

ENI DIVISIONE **EXPLORATION & PRODUCTION**



Doc. SIME_AMB_01_07

STUDIO DI IMPATTO
AMBIENTALE

Pozzo esplorativo "VELA 1"
Permesso di ricerca G.R 14.AG
Canale di Sicilia - Zona "G"


Capitolo 2: Quadro di riferimento Programmatico

Marzo 2013

 eni S.p.A. Exploration & Production Division	Data Marzo 2013	Doc. SIME_AMB_01_07 Studio di Impatto Ambientale Pozzo esplorativo "VELA 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>	6
2.1.3	<i>Situazione Italiana</i>	9
2.2	NORMATIVA INTERNAZIONALE DI SETTORE	22
2.2.1	<i>Convenzione delle Nazioni Unite sul Diritto del Mare</i>	23
2.2.2	<i>Convenzione di Barcellona</i>	24
2.2.3	<i>Convenzione di Londra (MARPOL 73/78)</i>	27
2.2.4	<i>Convenzioni internazionali sugli sversamenti di idrocarburi (OPRC, CLC e IOPC)</i>	28
2.2.5	<i>Protocollo di Kyoto</i>	28
2.3	NORMATIVA EUROPEA DI SETTORE	29
2.3.1	<i>Norme Europee per il mercato interno del gas – Direttiva 2003/55/CE</i>	29
2.3.2	<i>Tutela della sicurezza e della salute dei lavoratori nelle industrie estrattive</i>	30
2.3.3	<i>Tutela della sicurezza e delle attività offshore di prospezione, ricerca e produzione nel settore degli idrocarburi</i>	31
2.3.4	<i>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)</i>	32
2.3.5	<i>Condizioni di rilascio e di esercizio delle autorizzazioni alla prospezione, ricerca e coltivazione di idrocarburi - Direttiva 94/22/CE</i>	33
2.3.6	<i>Traffico Marittimo</i>	33
2.4	NORMATIVA NAZIONALE E REGIONALE DI SETTORE	35
2.4.1	<i>Piano Energetico Nazionale</i>	35
2.4.2	<i>Piano Energetico Ambientale Regione Sicilia (PEARS)</i>	38
2.4.3	<i>Carbon Tax</i>	40
2.4.4	<i>Delega al Governo in materia di infrastrutture ed insediamenti produttivi strategici</i>	41
2.4.5	<i>Legge 23 Agosto 2004, n. 239 (Legge Marzano)</i>	41
2.4.6	<i>Legge 23 Luglio 2009, n. 99</i>	43
2.4.7	<i>Decreto Ministeriale 4 Marzo 2011 e Decreto Direttoriale 22 Marzo 2011</i>	45
2.5	PRINCIPALI STRUMENTI NORMATIVI	46
2.5.1	<i>Regio Decreto 29 Luglio 1927 n. 1443</i>	50
2.5.2	<i>Decreto del Presidente della Repubblica 24 Maggio 1979, n. 886 (coord. al D.Lgs. 624/96)</i>	51
2.5.3	<i>Decreto Legislativo 25 Novembre 1996, n. 624</i>	53
2.6	NORMATIVA PER LA TUTELA DELL'AMBIENTE MARINO	53
2.7	IL REGIME VINCOLISTICO SOVRAORDINATO	55
2.7.1	<i>Aree Naturali Protette</i>	56
2.7.2	<i>Zone marine di tutela biologica (Legge 963/1965 e s.m.i.) e Zone marine di ripopolamento (ex Legge 41/82)</i>	63
2.7.3	<i>Zone marine e costiere interessate da Siti della Rete Natura 2000 (Siti di Importanza Comunitaria, Zone di Protezione Speciale)</i>	64
2.7.4	<i>Zone marine e costiere interessate da "Important Bird Area" (IBA)</i>	65
2.7.5	<i>Aree tutelate ai sensi del D.Lgs. 42/2004 e s.m.i.</i>	66
2.7.6	<i>Siti di Interesse Nazionale (SIN)</i>	68
2.7.7	<i>Zonizzazione sismica</i>	69
2.8	VERIFICA DELLA COERENZA CON GLI STRUMENTI NORMATIVI VIGENTI	71

 eni S.p.A. Exploration & Production Division	Data Marzo 2013	Doc. SIME_AMB_01_07 Studio di Impatto Ambientale Pozzo esplorativo “VELA 1”	Capitolo 2 Pag. ii
---	-----------------------	---	-----------------------

2.9	LA POLITICA HSE DI ENI S.P.A. - DIVISIONE E&P	71
2.9.1	<i>Sistema di Gestione Integrato HSE (Salute, Sicurezza, Ambiente e Incolumità Pubblica)</i>	71
2.9.2	<i>Certificazioni ISO 14001 e OHSAS 18001</i>	72



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 territoriale, il sistema dei vincoli e delle tutele di carattere paesaggistico, archeologico e ambientale e le soluzioni prospettate dal Progetto "Vela 1".

Inizialmente viene riportata una ricognizione sulla situazione del mercato degli idrocarburi 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 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 effettuata presso gli Enti di competenza e sull'esame della documentazione reperibile a carattere nazionale, regionale e locale che ne comprenda il regime vincolistico e le ipotesi di sviluppo programmatico.

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 2011* (Energy Information Administration, Settembre 2011), anche se la recessione economica del 2008-2009 ha determinato un calo di quasi il 4% della domanda di gas naturale, le stime al 2035 prevedono una rapida crescita dei consumi di gas naturale nel mondo, con un tasso di crescita medio annuo pari all'1,6%.

In particolare, a livello mondiale, il consumo di gas naturale passerà da 110,7 trilioni di piedi cubi del 2008 a 168,7 trilioni di piedi cubi nel 2035 con un tasso di crescita che nei paesi non appartenenti all'OCSE sarà circa tre volte più veloce rispetto ai paesi dell'OCSE (cfr. **Figura 2-1**).

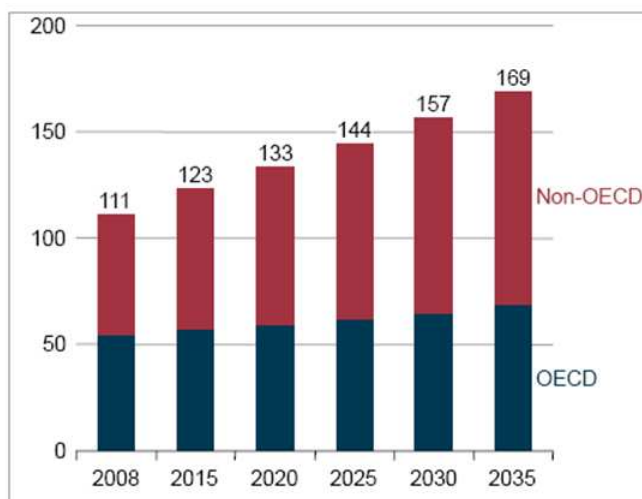



Figura 2-1: consumo di gas naturale nel mondo, periodo 2008 – 2035 (dati in trilioni di piedi cubi)

(Fonte: *International Energy Outlook 2011*)

Analizzando il consumo di gas naturale per le singole aree, le stime per il periodo 2008-2035 nei paesi membri dell'OCSE indicano un incremento medio annuo dello 0,9% per l'America (+0,5% Stati Uniti; +1,5% Canada; +3,4% Messico/ Cile) dello 0,7% per i paesi Europei (dovuto principalmente ad un aumento dei

	eni S.p.A. Exploration & Production Division	Data Marzo 2013	Doc. SIME_AMB_01_07 Studio di Impatto Ambientale Pozzo esplorativo "VELA 1"	Capitolo 2 Pag. 2 di 72
---	---	-----------------------	---	-------------------------------

consumi nel settore dell'energia elettrica) e di circa l'1% per i paesi Asiatici (+0,5% in Giappone; +0,6% in Sud Corea; +0,9% 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 e, 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 0,1% annuo, molto minore rispetto a quello previsto per altri paesi della stessa area in cui il consumo medio annuo aumenterà dello 0,4%.

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 il 35% dell'incremento totale nell'uso del gas naturale. In particolare, questi paesi arriveranno quasi a raddoppiare i loro consumi con un trend di consumo che aumenterà annualmente di circa il 3,9% tra il 2008 e il 2035.

Nelle figure seguenti si riportano le proiezioni dei consumi di gas naturale per il periodo 2008-2035 riportate all'interno dell'*International Energy Outlook 2011*.

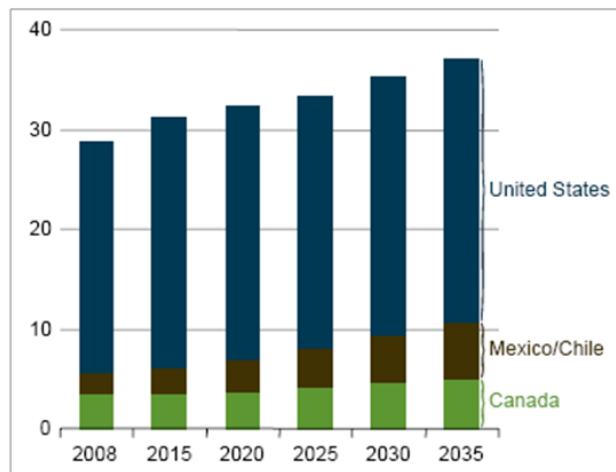


Figura 2-2: consumo di gas naturale in America nei paesi OCSE (dati in trilioni di piedi cubi) proiezione anni 2008 – 2035 (Fonte: International Energy Outlook 2011)

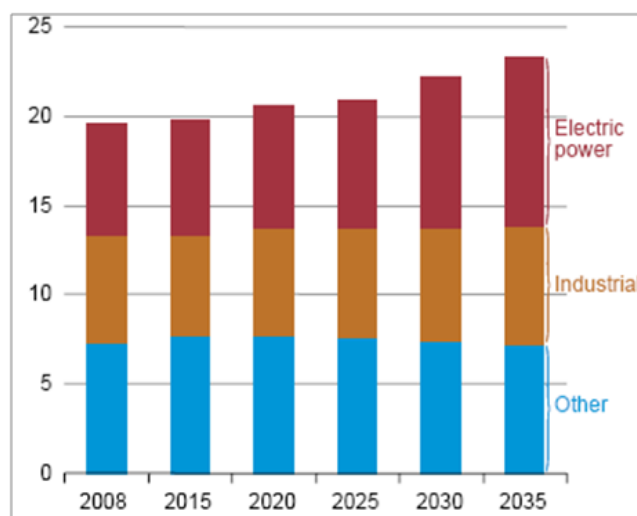


Figura 2-3: consumo di gas naturale e settore di utilizzo in Europa nei paesi OCSE (dati in trilioni di piedi cubi) proiezione anni 2008 – 2035 (Fonte: International Energy Outlook 2011)

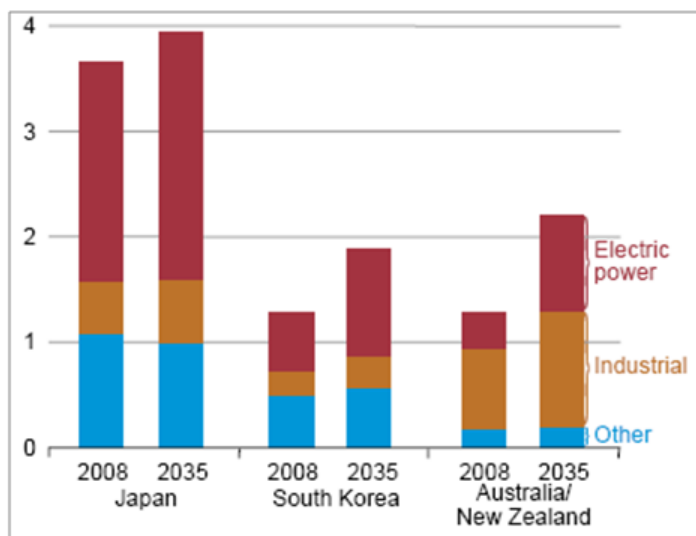


Figura 2-4: consumo di gas naturale e settore di utilizzo in Asia nei paesi OCSE (dati in trilioni di piedi cubi) proiezione anni 2008 – 2035 (Fonte: International Energy Outlook 2011)

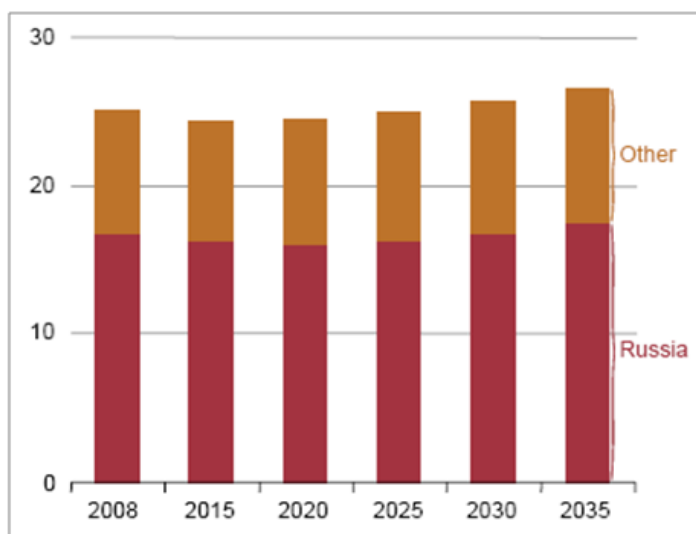


Figura 2-5: consumo di gas naturale nei paesi Europei ed Euroasiatici non OCSE (dati in trilioni di piedi cubi) proiezione anni 2008 – 2035 (Fonte: International Energy Outlook 2011)

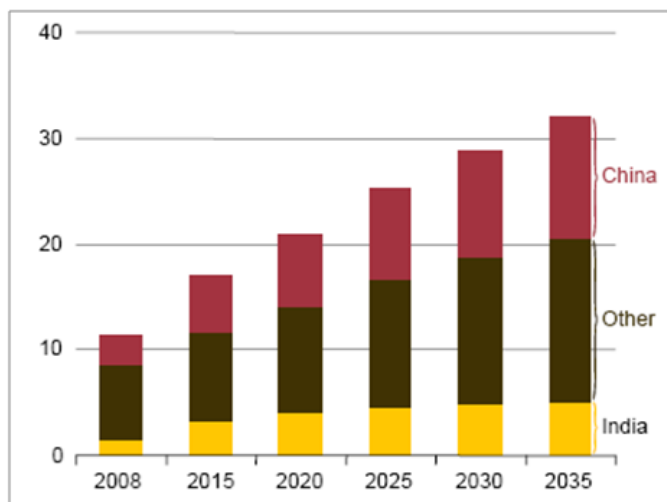


Figura 2-6: consumo di gas in Asia nei paesi non OCSE (dati in trilioni di piedi cubi) proiezione anni 2008 – 2035 (Fonte: International Energy Outlook 2011)

Infine, oltre quanto evidenziato dai grafici su riportati, l'*International Energy Outlook 2011* segnala che nel periodo compreso tra il 2008 e il 2035:

- in Medio Oriente il consumo di gas naturale crescerà con un tasso di crescita annua di circa il 2,7%;
- in Africa la richiesta di gas naturale per il settore elettrico e quello energetico crescerà e il consumo incrementerà passando da 3,6 trilioni di piedi cubi del 2008 a 9,1 trilioni di piedi cubi del 2035;
- 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 2,5% passando da 4,6 trilioni di piedi cubi del 2008 a 8,8 trilioni di piedi cubi del 2035

2.1.1.2 Produzione e riserve di gas naturale

Al fine di soddisfare la crescente domanda sopra delineata, secondo le stime riportate nell'*International Energy Outlook 2011* (Energy Information Administration, Settembre 2011) la produzione mondiale di gas naturale dovrebbe aumentare di 60 trilioni di piedi cubi nel periodo 2008 - 2035.

Nel periodo di riferimento, si prevede che la maggior parte dell'aumento dell'offerta proverrà dai paesi non appartenenti all'OCSE dai quali si stima che proverrà l'81% dell'aumento totale di riserve di gas. La produzione, infatti, in tali paesi crescerà mediamente del 2% all'anno (passando da 69 trilioni di piedi cubi nel 2008 a 117 trilioni di piedi cubi nel 2035), mentre la produzione nei paesi membri dell'OCSE crescerà solo dello 0,9% all'anno (passando da 41 trilioni di piedi cubi nel 2008 a 52 trilioni di piedi cubi nel 2035).

In particolare, come si evince dalla successiva **Figura 2-7**, il maggior incremento della produzione di gas naturale è atteso nei paesi del Medio Oriente (15,3 trilioni di piedi cubi) e nei paesi non appartenenti all'OCSE dell'Asia (11,8 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 10,7 trilioni di piedi cubi, pari a quasi un quinto dell'incremento totale nella produzione del gas del mondo.

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 2-8**).

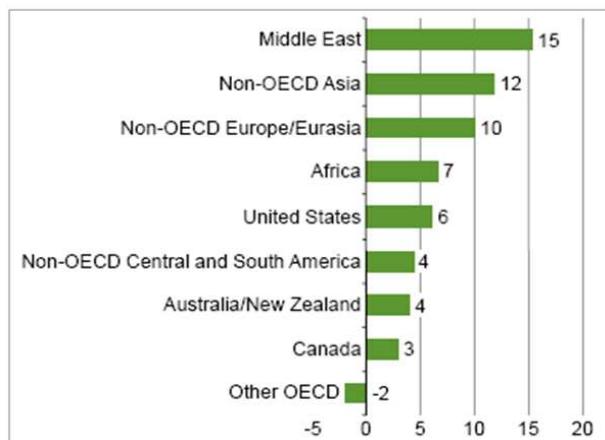


Figura 2-7: produzione di gas naturale nel mondo (dati in trilioni di piedi cubi), proiezione anni 2008 – 2035 (Fonte: International Energy Outlook 2011)

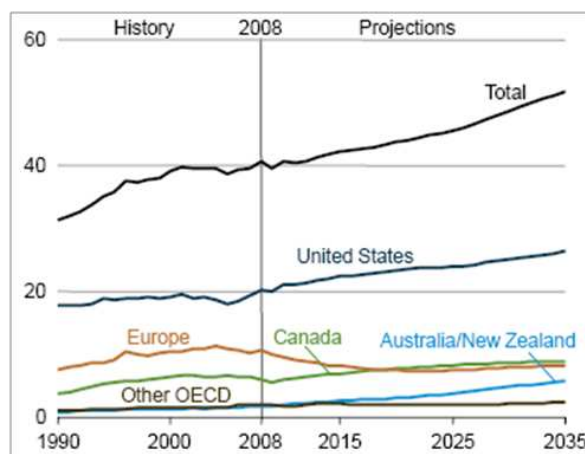


Figura 2-8: produzione di gas naturale paesi OCSE (trilioni di piedi cubi), proiezione anni 1990 – 2035 (Fonte: International Energy Outlook 2011)

Le riserve globali di gas naturale negli ultimi 20 anni sono cresciute di circa il 50%, superando, nello stesso periodo, l'aumento delle riserve di greggio. In particolare, come riportato da *Oil & Gas Journal*, al primo Gennaio 2011 le riserve mondiali di gas naturale sono stimate in circa 6.675 trilioni di piedi cubi, circa l'1% in più di quelle stimate per il 2010 (cfr. **Figura 2-9**).

