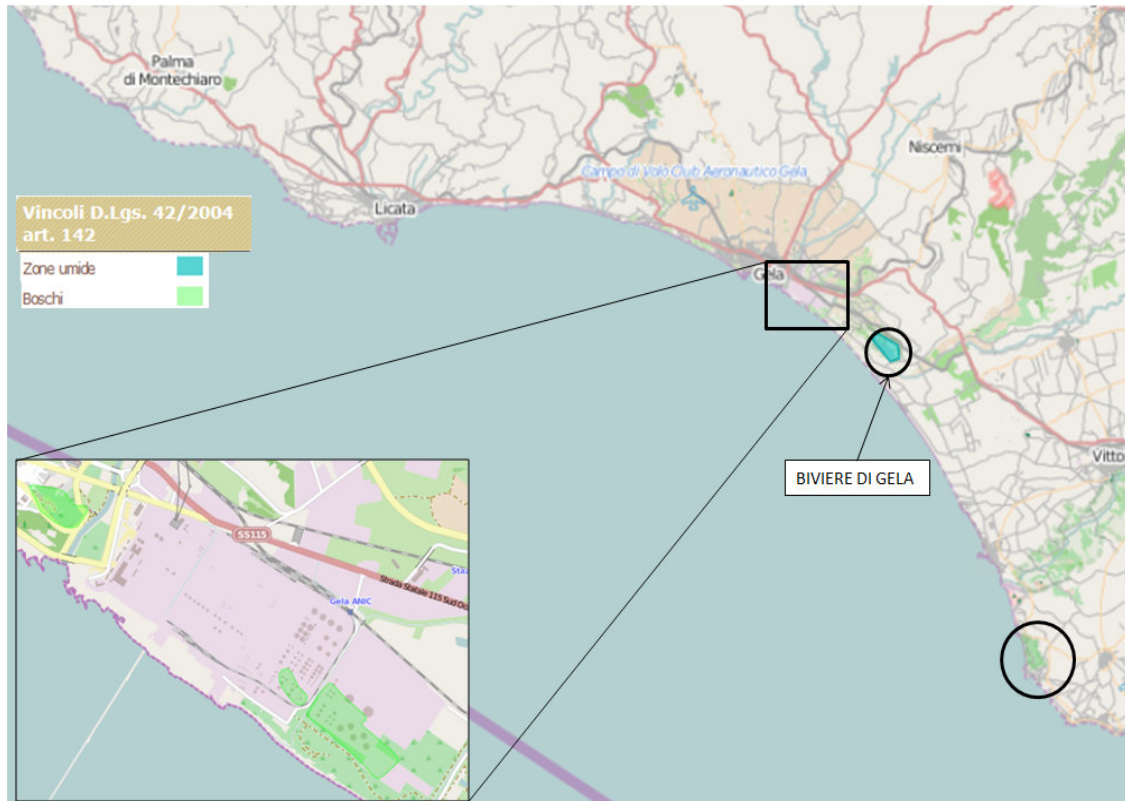


Figura 2-43: estratto Cartografia SITAP – aree vincolate ai sensi del D.Lgs. 42/04 art. 142 (Fonte: portale SITAP – Ministero dei Beni e delle Attività Culturali)

Le aree di notevole interesse pubblico e le aree sottoposte a vincolo paesaggistico citate sono presenti unicamente sulla costa e, pertanto, considerando che il Pozzo esplorativo Lince 1 sarà realizzato a una distanza minima dalla costa di circa 24 km (13 miglia nautiche – punto di costa più vicino corrispondente al litorale di Licata), non si prevede alcuna interferenza con le attività in progetto.

Inoltre, secondo le informazioni reperite dal Ministero dell'Ambiente e della Tutela del territorio e del mare tali aree non generano la fascia di rispetto di 12 miglia.