Come per gli altri combustibili fossili, anche le riserve di gas naturale sono distribuite in modo non uniforme nel mondo e, attualmente, le maggiori riserve di gas naturale sono ubicate in Eurasia e Medio Oriente (cfr. **Figura 2-10**). In particolare, si stima che Russia, Iran e Qatar concentrino complessivamente circa il 54% 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.

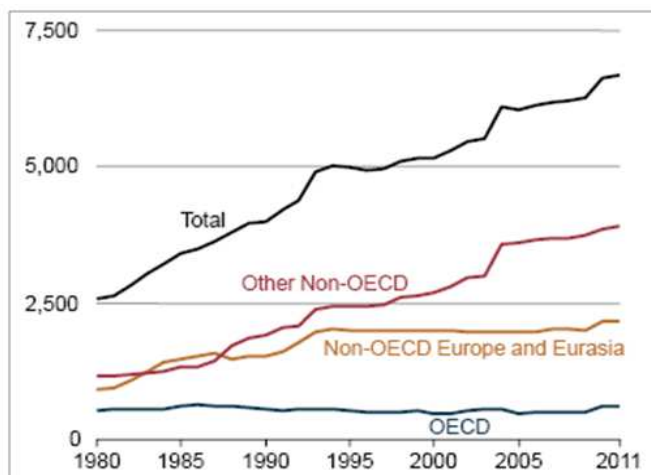


Figura 2-9: andamento delle riserve di gas naturale nel mondo negli ultimi 20 anni (dati in trilioni di piedi cubi) (Fonte: International Energy Outlook 2011)

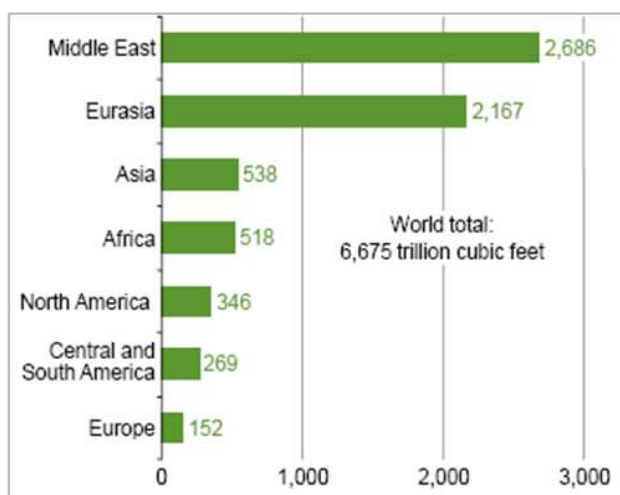


Figura 2-10: stima delle riserve di gas naturale per area geografica al 2011 (dati in trilioni di piedi cubi) (Fonte: International Energy Outlook 2011)

2.1.2 Situazione Europea

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

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.

Nel 2010, il consumo primario di energia in Europa (EU27) è cresciuto del 3% rispetto al 2009 raggiungendo una quota pari a circa 1.900 MTOE (cfr. **Figura 2-11**).

In particolare, circa un quarto del consumo di energia primaria è costituito dal gas naturale (480 MTOE) che, ad oggi, risulta essere la seconda fonte di energia primaria in Europa, coprendo quasi il 25% della produzione energetica (cfr. **Figura 2-12**).



MTOE-NCV	Oil	Solid Fossil Fuels	Natural Gas	Nuclear Electricity	Renewables*	Electricity net imports	Others	Total
AUSTRIA	12,9	2,3	8,1	0,0	9,7	0,2	0,0	33,2
BELGIUM	21,8	1,9	16,8	12,5	3,0	0,1	0,1	56,8
BULGARIA	4,2	6,6	2,3	3,5	1,5	0,0	0,0	18,0
CZECH REPUBLIC	9,0	18,0	8,5	7,3	2,6	-1,0	0,0	44,5
DENMARK	7,5	3,9	4,4	0,0	3,9	-0,1	0,3	19,9
ESTONIA	0,7	3,7	0,5	0,0	0,4	0,0	0,1	5,4
FINLAND	9,7	6,5	3,8	5,9	9,0	0,9	0,2	36,1
FRANCE	83,0	11,5	42,3	115,7	17,9	0,0	0,0	270,4
GERMANY	111,7	77,0	73,4	36,6	31,6	-1,5	6,6	335,4
GREECE	17,2	9,5	3,2	0,0	2,0	0,5	0,0	32,4
HUNGARY	6,8	2,8	9,7	4,1	2,0	0,4	0,1	25,9
IRELAND	7,4	2,0	4,7	0,0	0,7	0,0	0,0	14,8
ITALY	72,1	13,3	68,0	0,0	22,3	9,7	0,0	185,3
LATVIA	1,5	0,1	1,5	0,0	1,2	0,4	0,1	4,8
LITHUANIA	2,6	0,2	2,5	0,0	1,1	0,5	0,2	7,0
LUXEMBOURG	2,9	0,1	1,1	0,0	0,1	0,3	0,0	4,6
NETHERLANDS	31,0	7,6	39,2	0,9	2,1	0,5	2,0	83,3
POLAND	25,3	55,4	12,9	0,0	8,0	-0,1	0,0	101,5
PORTUGAL	11,8	2,8	4,2	0,0	4,8	0,4	0,0	24,0
ROMANIA	9,1	6,2	12,6	2,6	4,6	0,0	0,0	35,1
SLOVAKIA	3,4	3,5	4,7	3,8	1,0	0,1	0,5	17,0
SLOVENIA	2,5	1,5	1,0	1,5	0,9	-0,2	0,0	7,1
SPAIN	62,4	8,3	31,0	16,1	14,7	-0,7	0,0	131,8
SWEDEN	16,1	2,2	1,5	14,3	18,7	0,2	0,0	53,0
UNITED KINGDOM	75,0	31,3	84,6	13,9	8,2	0,2	0,2	213,4
EU	607,4	278,2	442,5	238,8	171,9	10,9	10,4	1 760,1
SWITZERLAND	12,7	0,2	3,0	6,6	4,6	0,0	1,3	28,4
TURKEY	28,7	34,4	35,1	0,0	12,7	0,0	0,0	110,9

*Renewables include hydro electricity domestically produced, biomass, wind solar and geothermal energy

Figura 2-11: consumo di energia primaria in Europa (EU 27) nel 2010 (Fonte: Statistical Report 2011 , Eurogas)

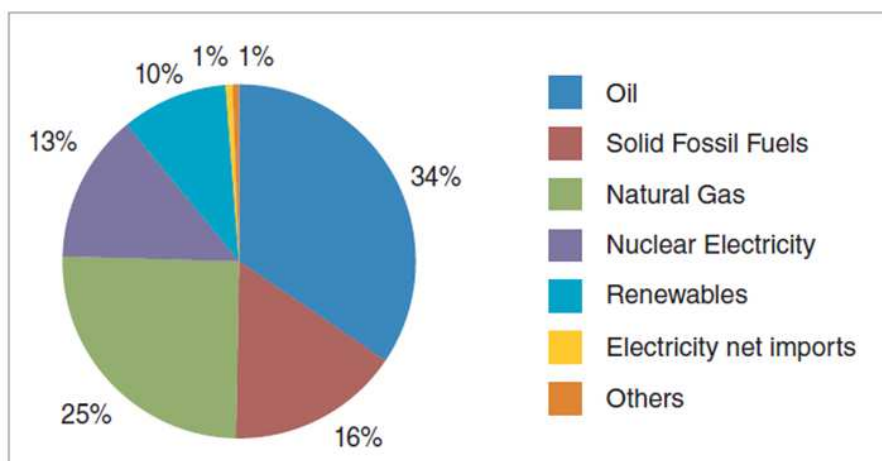


Figura 2-12: consumo primario di energia per fonte in Europa (EU 27) nel 2010 (Fonte: Statistical Report 2011 , Eurogas)

La domanda di gas naturale tra il 2009 e il 2010 è aumentata di circa il 7 %.

L'aumento dei consumi nel periodo di interesse è dovuto a una combinazione di fattori quali, il verificarsi di condizioni climatiche particolarmente avverse e, in parte, la leggera ripresa economica. In particolare, la domanda di gas naturale è aumentata di circa l'11% nel settore residenziale e di circa il 9% nel settore industriale (cfr. Figura 2-13).



Inoltre, anche il settore energetico ha giocato un ruolo importante nella crescita dei consumi totali con un aumento del 3% dovuto sia ad un aumento della domanda di elettricità (legata alla parziale ripresa economica) che all'utilizzo del gas in luogo di altri combustibili per la produzione di energia (**Figura 2-13**).

Infine, anche se il settore dei trasporti rappresenta solo lo 0,3% dei consumi totali di gas naturale, si segnala che nel 2010 i consumi in tale settore sono aumentati del 12% rispetto all'anno precedente (**Figura 2-13**).

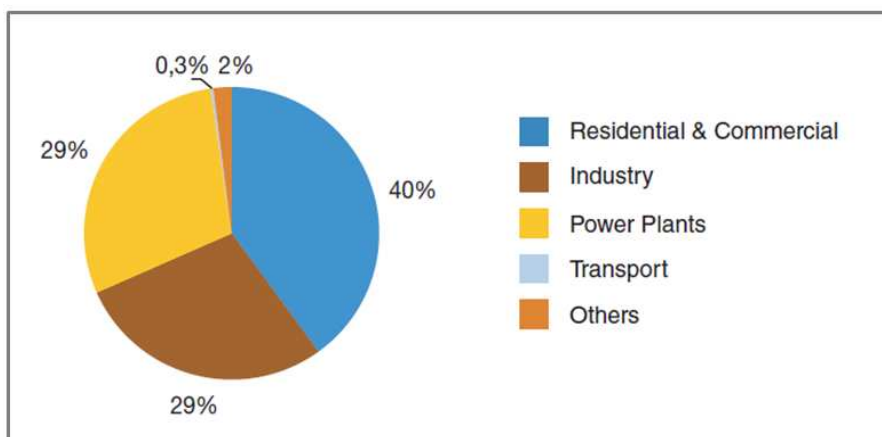


Figura 2-13: domanda di gas per settori nel 2010 (Fonte: Statistical Report 2011, Eurogas)

La produzione interna nel 2010 è cresciuta del 2% rispetto al 2009 e rimane la maggiore fonte di approvvigionamento a livello europeo (EU27), coprendo circa il 35% del totale; il restante quantitativo viene importato prevalentemente dalla Russia (22%), seguita da Norvegia (19%), Algeria (9%) e Qatar (7%).

La seguente **Figura 2-14** presenta una schematizzazione delle principali fonti di approvvigionamento dei Paesi dell'Unione Europea (EU27).

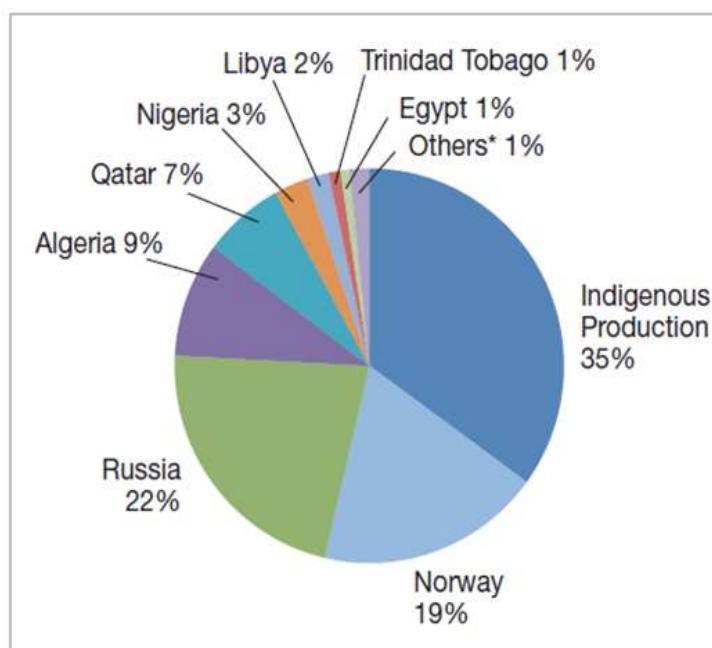



Figura 2-14: analisi delle fonti di approvvigionamento nei paesi EU27 nel 2010 (Fonte: Statistical Report 2011, Eurogas)

Secondo le stime Eurogas, nel primo semestre del 2011 rispetto allo stesso periodo del 2010, la domanda di gas in Europa è diminuita del 9% (circa 25 miliardi di metri cubi) .

 eni S.p.A. Exploration & Production Division	Data Marzo 2013	Doc. SIME_AMB_01_07 Studio di Impatto Ambientale Pozzo esplorativo "VELA 1"	Capitolo 2 Pag. 9 di 72
---	-----------------------	---	-------------------------------

La temperatura mite registrata nel primo semestre dell'anno rispetto al clima molto freddo dell'inizio del 2010 ha rappresentato il principale motivo di tale calo.

Inoltre, nello stesso periodo, le condizioni di mercato particolarmente vantaggiose hanno favorito un maggior consumo di carbone nel settore elettrico.

Nel settore industriale, non si sono verificate variazioni del consumo di gas rispetto al 2010. Infatti, sebbene la produzione industriale abbia mostrato segnali di ripresa parziale all'inizio del 2011, il clima mite del primo semestre 2011 ha controbilanciato questo effetto.

In futuro, Eurogas prevede che il gas naturale continuerà a svolgere un ruolo chiave nella fornitura di energia e la domanda riprenderà la sua crescita.

2.1.3 Situazione Italiana

2.1.3.1 Quadro Energetico Nazionale

L'analisi di seguito presentata, relativa alla situazione della domanda e dell'offerta di energia in Italia per l'anno 2011, è stata desunta dalla "*Relazione annuale sullo stato dei servizi e sull'attività svolta*", redatta dall'Autorità per l'Energia Elettrica e il Gas a Marzo 2012.

La bassa crescita del PIL italiano nel 2011 (+0,4%) è stata accompagnata da un calo del fabbisogno energetico primario del 2,1% (da 187,8 a 183,9 Mtep), che più di tutto riflette non l'andamento dell'economia o il risparmio di energia, ma l'effetto del clima assai mite, sia estivo sia invernale, soprattutto negli ultimi mesi dell'anno.

Come si può rilevare dal bilancio dell'energia primaria riportato in **Tabella 2-1**, l'andamento della domanda e dell'offerta è stato comunque molto variegato per settori e fonti, in funzione anche dell'impatto differenziato della crisi economico-finanziaria sui vari settori di produzione e consumo.


Tabella 2-1: bilancio energetico nazionale 2010-2011 (Fonte: Elaborazione AEEG su dati Ministero dello sviluppo economico)

	SOLIDI	GAS	PETROLIO	RINNOVABILI	ENERGIA ELETTRICA ^(A)	TOTALE
ANNO 2011						
1 Produzione	0,70	6,92	5,31	22,45	0,00	35,38
2 Importazione	14,79	57,63	90,19	2,18	10,42	175,22
3 Esportazione	0,21	0,10	26,36	0,16	0,38	27,20
4 Variazione scorte	-0,63	0,64	-0,52	0,02	0,00	-0,50
5 Disponibilità per il consumo interno (1+2-3-4)	15,93	63,81	69,67	24,45	10,04	183,89
6 Consumi e perdite del settore energetico	-0,31	-1,41	-5,82	-0,01	-41,85	-49,40
7 Trasformazione in energia elettrica	-11,86	-22,90	-3,65	-19,31	57,72	0,00
8 Totale impieghi finali (5+6+7)	3,75	39,51	60,20	5,13	25,91	134,49
- industria	3,66	12,67	4,71	0,23	10,57	31,83
- trasporti	0,00	0,72	39,33	1,30	0,91	42,25
- usi civili	0,00	25,50	3,67	3,46	13,95	46,59
- agricoltura	0,00	0,14	2,22	0,14	0,48	2,99
- sintesi chimica	0,09	0,48	6,85	0,00	0,00	7,42
- bunkeraggi	0,00	0,00	3,42	0,00	0,00	3,42
ANNO 2010						
1 Produzione	0,78	6,89	5,08	21,15	0,00	33,89
2 Importazione	14,60	61,72	97,00	1,83	10,12	185,26
3 Esportazione	0,25	0,12	29,24	0,11	0,40	30,11
4 Variazione scorte	0,19	0,43	0,62	0,03	0,00	1,26
5 Disponibilità per il consumo interno (1+2-3-4)	14,95	68,06	72,22	22,85	9,72	187,79
6 Consumi e perdite del settore energetico	-0,30	-1,45	-6,11	-0,01	-41,34	-49,20
7 Trasformazione in energia elettrica	-10,68	-24,62	-4,03	-18,04	57,37	0,00
8 Totale impieghi finali (5+6+7)	3,97	41,99	62,08	4,81	25,74	138,58
- industria	3,86	12,82	4,79	0,22	10,46	32,15
- trasporti	0,00	0,70	39,50	1,31	0,92	42,42
- usi civili	0,00	27,77	4,33	3,14	13,88	49,13
- agricoltura	0,00	0,14	2,27	0,14	0,48	3,04
- sintesi chimica	0,10	0,57	7,72	0,00	0,00	8,39
- bunkeraggi	0,00	0,00	3,47	0,00	0,00	3,47

(A) Energia elettrica primaria (idroelettrica, geotermoelettrica, eolico), importazioni/esportazioni dall'estero e perdite valutate a input termoelettrico.