2.7.6.1 Zone archeologiche

Le aree di interesse archeologico e storico architettonico sono Beni Culturali tutelati ai sensi degli artt. 10 e 11 del D.Lgs. 42/2004 e s.m.i. e quindi sono tutelate per legge.

Riguardo i beni archeologici sommersi, la Capitaneria di Porto di Gela con Ordinanza n.01/2012 del 26/01/2012 ha individuato un' **Area Marina di Tutela Archeologica** in Località Bulala del Comune di Gela (cfr. **Figura 2-44**), delimitata dalle coordinate riportate nella successiva **Tabella 2-9**.

Si precisa, inoltre, che all'interno della stessa Area Marina di Tutela Archeologica è definita una **Zona di Tutela Integrale** costituita dallo specchio d'acqua compreso tra il tratto di costa delimitato dai punti A e B e la batimetrica dei 2 metri.

Tabella 2-9: coordinate dei vertici dell'Area Marina di Tutela Archeologica (WGS 84)

Vertice	Φ lat	Λ long	Vertice	Φ lat	Λ long
A	37°02'25,4143" N	14°17'22,9574" E	C	37°02'02,3708" N	14°16'58,2209" E
B	37°00'04,8545" N	14°20'18,4388" E	D	36°59'43,0140" N	14°19'51,6045" E