La produzione interna di energia è cresciuta del 4,4% rispetto al 2010, raggiungendo 35,4 Mtep che equivale ad un incremento del 18% rispetto alla media del precedente quinquennio (anche se rappresenta appena il 19% del fabbisogno energetico primario).

In particolare, la produzione complessiva di fonti fossili è aumentata leggermente, ma l'aumento più sensibile è relativo all'energia da fonti rinnovabili che risulta incrementata del 6,1% rispetto all'anno precedente. Il

 eni S.p.A. Exploration & Production Division	Data Marzo 2013	Doc. SIME_AMB_01_07 Studio di Impatto Ambientale Pozzo esplorativo "VELA 1"	Capitolo 2 Pag. 11 di 72
---	-----------------------	---	--------------------------------

grosso della crescita è avvenuto nel comparto fotovoltaico, più che quintuplicato rispetto all'anno precedente e tale da coprire il 13% della generazione da fonti rinnovabili. Molto più contenuto, seppure sempre apprezzabile, appare lo sviluppo delle energie geotermica ed eolica, entrambe attestata oltre il 5%.

Le importazioni sono nel complesso drasticamente calate da 185,3 a 175,2 Mtep (-5,4%). La diminuzione riguarda esclusivamente il petrolio e il gas naturale (rispettivamente -7,0% e -6,6%), mentre le importazioni di carbone sono leggermente aumentate (+ 1,3%), come pure quelle delle fonti rinnovabili solide e liquide (+19%) e di energia elettrica (+3,0%).

La forte riduzione delle esportazioni, da 30,1 a 27,2 Mtep, è dovuta principalmente al settore dei derivati del petrolio (-9,9%), la cui contrazione riflette le condizioni molto favorevoli dei prodotti americani.

L'aumento delle scorte di gas naturale di 0,6 Mtep è stato più che compensato dalla diminuzione di quelle di carbone e petrolio, di modo che complessivamente risultavano maggiori i prelievi delle immissioni.

In sintesi, i dati riportati in **Tabella 2-1** indicano un calo generalizzato dei consumi di energia attraverso tutti i settori, da valori minimi di 0,4% per i trasporti e 1,0% per l'industria, a un valore massimo dell'11,6% per la sintesi chimica.

Il calo è in prevalenza attribuibile al ristagno economico; tuttavia, la forte riduzione dei consumi finali del settore civile (-5,2%) riflette più che altro l'assai più elevato consumo della stagione fredda del 2010.

Infatti in termini assoluti il calo più forte si è verificato per il gas naturale (-2,5 Mtep), la maggior parte del quale interessa il settore civile (-2,3 Mtep) per il motivo anzidetto.

In termini relativi anche il carbone ha visto un calo importante dei consumi finali (-5,5%), comunque inferiore a quello del gas naturale (-5,9%). Sono invece aumentati significativamente i consumi di fonti rinnovabili – come biomasse e acqua calda solare (+10,1%) – e di energia elettrica: i primi essenzialmente nel settore civile, i secondi nel settore sia civile (+0,5%) sia industriale (+1,0%), in relazione al relativamente buon momento della siderurgia.

2.1.3.2 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, con particolare riferimento ai giacimenti di gas.


L'analisi è stata condotta sulla base dei dati forniti dalla Direzione Generale per le Risorse Minerarie ed Energetiche del Dipartimento per l'Energia del Ministero dello Sviluppo Economico (*Rapporto Annuale 2012 - aggiornamento dati Dicembre 2011*).

Nel corso del 2011 l'attività di perforazione ha interessato 37 postazioni, per un totale di 55.810 metri perforati. Solo una delle perforazioni è relativa ad attività esplorativa, mentre le restanti si riferiscono a 4 pozzi di sviluppo, 23 workover su pozzi esistenti e 9 pozzi di stoccaggio.

Inoltre, nel 2011 non vi sono stati ritrovamenti nell'ambito dell'attività di esplorazione, in quanto l'unica attività di perforazione esplorativa non risulta completata.

Il dato, unito a quello relativo al prevalente numero di workover registrato nell'anno, mostra come l'attività degli operatori sia quasi esclusivamente orientata all'ottimizzazione dello sviluppo dei giacimenti già noti piuttosto che alla ricerca di nuove risorse. L'anomala assenza di perforazioni esplorative di nuove strutture destinate, ove mineralizzate, a garantire o aumentare il mantenimento dei livelli produttivi, le relative entrate fiscali e la connessa occupazione, dipendono dalla maturità della provincia petrolifera italiana e soprattutto dalla difficoltà di ottenere le necessarie autorizzazioni.

In merito ai titoli minerari dal Rapporto annuale si evince che al 31 dicembre 2011 sono vigenti 121 permessi di ricerca (di cui 96 in terraferma e 25 in mare) e 199 concessioni di coltivazione (di cui 133 in terraferma e 66 in mare).

 eni S.p.A. Exploration & Production Division	Data	Doc. SIME_AMB_01_07	Capitolo 2 Pag. 12 di 72
	Marzo 2013	Studio di Impatto Ambientale Pozzo esplorativo "VELA 1"	

Con particolare riferimento al progetto proposto, il pozzo Vela 1 sarà ubicato nel Canale di Sicilia, al largo del Comune di Licata (AG), nell'ambito del Permesso di ricerca G.R14.AG che ricade sia in **Zona Marina "G"** che, in minima parte, in **Zona Marina "C"**. Le informazioni relative ai permessi di ricerca e alle concessioni ricadenti in tali Zone Marine, sono state desunte dalla consultazione del portale web della Direzione Generale per le Risorse Minerarie ed Energetiche e sono riportate nella successiva **Tabella 2-2**.

Tabella 2-2: titoli minerari in mare (Fonte: UNMIG, aggiornamento 30/11/2011)					
ZONE MARINE	PERMESSI		CONCESSIONI		SUPERFICIE TOTALE (km ²)
	n° Permessi	Superficie (km ²)	n° Concessioni	Superficie (km ²)	
ZONA C	4	990,98	3	659,51	1.650,49
ZONA G	3	1.455,37	---	---	1.455,37

Nella successiva **Tabella 2-3** sono sintetizzati i dati relativi alle attività di perforazione, per gli anni compresi tra il 1991 ed il 2011, sia per i giacimenti a terra che per quelli a mare (UNMIG, 2012).

Tabella 2-3: dati delle attività di perforazione – serie storica 1991 – 2011 (Fonte: UNMIG, 2012)

Attività di perforazione distinta per scopo - serie storica anni 1991-2011																	
ANNO	ESPLORAZIONE							SVILUPPO E ALTRI							TOTALE		
	TERRA		MARE		TOTALE			TERRA		MARE		TOTALE			Num pozzi	Metri perforati	perforaz media
	Num pozzi	Metri perforati	Num pozzi	Metri perforati	Num pozzi	Metri perforati	perforaz media	Num pozzi	Metri perforati	Num pozzi	Metri perforati	perforaz media					
1991	36	83.547	26	52.094	62	135.641	2.188	35	97.161	54	187.105	89	284.266	3.194	151	419.907	2.781
1992	29	79.363	15	39.718	44	119.081	2.706	25	57.642	73	222.934	98	280.576	2.863	142	399.657	2.814
1993	24	72.426	6	10.123	30	82.549	2.752	13	16.770	21	37.414	34	54.184	1.594	64	136.733	2.136
1994	14	30.142	10	23.467	24	53.609	2.234	9	14.447	46	128.733	55	143.180	2.603	79	196.789	2.491
1995	19	55.017	8	14.793	27	69.810	2.586	19	41.380	10	26.375	29	67.755	2.336	56	137.565	2.457
1996	22	67.664	10	27.550	32	95.214	2.975	17	23.920	27	87.911	44	111.831	2.542	76	207.045	2.724
1997	22	62.800	11	30.266	33	93.066	2.820	16	34.259	10	29.285	26	63.544	2.444	59	156.610	2.654
1998	23	62.962	9	18.794	32	81.756	2.555	26	35.912	17	41.448	43	77.360	1.799	75	159.116	2.122
1999	12	25.763	6	12.374	18	38.137	2.119	14	24.476	12	28.086	26	52.562	2.022	44	90.699	2.061
2000	14	35.721	6	19.065	20	54.786	2.739	14	18.949	19	27.058	33	46.007	1.394	53	100.793	1.902
2001	9	21.610	2	2.325	11	23.935	2.176	14	52.781	15	39.086	29	91.867	3.168	40	115.802	2.895
2002	3	3.016	5	11.200	8	14.216	1.777	15	23.506	7	19.699	22	43.205	1.964	30	57.421	1.914
2003	5	11.576	5	8.658	10	20.234	2.023	9	35.182	21	28.380	30	63.562	2.119	40	83.796	2.095
2004	10	22.223	0	0	10	22.223	2.222	7	18.105	22	41.189	29	59.294	2.045	39	81.517	2.090
2005	7	15.085	0	0	7	15.085	2.155	9	16.632	24	49.399	33	66.031	2.001	40	81.116	2.028
2006	12	17.906	3	9.139	15	27.045	1.803	14	21.597	17	29.714	31	51.311	1.655	46	78.356	1.703
2007	9	15.925	1	3.517	10	19.442	1.944	13	17.886	15	33.027	28	50.913	1.818	38	70.355	1.851
2008	4	7.274	3	6.673	7	13.947	1.992	18	41.803	7	14.330	25	56.133	2.245	32	70.080	2.190
2009	3	5.627	0	0	3	5.627	1.876	29	37.124	20	37.770	49	74.894	1.528	52	80.521	1.548
2010	3	4.183	0	0	3	4.183	1.394	11	28.889	17	23.568	28	52.457	1.873	31	56.640	1.827
2011	1	715	0	0	1	715	715	14	23.474	22	31.621	36	55.095	1.530	37	55.810	1.508

Nei grafici seguenti viene riportato l'andamento delle attività di perforazione nel ventennio 1991 - 2011, espresso sia come numero effettivo di pozzi perforati in Italia da tutti gli operatori, distinti in "esplorativi" e di "sviluppo" (cfr. **Figura 2-15**), sia come metri totali perforati (cfr. **Figura 2-16**) (UNMIG, 2012).



NUMERO POZZI PERFORATI: ANNI 1991-2011

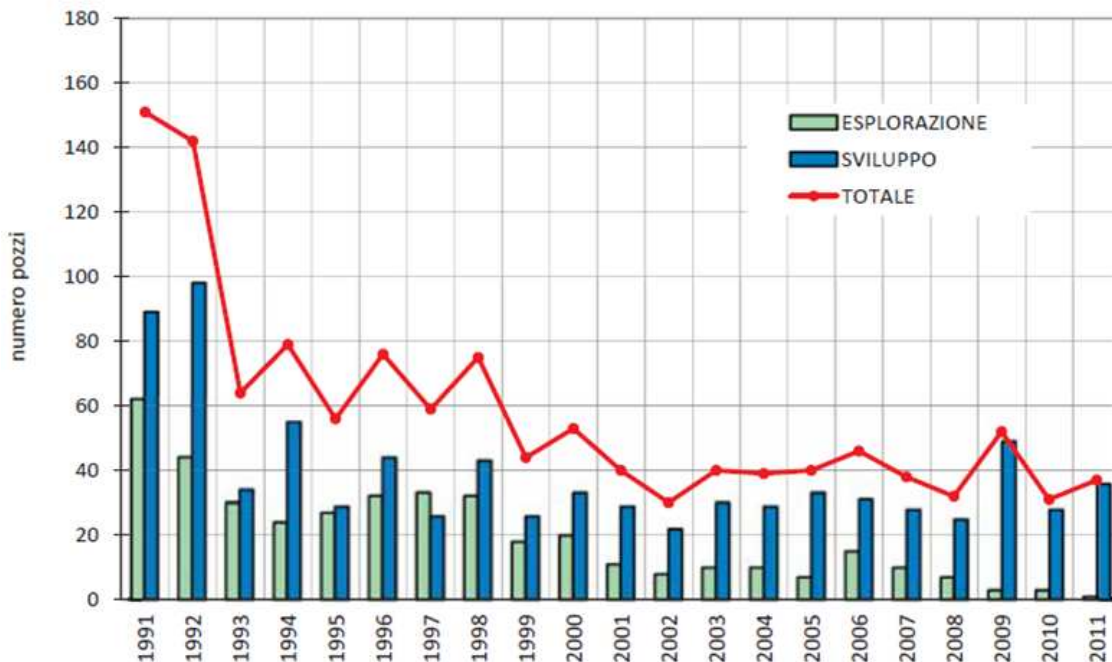


Figura 2-15: numero di pozzi perforati dal 1990 al 2010 (Fonte: UNMIG, 2012)

METRI PERFORATI: ANNI 1991-2011

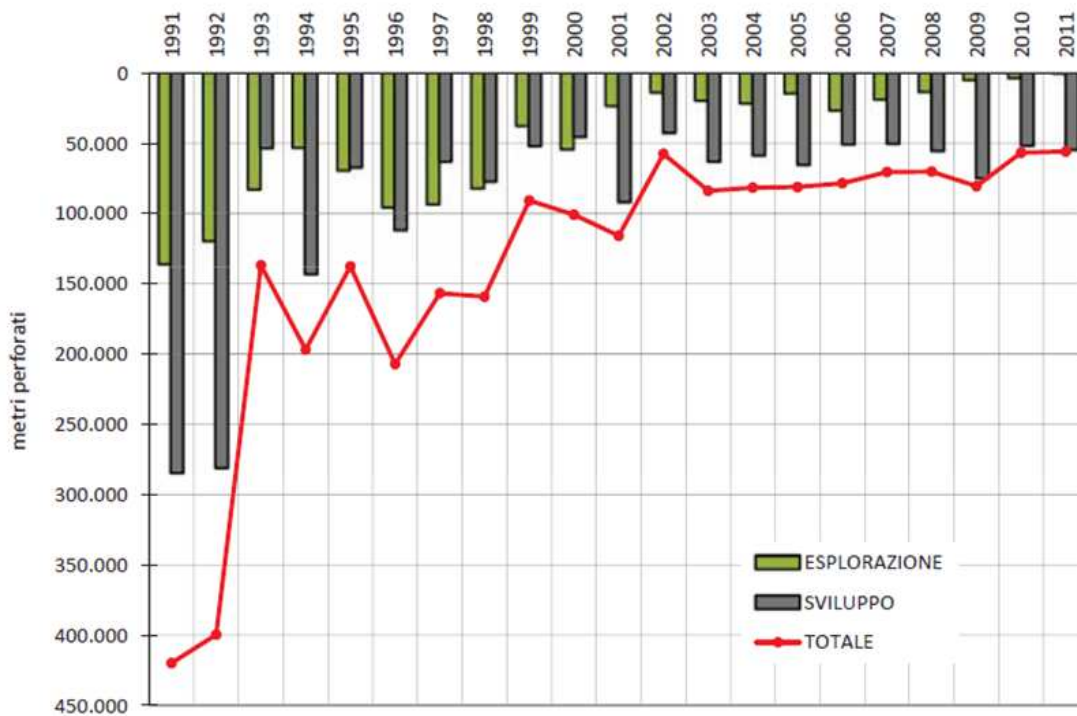


Figura 2-16: metri perforati dal 1991 al 2011 (Fonte: UNMIG, 2012)



In **Figura 2-17** viene riportato il numero e l'andamento dei ritrovamenti nell'esplorazione di gas ed olio dal 2002 al 2011, mentre in **Figura 2-18** il numero dei permessi di ricerca, distinti tra terraferma e mare, dal 1991 al 2011 (UNMIG, 2012).

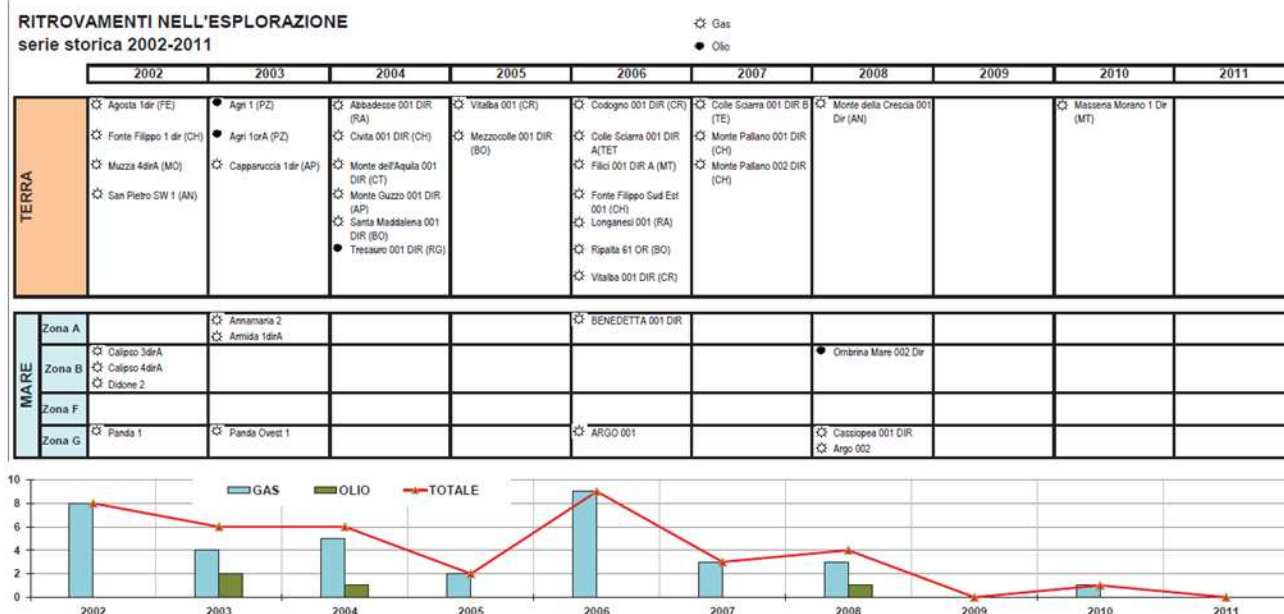


Figura 2-17: numero ed andamento dei ritrovamenti dal 2002 al 2011 (UNMIG, 2012)

PERMESSI

	Terraferma	Mare	Totale
1991	123	88	211
1992	83	75	158
1993	64	65	129
1994	89	63	152
1995	82	64	146
1996	95	53	148
1997	107	55	162
1998	134	56	190
1999	119	55	174
2000	100	48	148
2001	95	45	140
2002	90	40	130
2003	69	34	103
2004	68	27	95
2005	60	30	90
2006	64	29	93
2007	58	32	90
2008	71	27	98
2009	72	25	97
2010	92	25	117
2011	96	25	121

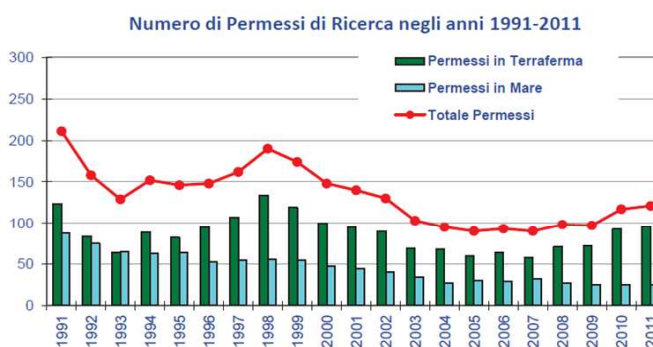


Figura 2-18: numero dei permessi di ricerca dal 1991 al 2011 (UNMIG, 2012)

 eni S.p.A. Exploration & Production Division	Data	Doc. SIME_AMB_01_07	Capitolo 2
	Marzo 2013	Studio di Impatto Ambientale Pozzo esplorativo "VELA 1"	Pag. 15 di 72

Nel 2011 la produzione di idrocarburi in Italia ha subito un leggero incremento rispetto all'anno precedente, attestandosi su +5% per il gas e +4% per l'olio.