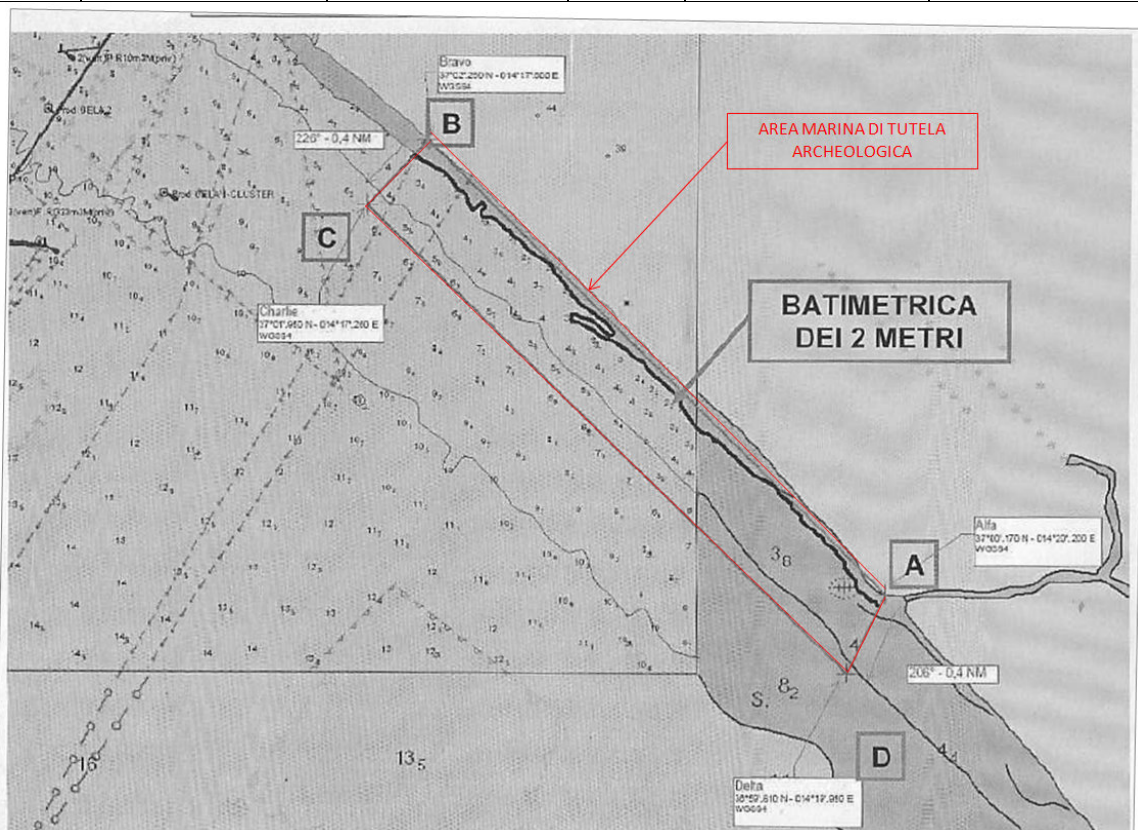



Figura 2-44: aree di interdizione per la tutela dei beni archeologici sommersi (Fonte: estratto Ordinanza n. 01/2012, Capitaneria di Porto di Gela)

In quest'area, al fine di salvaguardare il patrimonio archeologico rilevato, sono vietate:

- il transito, la sosta e l'ancoraggio di qualsiasi unità navale;
- la pesca professionale e sportiva svolta con qualsiasi sistema (fatti salvi alcuni casi particolari);
- l'immersione subacquea in apnea e con bombole;
- qualsiasi altra attività in superficie o in immersione non autorizzata.


 eni S.p.A. Exploration & Production Division	Data Giugno 2014	SIME_AMB_01_13 Studio di Impatto Ambientale Pozzo esplorativo "Lince 1"	Capitolo 2 Pag. 83 di 86
---	------------------------	---	--------------------------------

Come si evince dalla cartografia riportata in **Allegato 2.2**, considerando che l'area in cui sarà realizzato il Pozzo esplorativo Lince 1 dista circa 38,8 km (20,9 miglia nautiche) dalla suddetta Area Marina di Tutela Archeologica, non si prevede alcuna interferenza con le attività in progetto.

Inoltre, in merito lungo il tratto di costa prospiciente l'area in cui saranno realizzate le attività sono presenti le seguenti Aree Archeologiche:

- *il parco archeologico terracqueo di Kamarina*, che sorge sulla costa a circa 30 km da Ragusa, vicino alla frazione balneare di Scoglitti. Si tratta dei resti di un'antica colonia greca di cui rimangono da visitare le fondamenta dell'agorà e la casa dell'altare. Annesso al sito vi è un piccolo museo che contiene, tra le altre cose, reperti recuperati durante scavi subacquei nel mare di Kamarina, i resti del tempio di Atena, una collezione di anfore e vari reperti riferibili alla vita dell'abitato;
- *l'area archeologica di Kaucana*, che si trova nella fascia costiera tra Punta Secca e Marina di Ragusa. Il sito è una delle aree archeologiche più importanti della provincia di Ragusa e, per quanto riguarda il periodo storico della dominazione bizantina, uno dei più importanti siti siciliani. In particolare, si trattava di un importante ancoraggio commerciale, attivo soprattutto tra il IV ed il VII secolo d.C..

Tuttavia, considerando che l'area in cui sarà realizzato il Pozzo esplorativo Lince 1 dista circa 47,6 km (25,7 miglia nautiche) da Scoglitti e circa 54,4 km (29,3 miglia nautiche) da Punta Secca, non si prevede alcuna interferenza con le attività in progetto.

 eni S.p.A. Exploration & Production Division	Data Giugno 2014	SIME_AMB_01_13 Studio di Impatto Ambientale Pozzo esplorativo "Lince 1"	Capitolo 2 Pag. 84 di 86
---	------------------------	---	--------------------------------

2.7.7 Siti di Interesse Nazionale (SIN)

Lungo la costa di Gela, in corrispondenza della zona in cui è ubicata la Raffineria, è presente il **"Sito di Interesse Nazionale di Gela e Priolo"**, individuato ai sensi della Legge n.426 del 9/12/1998 *"Nuovi interventi in campo ambientale"*, art. 1, comma 4, lett. c) in quanto classificato come area *"ad alto rischio ambientale"* ai fini dell'inquinamento del suolo.