Tale dato conferma una inversione di tendenza avviata nel 2010 a fronte di un decremento del 26% per l'olio nel quinquennio 2005-2009 e del 53% per il gas nel decennio 2000-2009.

In particolare, nel 2011 la produzione di gas naturale è stata di 8,34 miliardi di Sm³, il dato, anche se positivo, va considerato alla luce dell'andamento storico della produzione che evidenzia il progressivo esaurimento dei vecchi giacimenti nazionali in fase avanzata di coltivazione e non sufficientemente compensato dagli aumenti rilevabili, ad esempio, nelle Marche con l'entrata in esercizio di una nuova concessione.

Con particolare riferimento al gas naturale, per il quale nel 2011 è stata registrata una produzione di circa 8,3 milioni di tonnellate, in **Tabella 2-4** vengono sintetizzati i dati relativi alla produzione di idrocarburi registrati nel periodo 1991 – 2011 (UNMIG, 2012).

Tabella 2-4: produzione di idrocarburi, serie storica 1991 – 2011 (Fonte: UNMIG, 2012)

ANNO	GAS (Sm ³ x 10 ⁹)			PETROLIO (t x 10 ⁶)			GASOLINA (t x 10 ³)		
	Terraferma	Mare	Totale	Terraferma	Mare	Totale	Terraferma	Mare	Totale
1991	4,8	12,6	17,4	2,0	2,3	4,3	17,0	8,0	25,0
1992	4,7	13,4	18,2	2,6	1,8	4,5	16,0	6,0	22,0
1993	4,8	14,7	19,5	3,1	1,5	4,6	13,0	7,0	20,0
1994	4,6	16,1	20,6	3,6	1,3	4,9	12,0	6,0	18,0
1995	4,3	16,1	20,4	4,1	1,1	5,2	22,0	6,0	28,0
1996	4,1	16,1	20,2	4,4	1,0	5,4	17,0	5,0	22,0
1997	3,9	15,5	19,5	4,9	1,1	5,9	17,0	5,0	22,0
1998	3,6	15,5	19,2	4,1	1,5	5,6	18,0	4,0	22,0
1999	3,3	14,3	17,6	3,4	1,6	5,0	17,0	5,0	22,0
2000	3,7	13,1	16,8	3,2	1,4	4,6	25,0	6,0	31,0
2001	2,9	12,6	15,5	3,1	1,0	4,1	23,0	8,0	31,0
2002	2,8	12,1	14,9	4,5	1,0	5,5	22,0	11,0	33,0
2003	2,7	11,3	14,0	4,5	1,0	5,5	24,7	5,6	30,3
2004	2,4	10,5	12,9	4,5	1,0	5,4	23,0	6,0	29,0
2005	2,4	9,5	12,0	5,3	0,8	6,1	22,6	4,0	26,6
2006	2,3	8,5	10,8	5,1	0,7	5,8	20,9	3,0	23,9
2007	2,4	7,3	9,6	5,1	0,8	5,8	20,2	1,4	21,5
2008	2,3	6,8	9,1	4,7	0,5	5,2	22,3	0,7	23,0
2009	2,0	5,9	7,9	4,0	0,5	4,5	22,0	0,3	22,3
2010	2,1	5,8	7,9	4,4	0,7	5,1	25,0	0,2	25,2
2011	2,3	6,0	8,3	4,6	0,6	5,3	22,9	0,1	23,0

In **Figura 2-19** e in **Figura 2-20** sono riportati, rispettivamente, l'andamento della produzione di gas naturale e di petrolio negli ultimi 20 anni (dal 1991 al 2011), suddivisa per giacimenti in terraferma e in mare (UNMIG, 2012).

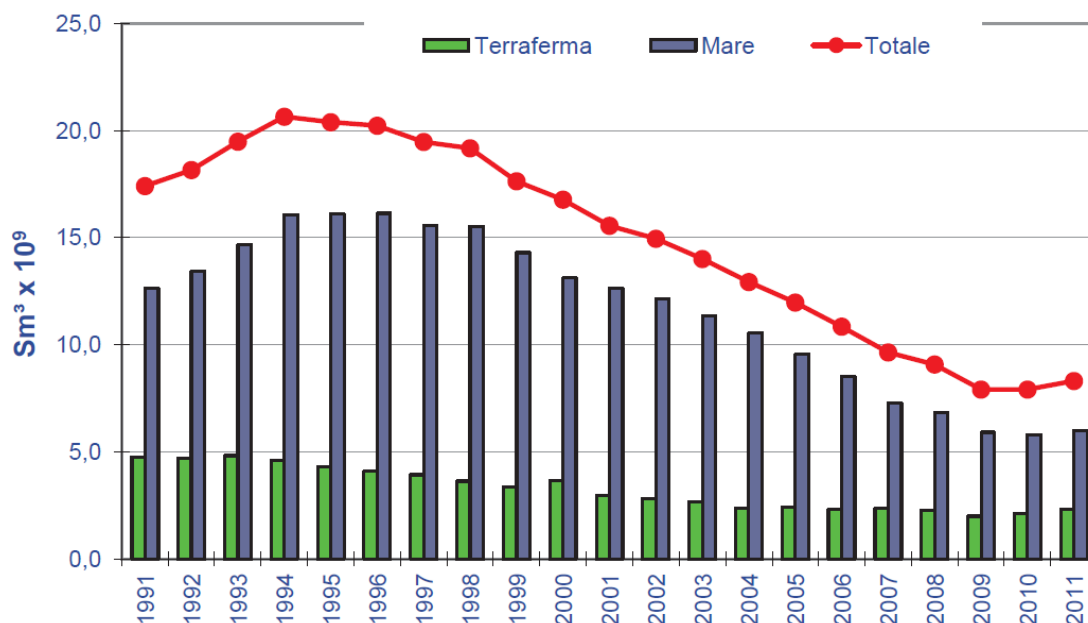


Figura 2-19: produzione di gas naturale negli anni 1991 - 2011 (UNMIG, 2012)

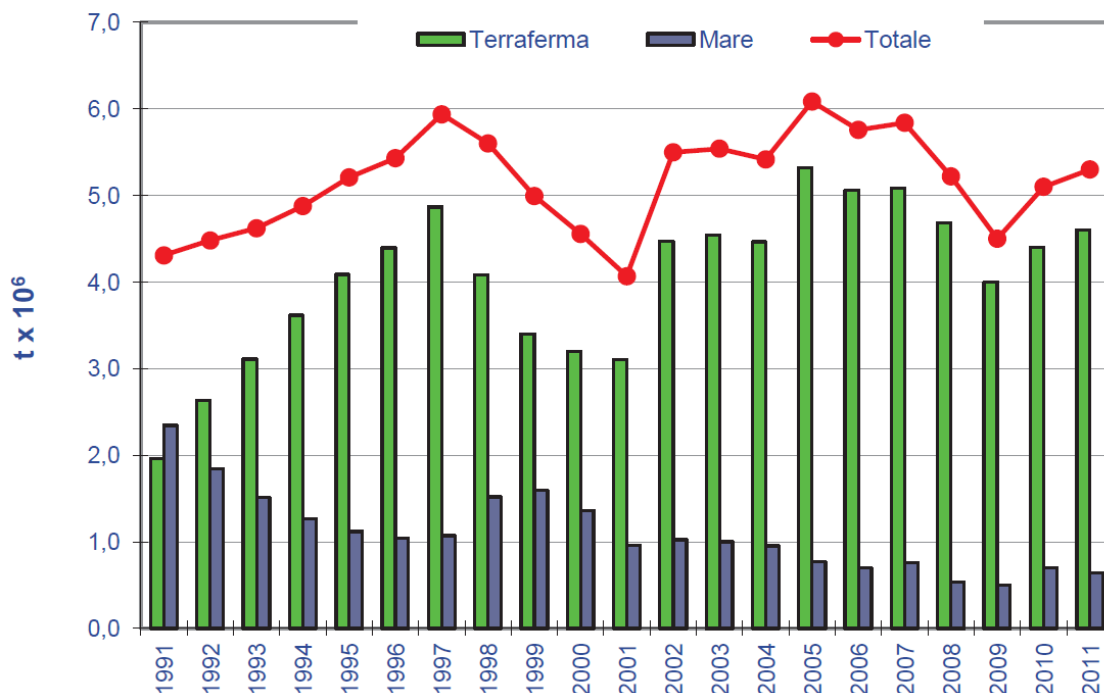


Figura 2-20: produzione di petrolio negli anni 1991 - 2011 (UNMIG, 2012)

In **Figura 2-21** e in **Figura 2-22** si riportano rispettivamente i dati a consuntivo dell'attività di produzione di gas e di petrolio, suddivisa per Regioni e Zone Marine, relativamente agli anni 2009-2011, ed il grafico del contributo dato da ciascuna Regione/Zona Marina alla produzione di gas e di petrolio in Italia nel 2011 (UNMIG 2012).



GAS (Milioni di Sm ³)				
Regione / Zona marina	Anno 2011	Anno 2010	Anno 2009	Variazione % 2011/2010
VALLE D'AOSTA	0,0	0,0	0,0	-
PIEMONTE	39,7	47,5	45,9	-16,6%
LIGURIA	0,0	0,0	0,0	-
LOMBARDIA	17,1	29,8	25,1	-42,4%
TRENTINO-ALTO ADIGE	0,0	0,0	0,0	-
VENETO	2,3	3,1	3,3	-27,5%
FRIULI-VENEZIA GIULIA	0,0	0,0	0,0	-
EMILIA-ROMAGNA	203,0	148,7	157,8	36,5%
ITALIA SETTENTRIONALE	262,1	229,2	232,1	14,4%
TOSCANA	1,1	1,2	1,3	-8,2%
MARCHE	184,0	51,4	66,0	258,2%
UMBRIA	0,0	0,0	0,0	-
LAZIO	0,0	0,0	0,0	-
ABRUZZO	24,1	24,1	26,6	0,1%
MOLISE	72,2	76,7	81,8	-5,8%
ITALIA CENTRALE	281,4	153,3	175,8	83,5%
CAMPANIA	0,0	0,0	0,0	-
PUGLIA	282,4	316,9	333,4	-10,9%
BASILICATA	1171,3	1112,8	914,0	5,3%
CALABRIA	11,1	10,2	9,8	9,0%
ITALIA MERIDIONALE	1464,8	1439,9	1257,1	1,7%
SICILIA	331,9	332,9	325,2	-0,3%
SARDEGNA	0,0	0,0	0,0	-
ITALIA INSULARE	331,9	332,9	325,2	-0,3%
TOTALE Terraferma	2340,2	2155,3	1990,2	8,6%
Mare - Zona A	4054,6	3906,5	3939,3	3,8%
Mare - Zona B	1088,9	978,8	1083,8	11,2%
Mare - Zona C	4,9	5,4	4,2	-8,1%
Mare - Zona D	849,0	895,8	891,6	-5,2%
Mare - Zona F	0,0	0,0	0,0	-
TOTALE Mare	5997,4	5786,5	5918,9	3,6%
TOTALE Generale	8337,6	7941,8	7909,1	5,0%

Produzione di gas in Italia per area nell'anno 2011

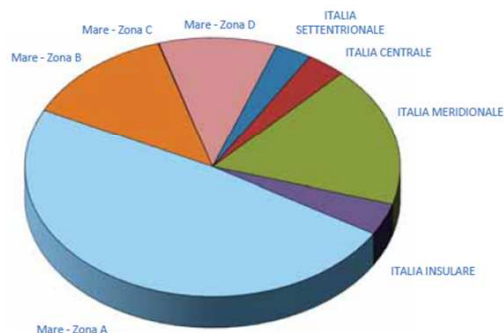


Figura 2-21: produzione di gas naturale in Italia suddivisa per Regione/Zona marina (UNMIG, 2012)

PETROLIO (migliaia di tonnellate)				
Regione / Zona marina	Anno 2011	Anno 2010	Anno 2009	Variazione % 2011/2010
VALLE D'AOSTA	0,0	0,0	0,0	-
PIEMONTE	248,3	300,0	263,4	-17,2%
LIGURIA	0,0	0,0	0,0	-
LOMBARDIA	0,0	0,0	0,0	-
TRENTINO-ALTO ADIGE	0,0	0,0	0,0	-
VENETO	0,0	0,0	0,0	-
FRIULI-VENEZIA GIULIA	0,0	0,0	0,0	-
EMILIA-ROMAGNA	29,7	29,1	28,9	2,0%
ITALIA SETTENTRIONALE	278,0	329,1	292,3	-15,5%
TOSCANA	0,0	0,0	0,0	-
MARCHE	0,0	0,0	0,0	-
UMBRIA	0,0	0,0	0,0	-
LAZIO	0,2	0,2	0,2	-
ABRUZZO	0,0	0,0	0,0	-
MOLISE	6,6	13,0	20,8	-48,8%
ITALIA CENTRALE	6,8	13,2	21,0	-48,0%
CAMPANIA	0,0	0,0	0,0	-
PUGLIA	0,0	0,0	0,0	-
BASILICATA	3731,5	3442,6	3155,5	8,4%
CALABRIA	0,0	0,0	0,0	-
ITALIA MERIDIONALE	3731,5	3442,6	3155,5	8,4%
SICILIA	627,2	600,4	556,1	4,5%
SARDEGNA	0,0	0,0	0,0	-
ITALIA INSULARE	627,2	600,4	556,1	4,5%
TOTALE Terraferma	4643,5	4385,3	4024,9	5,9%
Mare - Zona A	0,0	0,0	0,0	-
Mare - Zona B	309,5	321,1	353,8	-3,6%
Mare - Zona C	330,9	374,1	172,1	-11,6%
Mare - Zona D	0,0	0,0	0,0	-
Mare - Zona F	0,0	0,0	0,0	-
TOTALE Mare	640,4	695,2	525,9	-7,9%
TOTALE Generale	5283,9	5080,5	4550,8	4,0%

Produzione di petrolio in Italia per area nell'anno 2011

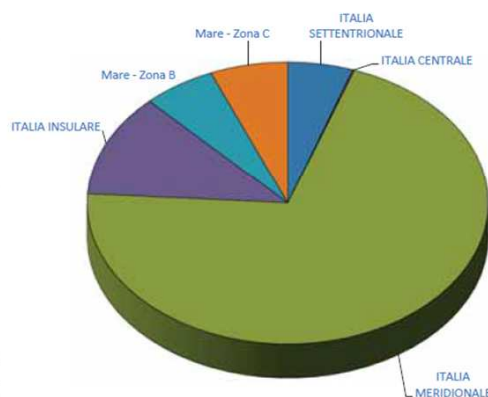


Figura 2-22: produzione di petrolio in Italia suddivisa per Regione/Zona marina (UNMIG, 2012)



Il dato sulle riserve tiene conto della sola classificazione internazionale in certe, probabili e possibili. L'UNMIG valuta le riserve certe di gas al 31 dicembre 2011 in 62,3 G(m₃) e quelle probabili in 61,4 G(m₃). Al ritmo di produzione medio degli ultimi cinque anni, le sole riserve certe basterebbero quindi per poco più di sette anni. Tutto questo senza naturalmente tenere conto di eventuali rivalutazioni o investimenti che potrebbe trasformare parte delle riserve attualmente giudicate probabili o possibili (queste ultime stimate in altri 28,5 G(m₃) in riserve certe.

Significativo è anche il dato relativo all'ubicazione delle riserve certe: circa il 58.5% del totale nazionale gas è ubicato in mare, mentre il restante 41,5% è localizzato in terraferma e specialmente al Sud (31%).

La **Figura 2-23** riporta le riserve di gas certe, probabili, possibili e recuperabili per regione/zona marina al 31/12/2011, mentre nel grafico in **Figura 2-24** sono schematizzati i dati relativi alle riserve certe per regione/zona marina al 31/12/2011 (UNMIG, 2012).

GAS (Milioni di Sm ³)				
	CERTE	PROBABILI	POSSIBILI	% CERTE
Nord Italia	2.613	2.346	64	4,2%
Centro Italia	1.638	1.925	622	2,6%
Sud Italia	19.373	22.220	11.028	31,1%
Sicilia	2.254	885	523	3,6%
TOTALE Terra	25.878	27.376	12.237	41,5%
Zona A	26.455	14.836	13.210	42,4%
Zona B	4.823	5.667	797	7,7%
Zona C+D+F+G	5.185	13.565	2.284	8,3%
TOTALE Mare	36.463	34.068	16.291	58,5%
TOTALE Italia	62.341	61.444	28.528	100,0%

Figura 2-23: riserve di gas (Milioni di Sm³) al 31/12/2010 (Fonte: UNMIG, 2012)

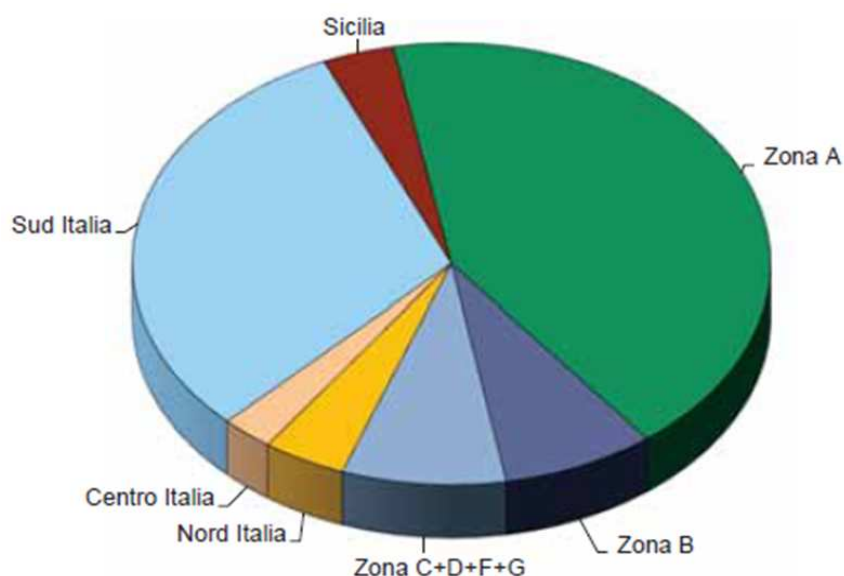


Figura 2-24: riserve di gas certe per Regione/Zona Marina al 31/12/2010 (Fonte: UNMIG, 2012)

In **Figura 2-25** e in **Figura 2-26** sono riportate, rispettivamente le riserve di olio certe, probabili, possibili e recuperabili ed i grafici delle riserve certe e recuperabili di ciascuna Regione/Zona Marina.

OLIO (Migliaia di t)				
	CERTE	PROBABILI	POSSIBILI	% CERTE
Nord Italia	658	169	128	0,9%
Centro Italia	43	2.360	737	0,1%
Sud Italia	57.430	93.751	87.985	75,2%
Sicilia	7.914	4.408	5.799	10,4%
TOTALE Terra	66.046	100.688	94.649	86,5%
Zona B	5.499	5.525	0	7,2%
Zona C	3.866	2.956	563	5,1%
Zona F	911	1.417	0	1,2%
TOTALE Mare	10.276	9.898	563	13,5%
TOTALE Italia	76.322	110.586	95.212	100,0%

Figura 2-25: riserve di olio (Milioni di Sm³) al 31/12/2010 (Fonte: UNMIG, 2012)

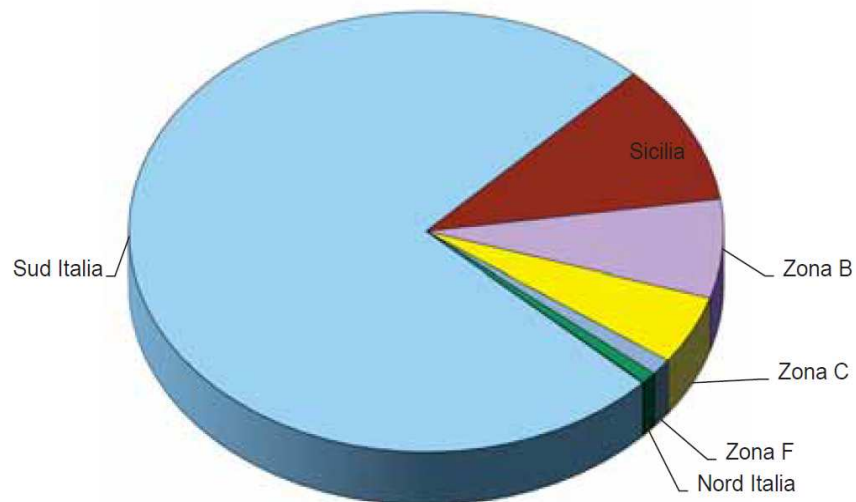


Figura 2-26: riserve di olio recuperabili per Regione/Zona Marina al 31/12/2011 (UNMIG, 2012)

2.1.3.3 Evoluzione della Domanda di Gas Naturale in Italia

Come anticipato nei paragrafi precedenti, negli ultimi anni l'uso del gas naturale ha registrato un significativo aumento rispetto ad altre fonti primarie tradizionali quali il legno, il carbone ed il petrolio. Questo aumento è principalmente legato al minore impatto del gas naturale sull'ambiente in termini di:

- minori impurità naturali rispetto a quelle riscontrabili in altri combustibili;
- rendimento termico superiore rispetto agli altri combustibili solidi e liquidi;
- limitati problemi di manutenzione degli impianti e maggiore semplicità d'uso.

L'utilizzo di gas naturale nei diversi settori produttivi ha subito cambiamenti ed evoluzioni consistenti nel tempo. Gli usi industriali, inizialmente prevalenti, sono andati progressivamente diminuendo negli anni a favore di quelli civili e, soprattutto, di quelli termoelettrici.

La dinamica settoriale della domanda di gas naturale ha registrato tre fasi successive:

 eni S.p.A. Exploration & Production Division	Data Marzo 2013	Doc. SIME_AMB_01_07 Studio di Impatto Ambientale Pozzo esplorativo "VELA 1"	Capitolo 2 Pag. 20 di 72
---	-----------------------	---	--------------------------------

- una prima fase, fino agli anni '70, caratterizzata da un impiego prevalente (circa i due terzi) nel settore industriale, come fonte di energia e materia prima, ed in misura minore nel settore civile (per quasi un terzo), con un consumo per fini termoelettrici inferiore al 10% della domanda;
- una seconda fase, negli anni '80, in cui si è registrato il passaggio dal consumo prevalente per gli usi industriali a quello per gli usi civili;
- una terza fase, negli anni '90, in cui si è avuta una forte crescita delle quote destinate alla produzione termoelettrica, in parte dovuta all'abbandono della tecnologia nucleare, alla diffusione delle centrali a ciclo combinato alimentate a gas naturale, all'introduzione, con la Legge No. 9/1991 e più recentemente con le Direttive UE in materia di gas ed elettricità, di una progressiva liberalizzazione dell'attività di generazione di energia elettrica incentivante l'impiego di tecnologie che utilizzano le cosiddette "fonti alternative ed assimilabili" (tra cui il gas naturale).

Secondo le stime riportate nel documento di Unione Petrolifera "*Previsioni di domanda energetica e petrolifera italiana 2012 - 2025*", la domanda complessiva di energia primaria in Italia, stimata ancora in contrazione nel 2012 (173,9 milioni di Tep), sale a 179,1 nel 2015 e a 188 nel 2025. Pertanto, l'incidenza delle singole fonti primarie sul totale consumo energetico è prevista modificarsi sensibilmente, con un ridimensionamento del peso del petrolio a favore del gas naturale, delle energie rinnovabili e, in misura più limitata, del carbone (cfr. **Figura 2-27**). Infatti, già al 2015, le stime prevedono un netto decremento dei quantitativi di petrolio, che dal 2010 con 39.6% di produzione, passerà a 37.1%, a fronte di un costante incremento della domanda di gas naturale (37.3% nel 2010 che tenderà verso 37.9% al 2015).


	<i>Pesi percentuali sulla domanda energetica</i>				
	2010	2012	2015	2020	2025
Solidi	8,2	9,1	8,7	8,4	8,2
Petrolio	39,6	37,2	37,1	36,0	34,8
Gas naturale ⁽¹⁾	37,3	36,7	37,9	38,6	39,2
Import. nette energia elettrica	4,4	4,5	3,3	2,8	2,8
Fonti rinnovabili	10,5	12,5	13,0	14,2	15,0
Totale	100,0	100,0	100,0	100,0	100,0

Figura 2-27: pesi percentuali sulla domanda energetica (Fonte: "*Previsioni di domanda energetica e petrolifera italiana 2012 - 2025*", Unione Petrolifera)

2.1.3.4 Approvvigionamenti di Gas Naturale, Stoccaggio e ruolo dell'Upstream in Italia

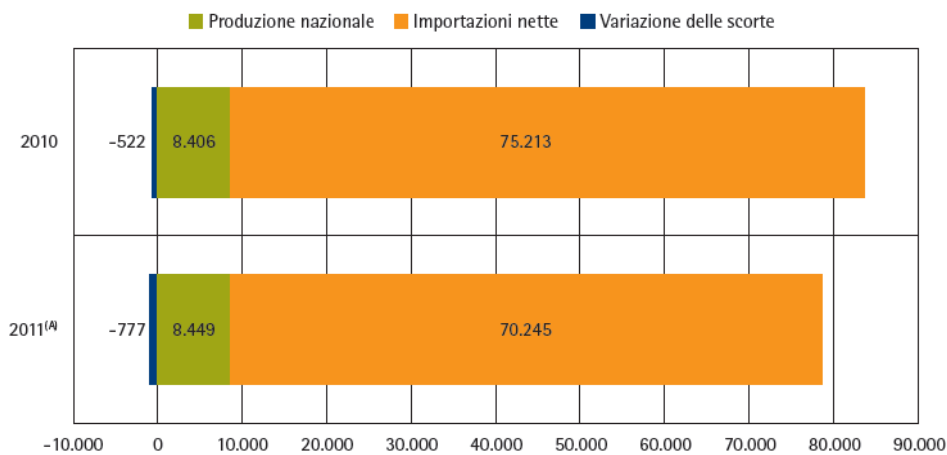
In linea generale, mentre i consumi di gas presentano una notevole variabilità stagionale, prevalentemente legata a fattori climatici, la disponibilità della risorsa è pressoché costante nel corso dell'anno. Pertanto, per soddisfare il fabbisogno energetico, si ricorre allo stoccaggio delle fonti minerali, ovvero all'immagazzinamento del gas nel periodo estivo e ad una sua successiva estrazione (svaso) in quello invernale (AEEG, 2012).

Lo stoccaggio è un'attività regolamentata attraverso le Delibere AEEG 26/02 (*Criteri per la determinazione delle tariffe di stoccaggio del gas naturale*) e 119/05 (*Adozione di garanzie di libero accesso al servizio di stoccaggio del gas naturale, obblighi dei soggetti che svolgono le attività di stoccaggio e norme per la predisposizione dei codici di stoccaggio*) ed il D.Lgs. 164/00 e s.m.i. (*Attuazione della direttiva 98/30/CE recante norme comuni per il mercato interno del gas naturale*), i cui criteri per la tariffazione e l'assegnazione della capacità di stoccaggio sono regolate dall'Autorità per l'Energia Elettrica e il Gas. Secondo i dati riportati nella "*Relazione annuale sullo stato dei servizi e sull'attività svolta*", redatta dall'Autorità per l'Energia Elettrica e il Gas nel Marzo 2012, ad oggi, in Italia sono attivi 10 campi di stoccaggio, tutti realizzati in

 eni S.p.A. Exploration & Production Division	Data Marzo 2013	Doc. SIME_AMB_01_07 Studio di Impatto Ambientale Pozzo esplorativo "VELA 1"	Capitolo 2 Pag. 21 di 72
---	-----------------------	---	--------------------------------

corrispondenza di giacimenti a gas esauriti, che tra il 2011 e il 2012 hanno offerto una disponibilità per il conferimento complessivo per riserva attiva pari a circa 15,6 G(m³). La quota di tale disponibilità destinata allo stoccaggio strategico è pari a circa 5,1 G(m³), come stabilito dal Ministero dello Sviluppo Economico. Per l'anno termico 2012 – 2013, ai sensi del D. Lgs. 93/2011, è stata ridotta a 4,6 G(m³) standard. Il limite di capacità di punta giornaliera, ossia la velocità di erogazione con cui il gas può essere estratto dai depositi, che raggiunge complessivamente un massimo di circa 150 M(m³), ma tende a diminuire nel corso dell'inverno in concomitanza al progressivo smaltimento (svaso) delle quantità stoccate.

Nell'ambito degli approvvigionamenti di gas naturale, la dipendenza dell'Italia dalle importazioni aumenta sensibilmente di anno in anno. Secondo i dati riportati nella "Relazione annuale sullo stato dei servizi e sull'attività svolta" (AEEG, 2012), nel 2011 le importazioni di gas in Italia sono diminuite, in termini netti, di quasi 5 G(m³), passando da 75.213 a 70.244 M(m³) e tornando così ai livelli del 2009 (cfr. **Figura 2-28**).



(A) Per il 2011 dati preconsuntivi.

Fonte: Ministero dello sviluppo economico.

Figura 2-28: immissione in rete 2010 – 2011 (espressi in G(m³)) (Fonte: "Relazione annuale sullo stato dei servizi e sull'attività svolta", AEEG, 2012)

Secondo i dati provvisori del Ministero dello sviluppo economico, infatti, nel 2011 le importazioni lorde sono scese a 70.368 M(m³) dai 75.354 M(m³) raggiunti nel 2010, così come le esportazioni si sono ridotte a 124 M(m³) da 141 M(m³) nel 2010. Tenendo conto che la variazione di volume negli stoccaggi per l'anno è stata pari a 777 M(m³) e che i consumi e le perdite di rete sono stimabili in circa 1.846 M(m³), il valore dei consumi nazionali nel 2011 è valutabile in 76.071 M(m³). Pertanto, il grado di dipendenza dell'Italia dalle forniture estere è rimasto sostanzialmente invariato rispetto al 2010 e pari al 90%. Al 2011 il 75% del gas importato in Italia proviene da paesi non appartenenti all'Unione europea. Per lo più il gas arriva nel nostro Paese attraverso i gasdotti (89%), ma la quota dei gas che giunge via nave è notevolmente cresciuta grazie alla progressiva entrata a regime del terminale di Rovigo, dove approda il GNL proveniente dal Qatar. Infatti, nel 2011 le importazioni da questo paese hanno toccato 6,2 G(m³) e la ragguardevole quota dell'8,8% dell'intero gas importato in Italia. Il paese di provenienza più importante è da molti anni l'Algeria, che da sola copre oltre un terzo del fabbisogno italiano; nel 2011 da questo paese sono arrivati 23 G(m³), il 93% via tubo a Mazara del Vallo e il resto via nave, rigassificati presso l'impianto di Panigaglia (in provincia di La Spezia).

Segue la Russia, che copre il 28% circa del fabbisogno di gas naturale con 19,7 G(m³), mentre i quantitativi di gas proveniente dalla Libia, sono drasticamente diminuiti lo scorso anno, a causa delle note vicende politiche accadute. In particolare dai circa 9 G(m³) che mediamente si importavano negli anni precedenti, nel 2011 i volumi sono scesi ad appena 2,3 G(m³). Di contro quote importanti di gas provengono da Paesi Europei, quali Norvegia e Paesi Bassi che coprono il 5% circa del fabbisogno italiano. La **Figura 2-29** illustra la ripartizione dei volumi di gas di importazione in base alla nazione di provenienza.

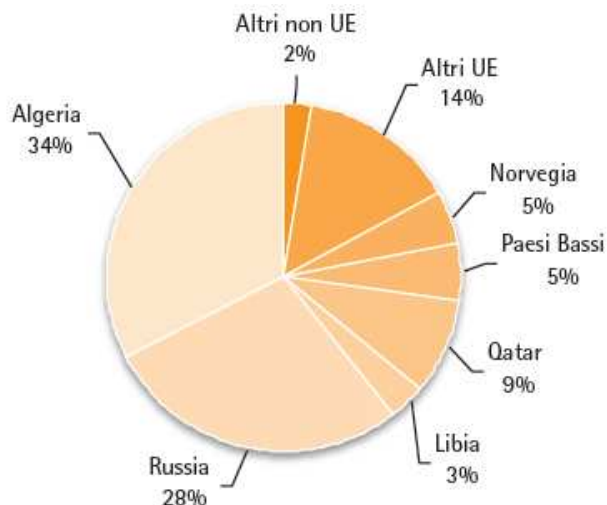


Figura 2-29: importazioni lorde di gas nel 2011 in base alla nazione di provenienza (AEEG, 2012)


A fronte delle previsioni di consumi crescenti di gas evidenziate nel paragrafo precedente e, considerando la possibilità di potenziali carenze negli approvvigionamenti esterni, assume una notevole importanza strategica il ruolo dell'*upstream* italiano, ovvero il processo di esplorazione e di produzione di idrocarburi a livello nazionale.

In tale quadro, il progetto relativo alla ricerca di idrocarburi a mare è di importanza strategica per l'Italia, in quanto ha l'obiettivo di potenziare la produzione nazionale e, quindi, di ridurre le importazioni, e rilanciare l'economia in misura significativa.

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.

 eni S.p.A. Exploration & Production Division	Data Marzo 2013	Doc. SIME_AMB_01_07 Studio di Impatto Ambientale Pozzo esplorativo "VELA 1"	Capitolo 2 Pag. 23 di 72
---	-----------------------	---	--------------------------------

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 al 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):


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).

 eni S.p.A. Exploration & Production Division	Data Marzo 2013	Doc. SIME_AMB_01_07 Studio di Impatto Ambientale Pozzo esplorativo “VELA 1”	Capitolo 2 Pag. 24 di 72
---	-----------------------	---	--------------------------------

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 “Vela 1” ricade all'interno della “Piattaforma Continentale”¹ 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 G.R 14.AG, all'interno della quale sarà realizzato il pozzo esplorativo “Vela 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).

2.2.2 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;

¹ 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)

 <p>eni S.p.A. Exploration & Production Division</p>	<p>Data Marzo 2013</p>	<p>Doc. SIME_AMB_01_07 Studio di Impatto Ambientale Pozzo esplorativo "VELA 1"</p>	<p>Capitolo 2 Pag. 25 di 72</p>
---	--------------------------------	--	---

- 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;
- 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


 eni S.p.A. Exploration & Production Division	Data Marzo 2013	Doc. SIME_AMB_01_07 Studio di Impatto Ambientale Pozzo esplorativo "VELA 1"	Capitolo 2 Pag. 26 di 72
---	-----------------------	---	--------------------------------

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 2-5** è riepilogato lo stato di recepimento dei protocolli in Italia.