Tale sito, che attualmente rientra nel processo di caratterizzazione ambientale e successiva bonifica, è un importante polo industriale (megasito-multisocietario), insiste interamente sul territorio comunale di Gela e interessa sia aree di proprietà privata che aree di proprietà pubblica.

La sua perimetrazione, stabilita con D.M. 10/01/2000 (cfr. **Figura 2-45**), comprende circa 500 ha di aree a terra (raffigurata in rosso) e circa 4.600 ha di aree marine, dalla foce del Torrente Gattano a quella del Torrente Acate-Dirillo (raffigurata in azzurro).

In particolare, le aree marine si estendono in mare fino a circa 3 km dalla costa e, pertanto, considerando che il Pozzo esplorativo Lince 1 sarà ubicato a circa 38,6 km (20,8 miglia marine) dalla costa di Gela non si prevedono interferenze con le attività in progetto.

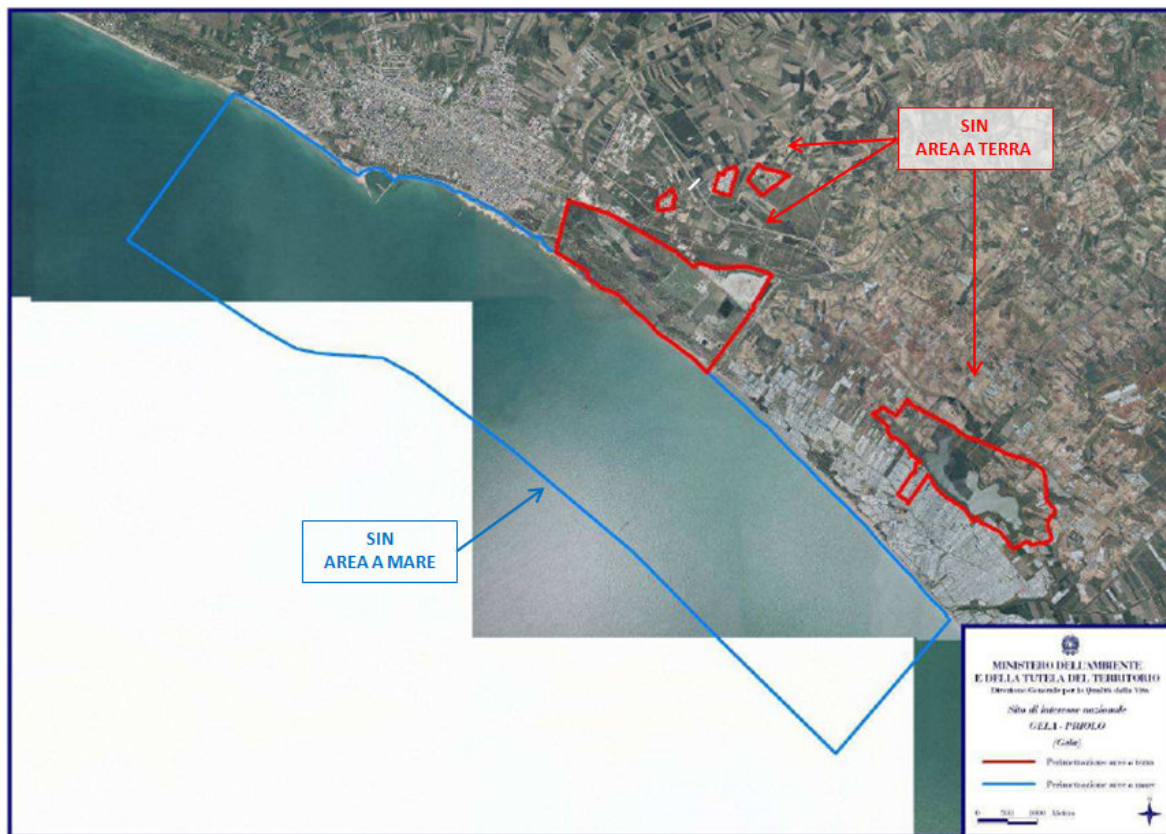



Figura 2-45: perimetrazione SIN di Gela di cui al D.M. 10/01/2000 (fonte: piano di gestione del distretto idrografico della Sicilia, Marzo 2010)

 eni S.p.A. Exploration & Production Division	Data Giugno 2014	SIME_AMB_01_13 Studio di Impatto Ambientale Pozzo esplorativo "Lince 1"	Capitolo 2 Pag. 85 di 86
---	------------------------	---	--------------------------------