Tabella 2-5: 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
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	-	-	-

 eni S.p.A. Exploration & Production Division	Data Marzo 2013	Doc. SIME_AMB_01_07 Studio di Impatto Ambientale Pozzo esplorativo "VELA 1"	Capitolo 2 Pag. 27 di 72
---	-----------------------	---	--------------------------------

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 sei 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"*).


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'Annexo 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 e consente lo scarico diretto a mare previo trattamento (triturazione e disinfezione) mediante un dispositivo approvato e certificato.

 eni S.p.A. Exploration & Production Division	Data Marzo 2013	Doc. SIME_AMB_01_07 Studio di Impatto Ambientale Pozzo esplorativo "VELA 1"	Capitolo 2 Pag. 28 di 72
---	-----------------------	---	--------------------------------

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 "Vela 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)


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'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).

 eni S.p.A. Exploration & Production Division	Data Marzo 2013	Doc. SIME_AMB_01_07 Studio di Impatto Ambientale Pozzo esplorativo "VELA 1"	Capitolo 2 Pag. 29 di 72
---	-----------------------	---	--------------------------------

Il Parlamento Italiano ha ratificato il Protocollo di Kyoto con la Legge No. 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, No.123: "Revisione delle linee guida per le politiche e misure nazionali di riduzione delle emissioni dei gas ad effetto serra", già delibera CIPE No. 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, ed attuale fase, relativa agli anni 2008-2012, in cui dovranno essere raggiunti i target di riduzione delle emissioni previsti dal Protocollo.

A partire dal 1° gennaio 2005, gli impianti quindi hanno potuto esercitare la propria attività solo se muniti di un'apposita autorizzazione ad emettere gas serra rilasciata dall'autorità competente.


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

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 ed il diritto di

 eni S.p.A. Exploration & Production Division	Data Marzo 2013	Doc. SIME_AMB_01_07 Studio di Impatto Ambientale Pozzo esplorativo "VELA 1"	Capitolo 2 Pag. 30 di 72
---	-----------------------	---	--------------------------------

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 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. La 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 stabilisce 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 optino tra due possibili modalità di separazione attraverso le quali garantire l'indipendenza del trasportatore, ovvero:


- 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 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 sottoterraneo*".

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.

 eni S.p.A. Exploration & Production Division	Data Marzo 2013	Doc. SIME_AMB_01_07 Studio di Impatto Ambientale Pozzo esplorativo "VELA 1"	Capitolo 2 Pag. 31 di 72
---	-----------------------	---	--------------------------------

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

Proposta di Regolamento del Parlamento europeo e del Consiglio sulla sicurezza delle attività offshore di prospezione, ricerca e produzione nel settore degli idrocarburi (Bruxelles, 27.10.2011)


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 sono 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 27/10/2011 ha pubblicato la *Proposta di Regolamento del Parlamento europeo e del Consiglio sulla sicurezza delle attività offshore di prospezione, ricerca e produzione nel settore degli idrocarburi (Bruxelles, 27.10.2011, COD 2011/0309)* 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.

L'Unione Europea non dispone di una legislazione specifica sulle attività offshore nel settore degli idrocarburi, ma esiste un più ampio diritto consuetudinario che, spesso solo parzialmente, è applicato al settore offshore (Fonte: Proposta di Regolamento del parlamento europeo). La Proposta della Commissione Europea integra principalmente le seguenti normative:

- i. *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 proposta mira a estendere l'applicabilità territoriale della direttiva, attualmente limitata alla fascia costiera e al mare territoriale in relazione ai danni provocati alle acque, per arrivare a coprire tutte le acque marine sotto la giurisdizione degli Stati membri.
- ii. *Valutazione dell'impatto ambientale: direttiva 85/337/CEE4*, quale modificata dalle direttive 97/11/CE5, 2003/35/CE6 e 2009/31/CE7, concernente la valutazione dell'impatto ambientale di determinati progetti pubblici e privati, ha armonizzato i principi di valutazione dell'impatto ambientale dei progetti mediante l'introduzione di requisiti minimi generali.
- iii. *Legislazione sui rifiuti: direttiva 2008/98/CE* relativa ai rifiuti (direttiva quadro sui rifiuti), che si applica pienamente ai casi di fuoriuscite di greggio, come confermato dalla Corte di giustizia dell'UE. In questo modo, il petrolio che fuoriesce da un impianto offshore rientra nella definizione UE di rifiuti, imponendo quindi l'obbligo di bonifica per chi inquina.
- iv. *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 presente proposta rafforza il regime della direttiva 92/91/CEE per includere fra l'altro la valutazione ambientale, per richiedere che la valutazione del rischio sia presentata al regolatore per il consenso, per stabilire un sistema di comunicazione delle

 eni S.p.A. Exploration & Production Division	Data Marzo 2013	Doc. SIME_AMB_01_07 Studio di Impatto Ambientale Pozzo esplorativo "VELA 1"	Capitolo 2 Pag. 32 di 72
---	-----------------------	---	--------------------------------

operazioni di trivellazione e per richiedere la verifica indipendente degli elementi critici di controllo del rischio.

- v. *Grandi rischi: la direttiva Seveso 96/82/CE* non si applica al settore offshore, ma alcuni dei suoi elementi sono stati utilizzati come esempio di buona pratica nell'elaborazione della presente proposta. La presente proposta va tuttavia oltre Seveso, in particolare nel richiedere il consenso del regolatore per la valutazione del rischio, una verifica più accurata delle capacità tecniche ed economiche in fase di Rilascio delle autorizzazioni alla prospezione, ricerca e produzione di idrocarburi: la direttiva 94/22/CE rappresenta un quadro giuridico fondamentale per il rilascio di licenze alla prospezione e alla coltivazione. La presente proposta non modifica la direttiva stessa, ma rafforza gli obblighi delle autorità competenti durante il processo di autorizzazione al fine di migliorare la valutazione delle capacità tecniche e finanziarie dei richiedenti.
- vi. *Intervento in caso di emergenza:* la presente proposta 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. Il meccanismo di protezione civile dell'UE (decisione del Consiglio 2007/779/CE), il Centro di informazione e monitoraggio (MIC) e l'Agenzia europea per la sicurezza marittima (EMSA) sono gli strumenti principali dell'Unione per gli interventi di emergenza. Sono già state adottate azioni per ampliare le competenze dell'EMSA in modo da coprire anche gli incidenti negli impianti offshore, oltre all'oggetto principale che è il trasporto marittimo.

Tra le misure finalizzate alla gestione della prevenzione dei grandi incidenti, la proposta prevede l'obbligo da parte dei proprietari e/o gli operatori degli impianti offshore nel settore idrocarburi, compresi gli impianti di trivellazione mobile, di redazione di una **Relazione sui grandi rischi** (art. 10 e 11) da presentare all'autorità competente per autorizzazione (entro il termine stabilito dall'autorità stessa e non oltre dodici settimane prima del previsto inizio dell'operazione).


2.3.4 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

 eni S.p.A. Exploration & Production Division	Data Marzo 2013	Doc. SIME_AMB_01_07 Studio di Impatto Ambientale Pozzo esplorativo "VELA 1"	Capitolo 2 Pag. 33 di 72
---	-----------------------	---	--------------------------------

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.

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.

2.3.5 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.


2.3.6 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, 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.

 eni S.p.A. Exploration & Production Division	Data Marzo 2013	Doc. SIME_AMB_01_07 Studio di Impatto Ambientale Pozzo esplorativo "VELA 1"	Capitolo 2 Pag. 34 di 72
---	-----------------------	---	--------------------------------

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) ed il regolamento (CE) n. 417/2002 (Introduzione accelerata delle norme in materia di doppio scafo o di tecnologia equivalente per le petroliere monoscafo, successivamente modificato dai Regolamenti (CE) n. 1163/2009 e n. 219/2009). Le misure incluse nel pacchetto prevedono:

- 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 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, che 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 (modificato dai successivi Regolamenti (CE) n. 1644/2003, 724/2004 e 38/2006), che 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, 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, 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, sul 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, che stabilisce i principi fondamentali in materia di inchieste sugli incidenti nel settore del trasporto marittimo;
- Direttiva 2009/21/CE, relativa al rispetto degli obblighi dello Stato di bandiera, che impone il rispetto del codice ISPS dell'IMO (*International Marine Organization*);

 eni S.p.A. Exploration & Production Division	Data Marzo 2013	Doc. SIME_AMB_01_07 Studio di Impatto Ambientale Pozzo esplorativo "VELA 1"	Capitolo 2 Pag. 35 di 72
---	-----------------------	---	--------------------------------

- Regolamento (CE) n. 391/2009, relativo alle disposizioni ed alle norme comuni per gli organismi che effettuano le ispezioni e le visite di controllo delle navi.

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".

2.4.1 **Piano Energetico Nazionale**

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:

 eni S.p.A. Exploration & Production Division	Data Marzo 2013	Doc. SIME_AMB_01_07 Studio di Impatto Ambientale Pozzo esplorativo "VELA 1"	Capitolo 2 Pag. 36 di 72
---	-----------------------	---	--------------------------------

- 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.

Con particolare riferimento al settore del gas naturale, è indicativo rilevare che 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"*.


La ricerca di giacimenti *offshore* per l'estrazione di gas naturale, obiettivo del presente progetto, è pertanto coerente con gli obiettivi strategici della politica energetica nazionale, in particolare per quanto riguarda:

- un incremento della produzione nazionale di gas e relativo miglioramento del bilancio energetico nazionale con conseguente riduzione della dipendenza energetica dall'estero;
- incentivazione allo sviluppo economico con minori impatti sull'ambiente in quanto l'utilizzo del gas naturale come combustibile comporta minori emissioni specifiche in atmosfera, a parità di energia prodotta;
- un significativo contributo al risparmio energetico data la maggiore efficienza energetica del metano rispetto ai combustibili tradizionali.

In attuazione del PEN, 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"*, disciplina appunto 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 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.);

 eni S.p.A. Exploration & Production Division	Data Marzo 2013	Doc. SIME_AMB_01_07 Studio di Impatto Ambientale Pozzo esplorativo "VELA 1"	Capitolo 2 Pag. 37 di 72
---	-----------------------	---	--------------------------------

- 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**.

Tale documento si incentra su quattro obiettivi principali da raggiungere nel medio-lungo periodo (2020):

- Ridurre significativamente il gap di costo dell'energia per i consumatori e le imprese, con un allineamento ai prezzi e costi dell'energia europei;
- Raggiungere e superare gli obiettivi ambientali definiti dal Pacchetto europeo Clima-Energia 2020 (cosiddetto "20-20-20");
- Continuare a migliorare la sicurezza di approvvigionamento, soprattutto nel settore gas, e ridurre la dipendenza dall'estero;
- Favorire la crescita economica sostenibile attraverso lo sviluppo del settore energetico.


Per il raggiungimento di tali obiettivi strategia si articola in sette priorità con specifiche misure a supporto avviate o in corso di definizione:

- 1) La promozione dell'**Efficienza Energetica**, strumento ideale per perseguire tutti gli obiettivi sopra menzionati, per la quale si prevede il superamento degli obiettivi europei;
- 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 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 un ritorno ai livelli degli anni novanta), 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**, con l'obiettivo di rendere più efficaci e più efficienti i processi decisionali.

Attualmente, il documento è disponibile sul sito del Ministero dello Sviluppo Economico con il solo fine della consultazione.

Parallelamente il Ministero ha avviato una fase di consultazione formali con le principali Istituzioni interessate (in particolare le Commissioni Parlamentari competenti) e incontri con parti sociali e associazioni di categoria.

Al termine di questa fase di consultazione, prima verrà svolta una conferenza pubblica per condividere i risultati e tracciare gli elementi del percorso attuativo e successivamente sarà avviato l'iter di approvazione del documento finale.

 eni S.p.A. Exploration & Production Division	Data Marzo 2013	Doc. SIME_AMB_01_07 Studio di Impatto Ambientale Pozzo esplorativo "VELA 1"	Capitolo 2 Pag. 38 di 72
---	-----------------------	---	--------------------------------

2.4.2 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.

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).

 eni S.p.A. Exploration & Production Division	Data Marzo 2013	Doc. SIME_AMB_01_07 Studio di Impatto Ambientale Pozzo esplorativo "VELA 1"	Capitolo 2 Pag. 39 di 72
---	-----------------------	---	--------------------------------

Il PEARS espone i dati relativi alla produzione e all'approvvigionamento delle fonti energetiche primarie, nonché quelli relativi alla evoluzione e alle dinamiche del Sistema Energetico Regionale, offrendo uno scenario temporale valido sino al 2012.

La Regione Siciliana dispone di risorse di gas naturale che sono poco significative rispetto al suo fabbisogno: secondo i dati pubblicati nel PEARS, infatti, nel 2004 il consumo complessivo di gas è stato di 3,8 miliardi di metri cubi standard, mentre la produzione locale è stata di 352 milioni di metri cubi standard (cfr. **Figura 2-30**).

Inoltre l'analisi del bilancio energetico regionale mostra che consumo interno lordo totale è soddisfatto principalmente dai combustibili liquidi (83%), mentre l'incidenza dei combustibili gassosi è solo del 17%. La dipendenza dall'esterno è nel 2004 di oltre il 90% per il petrolio e dell'88% per il gas naturale.

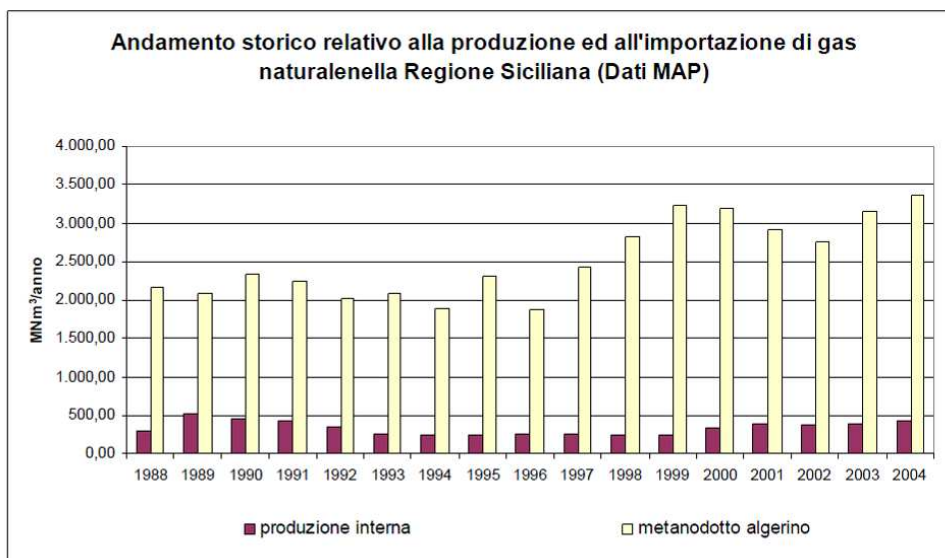


Figura 2-30: produzione ed importazione di gas naturale nella Regione Siciliana, anni 1988-2004
(Fonte: PEARS)

Come mostrato in **Figura 2-31**, l'andamento storico dei consumi di gas naturale presenta un andamento piuttosto regolare in crescita, determinato in gran parte dall'utilizzo crescente nelle centrali termoelettriche.

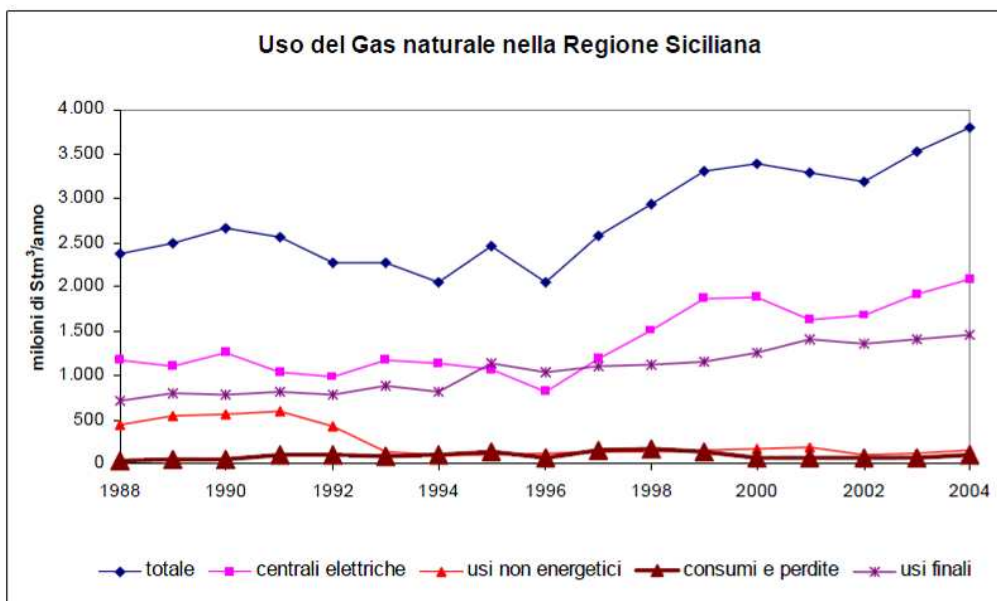


Figura 2-31: andamento dei consumi di Gas naturale nella Regione Siciliana, anni 1988-2004 (Fonte: PEARS)

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. Tra le azioni specifiche finalizzate alla valorizzazione delle risorse di gas naturale sono previsti lo sviluppo di giacimenti nella zona sud occidentale del Canale di Sicilia, una consistente attività esplorativa ed attività varie volte all'ottimizzazione della produzione dei giacimenti maturi di Gela.


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.

2.4.3 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 l'implementazione delle fonti energetiche rinnovabili. Il nuovo sistema di tassazione stabilisce, infatti, aliquote

 eni S.p.A. Exploration & Production Division	Data Marzo 2013	Doc. SIME_AMB_01_07 Studio di Impatto Ambientale Pozzo esplorativo "VELA 1"	Capitolo 2 Pag. 41 di 72
---	-----------------------	---	--------------------------------

obiettivo per le accise sugli oli 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.

2.4.4 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).


2.4.5 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 Marzo 2013	Doc. SIME_AMB_01_07 Studio di Impatto Ambientale Pozzo esplorativo "VELA 1"	Capitolo 2 Pag. 42 di 72
---	-----------------------	---	--------------------------------

- 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, 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 Marzo 2013	Doc. SIME_AMB_01_07 Studio di Impatto Ambientale Pozzo esplorativo "VELA 1"	Capitolo 2 Pag. 43 di 72
---	-----------------------	---	--------------------------------

- 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.

2.4.6 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

 eni S.p.A. Exploration & Production Division	Data Marzo 2013	Doc. SIME_AMB_01_07 Studio di Impatto Ambientale Pozzo esplorativo "VELA 1"	Capitolo 2 Pag. 44 di 72
---	-----------------------	---	--------------------------------

perforazione è concessa, previa valutazione di impatto ambientale, su istanza del titolare del 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.

 eni S.p.A. Exploration & Production Division	Data Marzo 2013	Doc. SIME_AMB_01_07 Studio di Impatto Ambientale Pozzo esplorativo "VELA 1"	Capitolo 2 Pag. 45 di 72
---	-----------------------	---	--------------------------------

2.4.7 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 quinquies della Legge 239/2004.

Il Decreto Direttoriale del 22/03/2011 stabilisce le procedure operative di attuazione del D.M. 4/03/2011 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);
- 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 di adeguamento previste sulla piattaforma Calipso esistente; per tutte le altre 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)

 eni S.p.A. Exploration & Production Division	Data Marzo 2013	Doc. SIME_AMB_01_07 Studio di Impatto Ambientale Pozzo esplorativo “VELA 1”	Capitolo 2 Pag. 46 di 72
---	-----------------------	---	--------------------------------

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 “Vela 1”.

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 2-6**.

In particolare, dall’analisi della normativa vigente in materia, si evince che non sussistono condizionamenti tali da non consentire la realizzazione del progetto per la realizzazione del pozzo esplorativo “Vela 1” per la ricerca di idrocarburi gassosi presso un giacimento ubicato nel Canale di Sicilia, nell’offshore al largo del Comune di Licata (AG), nell’ambito del Permesso di ricerca G.R 14.AG.

Tabella 2-6: 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”
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.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”
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”


 eni S.p.A. Exploration & Production Division	Data Marzo 2013	Doc. SIME_AMB_01_07 Studio di Impatto Ambientale Pozzo esplorativo "VELA 1"	Capitolo 2 Pag. 47 di 72
---	-----------------------	---	--------------------------------

Tabella 2-6: normativa di riferimento	
D.P.R. n. 886 del 24/05/1979 e <i>successive modifiche ed integrazioni</i>	"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 <i>successive modifiche</i>	"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. 625 del 25/11/1996 e <i>successive modifiche ed integrazioni</i>	"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 <i>successive modifiche ed integrazioni</i>	"Codice della Navigazione"
D.P.R. n. 328 del 15/02/1952 e <i>successive modifiche ed integrazioni</i>	"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	
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"


 eni S.p.A. Exploration & Production Division	Data Marzo 2013	Doc. SIME_AMB_01_07 Studio di Impatto Ambientale Pozzo esplorativo "VELA 1"	Capitolo 2 Pag. 48 di 72
---	-----------------------	---	--------------------------------

Tabella 2-6: normativa di riferimento	
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 e dal D.Lgs. n. 205 del 3/12/2010)	"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"
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)
SALUTE E SICUREZZA	
Legge n. 791 del 18/10/1977 e <i>successive modifiche ed integrazioni</i> (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 <i>successive modifiche ed integrazioni</i> (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 <i>successive modifiche ed integrazioni</i> (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"
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"


 eni S.p.A. Exploration & Production Division	Data Marzo 2013	Doc. SIME_AMB_01_07 Studio di Impatto Ambientale Pozzo esplorativo "VELA 1"	Capitolo 2 Pag. 49 di 72
---	-----------------------	---	--------------------------------

Tabella 2-6: normativa di riferimento	
D. Lgs. n. 626 del 25/11/1996 e successive modifiche	"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.Lgs. n. 624 del 25/11/1996 e successive modifiche	"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.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 successive modifiche	"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 successive modifiche ed integrazioni	"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 Marzo 2013	Doc. SIME_AMB_01_07 Studio di Impatto Ambientale Pozzo esplorativo "VELA 1"	Capitolo 2 Pag. 50 di 72
---	-----------------------	---	--------------------------------

Tabella 2-6: normativa di riferimento	
D.M. n. 37 del 22/01/2008 e <i>successive modifiche ed integrazioni</i> (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 <i>successive modifiche ed integrazioni</i> (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 2-7**, per ciascuna delle due categorie, sono riportate le principali sostanze oggetto di attività di estrazione.

Tabella 2-7: 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 asphaltiche 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 superiore 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 2-7**, l'estrazione di combustibili gassosi, oggetto di studio, rientra tra le attività della categoria delle miniere, soggetta alla sopracitata "Legge Mineraria".

 eni S.p.A. Exploration & Production Division	Data Marzo 2013	Doc. SIME_AMB_01_07 Studio di Impatto Ambientale Pozzo esplorativo "VELA 1"	Capitolo 2 Pag. 51 di 72
---	-----------------------	---	--------------------------------

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 Marzo 2013	Doc. SIME_AMB_01_07 Studio di Impatto Ambientale Pozzo esplorativo "VELA 1"	Capitolo 2 Pag. 52 di 72
---	-----------------------	---	--------------------------------

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 Marzo 2013	Doc. SIME_AMB_01_07 Studio di Impatto Ambientale Pozzo esplorativo "VELA 1"	Capitolo 2 Pag. 53 di 72
---	-----------------------	---	--------------------------------

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.

 eni S.p.A. Exploration & Production Division	Data Marzo 2013	Doc. SIME_AMB_01_07 Studio di Impatto Ambientale Pozzo esplorativo "VELA 1"	Capitolo 2 Pag. 54 di 72
---	-----------------------	---	--------------------------------

- 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.

 eni S.p.A. Exploration & Production Division	Data Marzo 2013	Doc. SIME_AMB_01_07 Studio di Impatto Ambientale Pozzo esplorativo "VELA 1"	Capitolo 2 Pag. 55 di 72
---	-----------------------	---	--------------------------------

2.7 IL REGIME VINCOLISTICO SOVRAORDINATO

Di seguito si propone una lettura sintetica del regime vincolistico sovraordinato, incidente sul territorio di interesse e per le attività in progetto.

Lo studio ha riguardato la costa e le acque marine territoriali italiane nel tratto di mare interessato dal Progetto "Vela 1", ubicato nel Canale di Sicilia, nell'offshore al largo del Comune di Licata (AG), nell'ambito del Permesso di ricerca G.R14.AG ed ha consentito l'analisi dei seguenti tematismi:

- Aree marine protette (zone marine a parco ai sensi della Legge 979/1982, art. 31 e zone costiere facenti parte di aree naturali protette o soggette a misura di salvaguardia ai sensi della Legge 394/1991);
- Zone marine di ripopolamento (ex L. 41/82) e Zone marine di tutela biologica (Legge 963/1965 e s.m.i.);
- 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);
- Zone costiere interessate da Zone Umide di importanza internazionale (Convenzione di Ramsar, 1971);
- 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.


La presenza delle suddette aree è stata verificata 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.

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. 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.

Il nuovo disposto normativo sancisce il divieto delle 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 in virtù di leggi nazionali, regionali o in attuazione di atti e convenzioni dell'Unione europea e internazionali. Il divieto è

 eni S.p.A. Exploration & Production Division	Data Marzo 2013	Doc. SIME_AMB_01_07 Studio di Impatto Ambientale Pozzo esplorativo "VELA 1"	Capitolo 2 Pag. 56 di 72
---	-----------------------	---	--------------------------------

altresì stabilito nelle zone di mare poste entro dodici miglia dalle linee di costa lungo l'intero perimetro costiero nazionale e dal perimetro esterno delle suddette aree marine e costiere protette.

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 (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 posti in un raggio di dodici miglia dalle aree marine e costiere interessate dalle suddette attività minerarie.

Pertanto, considerando che il Permesso di Ricerca G.R14.AG è stato accordato la prima volta con D.M. 8 Novembre 1999, che successivamente è stato prorogato due volte con D.M. 2 Novembre 2005 e D.M. 8 Novembre 2008 e che, in ultimo, il suo decorso temporale è stato sospeso con D.M. 25 Febbraio 2011 e la sua scadenza è stata prorogata al 20 Maggio 2014, anche se il perimetro del Permesso di Ricerca interferisce sia con il limite delle 12 miglia generato dalle linee di costa che con il limite delle 12 miglia generato dal perimetro esterno delle aree marine e costiere protette (cfr. **Allegato 2.1**), le attività in progetto non risultano in contrasto con quanto previsto dall'art.32 del "*Decreto Sviluppo*".

Infine, come si descriverà nei paragrafi a seguire, si può anticipare che il pozzo esplorativo "Vela 1, che sarà ubicato ad una distanza minima dalla costa di circa 29 km (15,6 miglia nautiche) in direzione Sud-Ovest dal litorale di Palma di Montechiaro (AG), non sarà realizzato all'interno di alcuna area marina protetta e non interferirà né con il limite delle 12 miglia generato dalla linea di costa, né con il limite delle 12 miglia generato da aree marine e costiere tutelate a qualsiasi titolo.


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.

 eni S.p.A. Exploration & Production Division	Data Marzo 2013	Doc. SIME_AMB_01_07 Studio di Impatto Ambientale Pozzo esplorativo "VELA 1"	Capitolo 2 Pag. 57 di 72
---	-----------------------	---	--------------------------------

- **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.

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 (cfr. Figura 2-32).

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.

La zona di mare in cui sarà realizzato il pozzo esplorativo "Vela 1" e il corrispondente tratto di costa, non comprendono aree marine e aree terrestri istituite a Parco Nazionale (cfr. Figura 2-32).



Parchi Nazionali
Ultimo aggiornamento: 19 aprile 2012

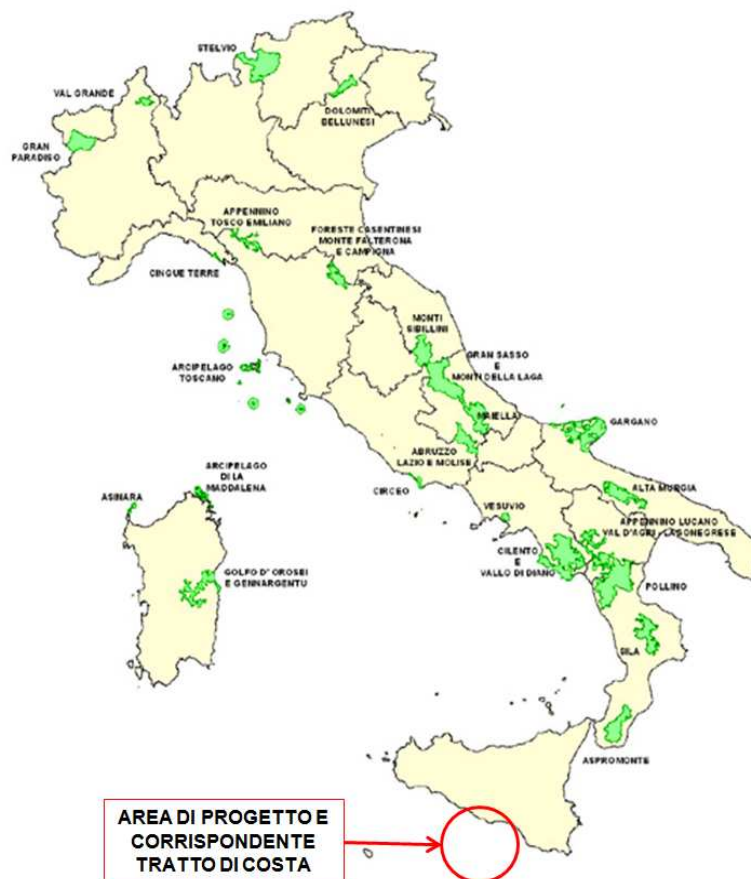


Figura 2-32: aree marine e terrestri a Parco Nazionale aggiornato al 19 Aprile 2012 (Fonte: Portale del Ministero dell’Ambiente e della Tutela del Territorio e del Mare – ultima consultazione Dicembre 2012)

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 riferimento".

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 e 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.

Come risulta dalla successiva **Figura 2-33**, nel tratto di mare in cui sarà realizzato il pozzo esplorativo "Vela 1" non è presente alcuna Area Marina Protetta.




Figura 2-33: ubicazione delle aree marine protette sul territorio italiano (Fonte: Portale del Ministero dell'Ambiente e della Tutela del Territorio e del Mare – ultima consultazione Dicembre 2012)

Sebbene le attività in progetto si svolgeranno unicamente in mare aperto, ad una distanza minima dalla costa di circa 29 km (15,6 miglia nautiche) in direzione Sud-Ovest dal litorale di Palma di Montechiaro (AG), per completezza di trattazione, è stata considerata anche l'eventuale presenza di Aree Naturali Protette sulla terraferma. In particolare, nel tratto di costa prospiciente il tratto di mare in cui saranno realizzate le attività, è presente l'Area Naturale Protetta **EUAP0920 Riserva Naturale Orientata Biviere di Gela**, il cui perimetro dista circa 750 m dalla costa stessa e si trova a circa 60,3 km (32,5 miglia marine) a Est-NE del pozzo "Vela 1". Pertanto, come si evince dalla cartografia riportata in **Allegato 2.1**, l'area in cui sarà realizzato il pozzo "Vela 1" è posta esternamente al limite delle 12 miglia generato dalla Riserva Naturale Orientata Biviere di Gela. Per la descrizione della suddetta riserva naturale si rimanda al **Capitolo 4** (cfr. **paragrafo 4.6.1**).

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.

	eni S.p.A. Exploration & Production Division	Data Marzo 2013	Doc. SIME_AMB_01_07 Studio di Impatto Ambientale Pozzo esplorativo "VELA 1"	Capitolo 2 Pag. 60 di 72
---	---	-----------------------	---	--------------------------------

Come risulta dalla successiva **Figura 2-34**, nel tratto di mare in cui sarà realizzato il pozzo esplorativo "Vela 1" non sono presenti Aree Marine Protette di prossima istituzione.

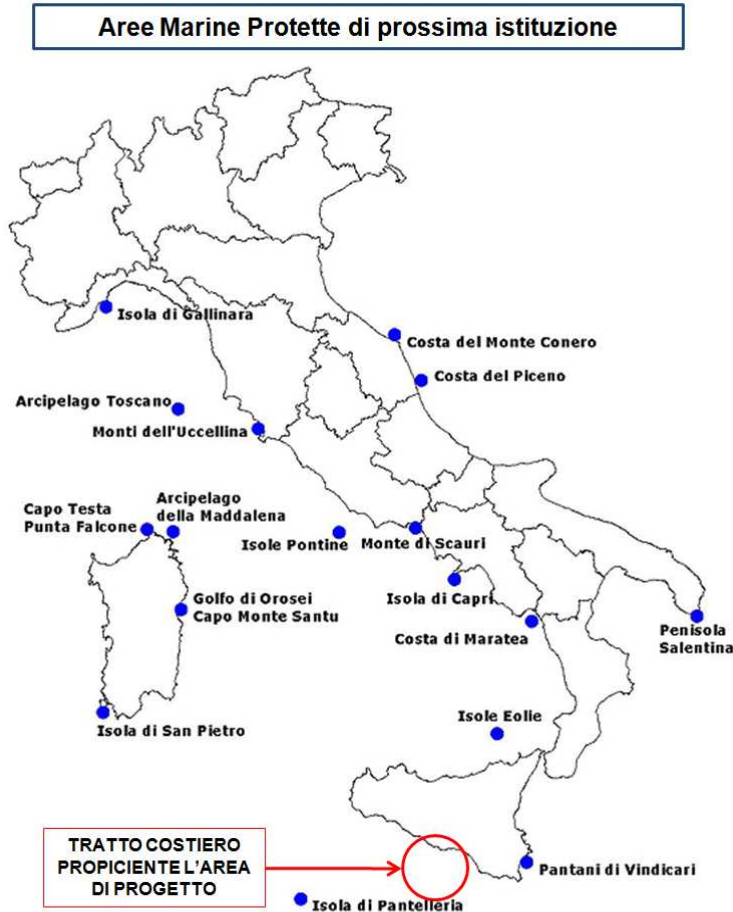


Figura 2-34: individuazione delle aree marine di prossima istituzione (Fonte: Portale del Ministero dell'Ambiente e della Tutela del Territorio e del Mare - ultima consultazione Dicembre 2012)

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 (cfr. **Figura 2-35**) sono state indicate dalla legge come meritevoli di tutela e definite genericamente "aree marine di reperimento", ma non è ancora iniziato alcun iter amministrativo per l'istituzione.

Come risulta dalla successiva **Figura 2-35**, nel tratto di mare in cui sarà realizzato il pozzo esplorativo "Vela 1" non sono presenti Aree Marine di Reperimento.


 eni S.p.A. Exploration & Production Division	Data Marzo 2013	Doc. SIME_AMB_01_07 Studio di Impatto Ambientale Pozzo esplorativo "VELA 1"	Capitolo 2 Pag. 61 di 72
---	-----------------------	---	--------------------------------




Figura 2-35: individuazione delle aree marine di reperimento (Fonte: Portale del Ministero dell’Ambiente e della Tutela del Territorio e del Mare – ultima consultazione Dicembre 2012)

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, le aree italiane sono 10 ma nessuna di queste è ubicata nel tratto di mare interessato dalle attività in progetto (Fonte: Ministero dell’Ambiente e della Tutela del Territorio e del Mare, aggiornamento del 29 maggio 2012 – ultima consultazione Dicembre 2012).

 eni S.p.A. Exploration & Production Division	Data Marzo 2013	Doc. SIME_AMB_01_07 Studio di Impatto Ambientale Pozzo esplorativo "VELA 1"	Capitolo 2 Pag. 62 di 72
---	-----------------------	---	--------------------------------

2.7.1.6 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).