2.8 VERIFICA DELLA COERENZA CON GLI STRUMENTI NORMATIVI VIGENTI

Come già anticipato nei paragrafi precedenti, il Pozzo esplorativo Lince 1 sarà realizzato a una distanza di circa 24 km (13 miglia nautiche) dalla costa (distanza minima dalla costa corrispondente al litorale di Licata).

Dall'analisi della legislazione vigente, si evince che il progetto risulta pienamente coerente con i contenuti della normativa analizzata, in particolare:

- con i provvedimenti di carattere strategico in ambito energetico (Nuova Strategia Energetica Nazionale), in quanto il progetto contribuirebbe alla riduzione della dipendenza dell'Italia dagli approvvigionamenti provenienti dall'estero, grazie allo sfruttamento del giacimento "Lince";
- con i provvedimenti di tipo ambientale mirati alla riduzione dell'emissione di gas serra in atmosfera, in quanto lo sfruttamento del giacimento costituirebbe un incentivo all'utilizzo del gas naturale come fonte preferenziale di energia con conseguente riduzione delle emissioni di CO₂ in accordo agli obiettivi di Kyoto;
- con le principali disposizioni normative da applicare durante le varie fasi del progetto stesso;
- con i vincoli di cui all'art. 6, comma 17 della Parte Seconda del D.Lgs. 152/2006 e s.m.i. in quanto il Pozzo esplorativo Lince 1 non sarà realizzato all'interno del perimetro di aree marine e costiere a qualsiasi titolo protette e sarà ubicato oltre le dodici miglia dalla linea di costa e dal perimetro esterno delle suddette aree marine e costiere protette.

Nell'ottica di trattare gli effetti ambientali di un progetto su vasta scala, e non in modo circoscritto all'area interessata dalle operazioni, i potenziali impatti riconducibili al progetto in esame verranno analizzati nella loro complessità, considerando tutti i comparti ambientali interessati.

2.9 LA POLITICA HSE DI ENI S.P.A. - DIVISIONE E&P

eni s.p.a.– divisione e&p (Unità operante in Italia) è dotata, per la gestione delle problematiche ambientali, di un Sistema di Gestione Integrato (SGI) che assicura che tutte le attività di estrazione e stoccaggio di idrocarburi siano svolte secondo principi di salvaguardia dell'ambiente e della salute e sicurezza nel rispetto delle disposizioni vigenti, e di ricerca continua del miglioramento delle prestazioni. Di seguito si fornisce:


- una descrizione del Sistema di Gestione Integrato (SGI);
- una descrizione della Certificazione ISO 14001 e OHSAS 18001

2.9.1 *Sistema di Gestione Integrato HSE (Salute, Sicurezza, Ambiente e Incolumità Pubblica)*

Il Distretto Meridionale (in forma abbreviata DIME), che riferisce alla Regione Sud Europa (RESU) di eni divisione exploration & production (div. e&p), opera sul territorio italiano e mantiene un Sistema di Gestione Integrato HSE (SGI), finalizzato a garantire l'applicazione della Politica in materia di Salute, Sicurezza, Ambiente, Incolumità Pubblica (che comprende la prevenzione degli incidenti rilevanti), Qualità e Radioprotezione.

La parte ambientale del SGI è stata sviluppata in conformità ai requisiti previsti dalla norma ISO 14001.

Le parti relative alla sicurezza (intesa sia come sicurezza del lavoro che come sicurezza industriale e prevenzione degli incidenti rilevanti) e alla salute sono state sviluppate in conformità ai requisiti previsti dalla norma OHSAS 18001. La parte relativa alla qualità è stata sviluppata in conformità ai requisiti previsti dalla norma ISO 9001.

 eni S.p.A. Exploration & Production Division	Data Giugno 2014	SIME_AMB_01_13 Studio di Impatto Ambientale Pozzo esplorativo "Lince 1"	Capitolo 2 Pag. 86 di 86
---	------------------------	---	--------------------------------

In forma schematica, la struttura documentale del SGI di DIME può essere così rappresentato (cfr. **Figura 2-46**).

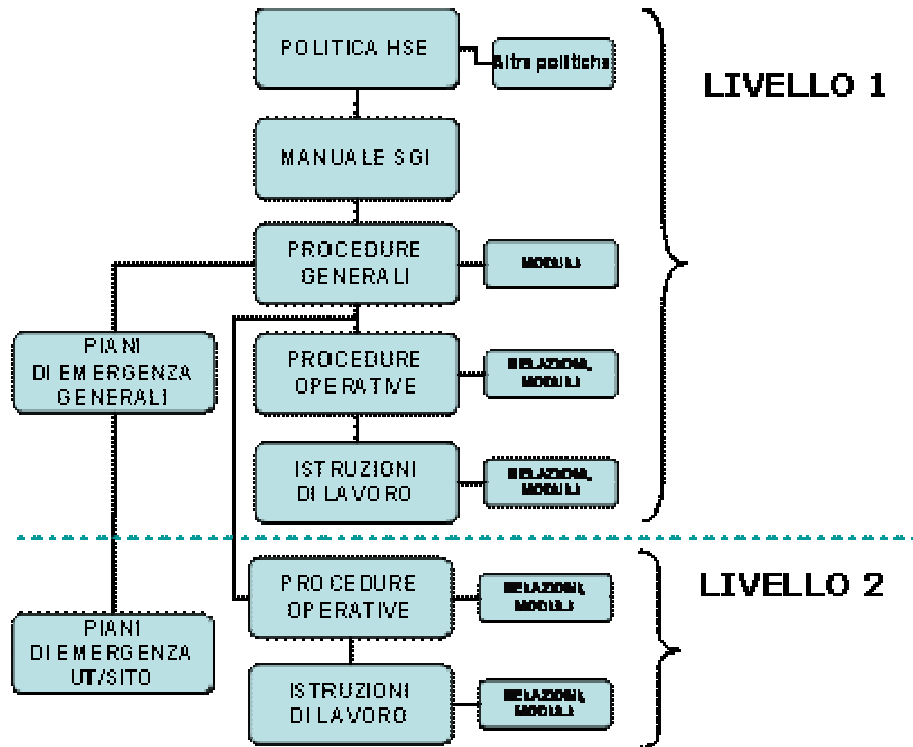


Figura 2-46: struttura documentale del SGI di DIME

La dichiarazione di intenti e di impegni specifici del Sistema di Gestione Integrato HSE, nota come Politica HSE, sottoscritta da DIME è riportata in **Appendice 1**.

2.9.2 Certificazioni ISO 14001 e OHSAS 18001

Le Certificazioni Ambientale, ai sensi della norma ISO 14001, e di Salute e Sicurezza sul luogo di lavoro, ai sensi della norma OHSAS 18001, ottenute dal Distretto Meridionale, attestano come DIME sia in possesso di un Sistema di Gestione Integrato che rispetta i requisiti ambientali e di salute e sicurezza sul luogo di lavoro dettati dalle norme ISO 14001:2004 e OHSAS 18001:2007.

In **Appendice 2** sono riportati i certificati, rilasciati dall'ente di certificazione, che sottopone l'Organizzazione a verifiche semestrali.