In particolare, nel tratto di costa prospiciente il tratto di mare in cui saranno realizzate le attività, è presente la **Zona Umida di importanza internazionale Biviere di Gela**, il cui perimetro dista circa 1,2 km dalla costa stessa e si trova a circa 60,6 km (32,7 miglia marine) a Est-NE del pozzo esplorativo "Vela 1".

Pertanto, come si evince dalla cartografia riportata in **Allegato 2.1**, l'area in cui sarà realizzato il pozzo "Vela 1" è posta esternamente al limite delle 12 miglia generato dalla **Zona Umida Biviere di Gela**.

Per la descrizione della suddetta zona umida si rimanda al **Capitolo 4** (cfr. **paragrafo 4.6.2**).



Zone umide di Importanza Internazionale

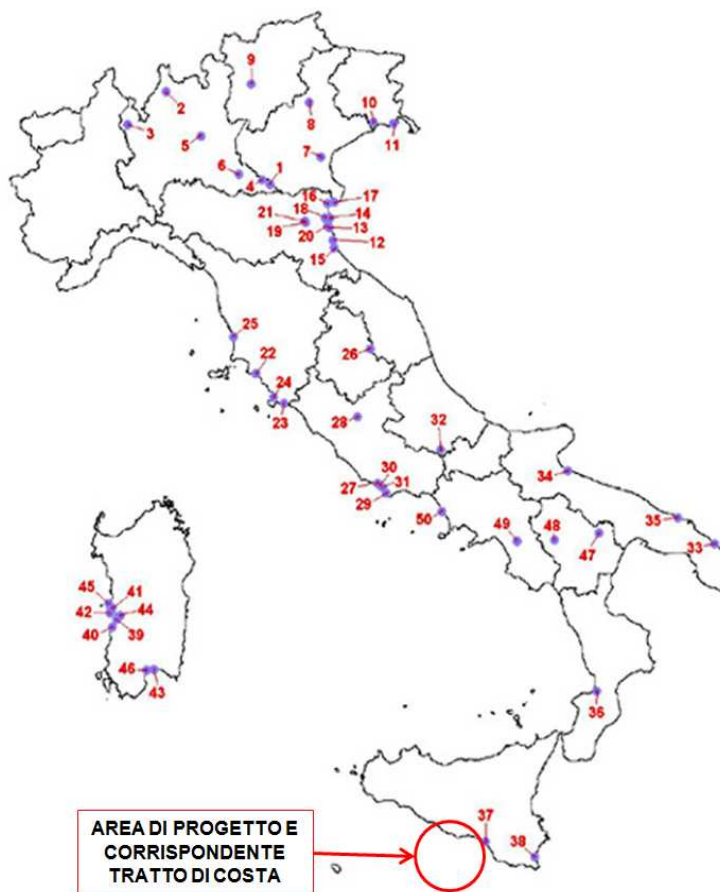



Figura 2-36: individuazione delle zone umide di importanza internazionale (Fonte: Portale del Ministero dell'Ambiente e della Tutela del Territorio e del Mare - ultima consultazione Dicembre 2012)

2.7.2 Zone marine di tutela biologica (Legge 963/1965 e s.m.i.) e Zone marine di ripopolamento (ex Legge 41/82)

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:

- la Legge 963/1965 e s.m.i., concernente la disciplina della pesca marittima, che, in particolare all'art.15 ha disciplinato la *tutela delle risorse biologiche e delle attività di pesca*;
- il Regolamento Attuativo della L.963/1965, approvato con D.P.R. 2 ottobre 1968, n.1639 che, 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 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.*

 eni S.p.A. Exploration & Production Division	Data Marzo 2013	Doc. SIME_AMB_01_07 Studio di Impatto Ambientale Pozzo esplorativo "VELA 1"	Capitolo 2 Pag. 64 di 72
---	-----------------------	---	--------------------------------

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 che, tuttavia, non sono presenti nel tratto di mare in cui sarà realizzato il pozzo esplorativo "Vela 1".

Per quanto riguarda le "Zone Marine di Ripopolamento" la Legge 41/82 è stata abrogata dal D.Lgs. 154/2004 e s.m.i. riguardante 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 tali aree 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** e 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 di Ripopolamento ittico, la più vicina delle quali si trova a circa 27,8 km a Nord-Est del pozzo "Vela 1". Pertanto, le attività in progetto per la realizzazione del pozzo "Vela 1" non interferiscono con tali aree.

2.7.3 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*, mentre 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.

Nel tratto di mare interessato dalle attività in progetto non sono presenti Siti della Rete Natura 2000.

Invece, lungo la costa prospiciente il tratto di mare in cui saranno realizzate le attività sono presenti i Siti della Rete Natura 2000 elencati di seguito:

- **SIC ITA040015 - Scala dei Turchi**, a circa 46,8 km (25,2 miglia marine nel punto più prossimo) a Nord-Ovest del pozzo esplorativo Vela 1;

 eni S.p.A. Exploration & Production Division	Data Marzo 2013	Doc. SIME_AMB_01_07 Studio di Impatto Ambientale Pozzo esplorativo "VELA 1"	Capitolo 2 Pag. 65 di 72
---	-----------------------	---	--------------------------------

- **SIC ITA040010 - Litorale di Palma di Montechiaro** a circa 29,5 km (15,9 miglia marine nel punto più prossimo) a Nord-Est del pozzo esplorativo Vela 1;
- **SIC ITA050011 - Torre Manfredia** a circa 43,9 km (23,7 miglia marine nel punto più prossimo) a Nord-Est del pozzo esplorativo Vela 1. Parte del SIC coincide con la ZPS *Torre Manfredia, Biviere e Piana di Gela*;
- **SIC ITA050001 - Biviere e Macconi di Gela** a circa 57 km (30,7 miglia marine nel punto più prossimo) ad Est-NE del pozzo esplorativo Vela 1. Parte del SIC coincide con la ZPS *Torre Manfredia, Biviere e Piana di Gela*;
- **ZPS ITA050012 - Torre Manfredia, Biviere e Piana di Gela** a circa 55,5 km (29,9 miglia marine nel punto più prossimo) ad Est-NE del pozzo esplorativo Vela 1.

Come si evince dalla cartografia riportata in **Allegato 2.1**, l'area in cui sarà realizzato il pozzo "Vela 1" è posta esternamente al limite delle 12 miglia generate dai Siti Rete Natura 2000.

Per una descrizione dei suddetti siti si rimanda al **Capitolo 4** (cfr. **paragrafo 4.6.3**).

2.7.4 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, è presente il sito **IBA n.166 Biviere e Piana di Gela**, il cui perimetro, nel punto più vicino, si trova a circa 42,5 km (22,9 miglia marine) ad Est-NE del pozzo "Vela 1" (cfr. **Allegato 2.2**). Pertanto, in virtù della distanza dall'area in cui sarà realizzato il pozzo "Vela 1", non si prevedono interferenze 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 si rimanda al **Capitolo 4** (cfr. **paragrafo 4.4.4**).

 eni S.p.A. Exploration & Production Division	Data Marzo 2013	Doc. SIME_AMB_01_07 Studio di Impatto Ambientale Pozzo esplorativo "VELA 1"	Capitolo 2 Pag. 66 di 72
---	-----------------------	---	--------------------------------

2.7.5 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 sottoposte a vincolo paesaggistico ed aree di notevole interesse pubblico 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., presenti lungo la costa sono elencate di seguito e individuate nella successiva **Figura 2-37**:

- cod. vincolo 190001 - Zona della Valle dei Templi e dei punti di vista del belvedere del Comune di Agrigento, caratterizzata da un'area di non comune bellezza archeologica perfettamente collocata in un contesto naturale tipicamente mediterraneo (legge istitutiva: L.1497/39);
- cod. vincolo 190002 - Lungomare San Leone nel Comune di Agrigento (legge istitutiva: L.1497/39);
- 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 Manfria 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).

Inoltre, come risulta dalla successiva **Figura 2-37**, lungo la costa sono presenti anche alcune aree di interesse paesaggistico così come individuate dall'art. 142, comma 1 lettera g) (*territori coperti da boschi e da foreste, ancorché percorsi o danneggiati dal fuoco, e quelli sottoposti a vincolo di rimboschimento*) del D.Lgs. 42/2004.

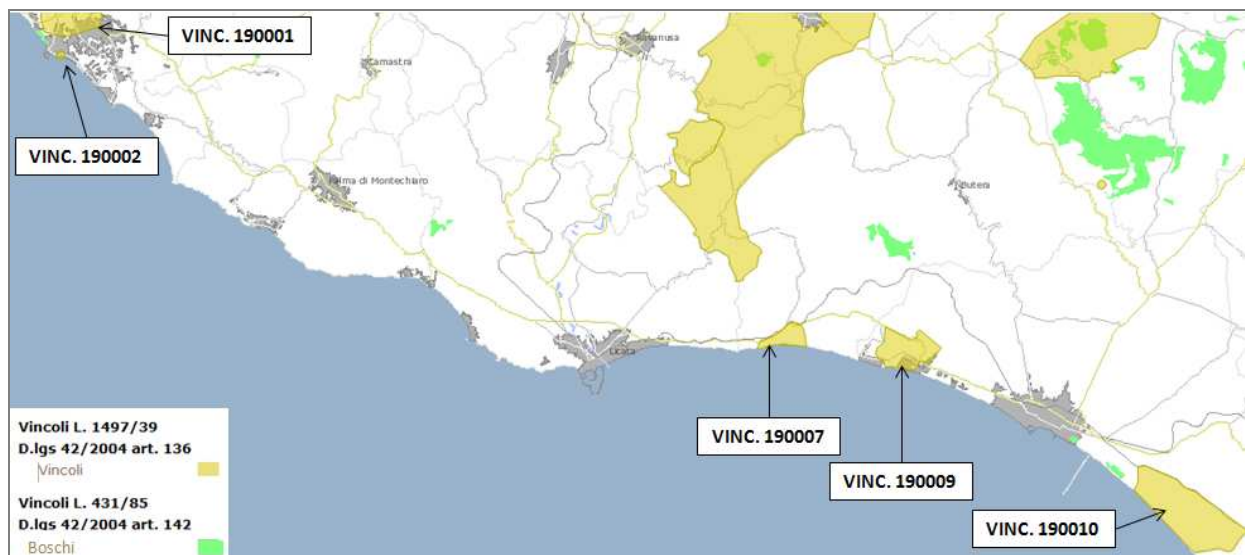



Figura 2-37: estratto Cartografia SITAP – aree vincolate ai sensi del D.Lgs. 42/04 (Fonte: portale SITAP – Ministero dei Beni e delle Attività Culturali)

 eni S.p.A. Exploration & Production Division	Data Marzo 2013	Doc. SIME_AMB_01_07 Studio di Impatto Ambientale Pozzo esplorativo "VELA 1"	Capitolo 2 Pag. 67 di 72
---	-----------------------	---	--------------------------------

Le aree tutelate ai sensi del D.Lgs. 42/2004 e s.m.i. sono presenti unicamente sulla costa e, pertanto, in virtù della distanza dall'area in cui sarà realizzato il pozzo "Vela 1" (distanza minima dalla costa di Palma di Montechiaro (AG) pari a circa 29 km, 15,6 miglia nautiche), non si prevedono interferenze.

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.

2.7.5.1 Zone archeologiche marine

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.

Relativamente ai 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 2-38**), delimitata dalle coordinate riportate nella successiva **Tabella 2-8**.

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 2-8: coordinate dei vertici dell'Area Marina di Tutela Archeologica (WGS 84)					
Vertice	Φ	λ	Vertice	Φ	λ
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

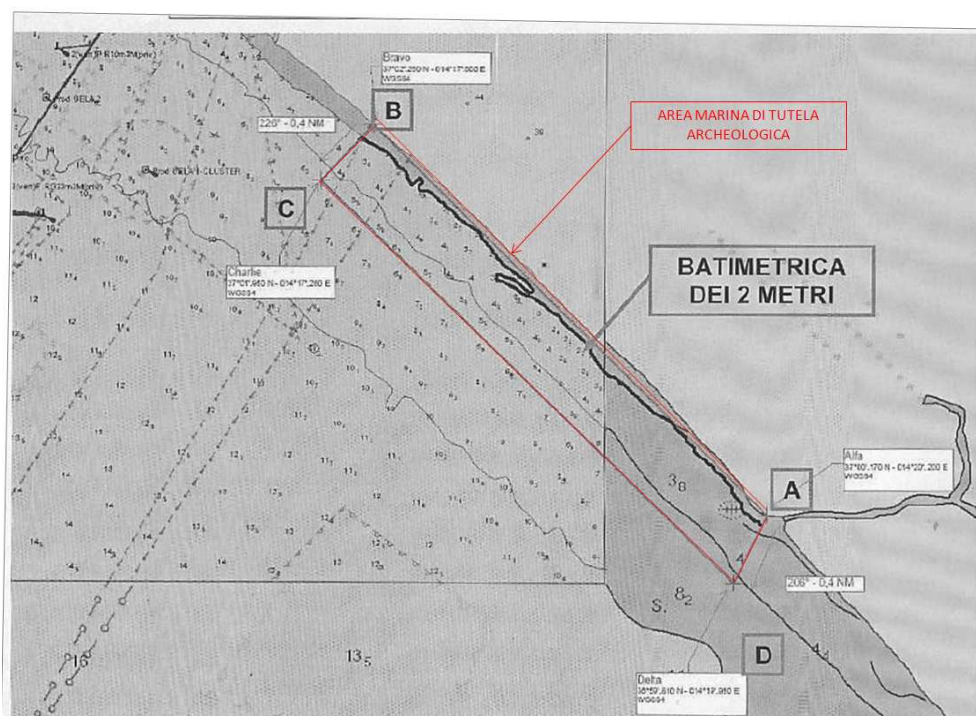



Figura 2-38: aree di interdizione per la tutela dei beni archeologici sommersi (Fonte: estratto Ordinanza n. 01/2012, Capitaneria di Porto di Gela)

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

 eni S.p.A. Exploration & Production Division	Data Marzo 2013	Doc. SIME_AMB_01_07 Studio di Impatto Ambientale Pozzo esplorativo “VELA 1”	Capitolo 2 Pag. 68 di 72
---	-----------------------	---	--------------------------------

- 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.

Come si evince dalla cartografia riportata in **Allegato 2.2**, considerando che l'area in cui sarà realizzato il pozzo “Vela 1” dista circa 57 km (30,7 miglia nautiche) dall'Area Marina di Tutela Archeologica in Località Bulala del Comune di Gela, non si prevede alcuna interferenza tra le attività in progetto e la presenza di tale area tutelata.

2.7.6 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**” che è stato istituito con Legge n.426/1998.


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 2-39**), 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, l'area marina si estende in mare fino a circa 3 km dalla costa, tuttavia, considerando che il pozzo di esplorazione “Vela 1” sarà ubicato a circa 49 km (26,4 miglia marine) a Sud-Ovest del SIN non si prevedono interferenze tra le attività in progetto e tale sito.



Figura 2-39: 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 Marzo 2013	Doc. SIME_AMB_01_07 Studio di Impatto Ambientale Pozzo esplorativo "VELA 1"	Capitolo 2 Pag. 69 di 72
---	-----------------------	---	--------------------------------

2.7.7 Zonizzazione sismica

Sino al 2003 il territorio nazionale era classificato in tre categorie sismiche a diversa severità. In particolare, i Decreti Ministeriali emanati dal Ministero dei Lavori Pubblici tra il 1981 ed il 1984 avevano classificato complessivamente 2.965 comuni italiani su di un totale di 8.102 (45% della superficie del territorio nazionale).

Nel 2003 sono stati fissati i criteri per una nuova classificazione sismica del territorio nazionale, basati sugli studi e le elaborazioni più recenti relative alla pericolosità sismica del territorio, ossia sull'analisi della probabilità che il territorio venga interessato in un certo intervallo di tempo (generalmente 50 anni) da un evento che superi una determinata soglia di intensità o magnitudo

A tal fine è stata pubblicata l'**OPCM del 20/03/2003 n. 3274** "Primi elementi in materia di criteri generali per la classificazione sismica del territorio nazionale e di normative tecniche per le costruzioni in zona sismica" (G.U. del 08/05/2003 n. 108).

L'Ordinanza, in particolare, detta i principi generali sulla base dei quali le Regioni, cui lo Stato ha delegato l'adozione della classificazione sismica del territorio, hanno compilato l'elenco dei comuni con la relativa attribuzione ad una delle quattro zone (cfr. **Tabella 2-9**) a pericolosità decrescente, nelle quali è stato riclassificato il territorio nazionale.

Con tale provvedimento sparisce il territorio "non classificato", che diviene zona 4, nel quale è facoltà delle Regioni prescrivere l'obbligo della progettazione antisismica. A ciascuna zona, inoltre, viene attribuito un valore dell'azione sismica utile per la progettazione, espresso in termini di accelerazione massima su roccia.

Tabella 2-9: zonizzazione sismica (OPCM 3274/2003)		
Zona sismica	Descrizione	Accelerazione orizzontale massima convenzionale di ancoraggio dello spettro di risposta elastico [a _g]
1	È la zona più pericolosa, dove possono verificarsi forti terremoti	0,35 g
2	Nei Comuni inseriti in questa zona possono verificarsi terremoti abbastanza forti	0,25 g
3	I Comuni inseriti in questa zona possono essere soggetti a scuotimenti modesti	0,15 g
4	È la zona meno pericolosa	0,05 g

Successivamente, le novità introdotte con l'ordinanza 3274/2003 sono state pienamente recepite e ulteriormente affinate.

In particolare, l'INGV (Istituto Nazionale di geofisica e Vulcanologia), coinvolgendo anche esperti delle Università italiane e di altri centri di ricerca, si è fatto promotore di una iniziativa scientifica che ha portato alla realizzazione della **Mappa di Pericolosità Sismica 2004**.

La mappa, approvata dalla Commissione Grandi Rischi del Dipartimento della Protezione Civile (seduta del 6 aprile 2004), a seguito dell'emanazione dell'**OPCM del 28/04/2006 n. 3519** "Criteri generali per l'individuazione delle zone sismiche e la formazione e l'aggiornamento degli elenchi e delle medesime zone", (G.U. n.105 dell'11 maggio 2006) è diventata ufficialmente la mappa di riferimento per il territorio nazionale.

Lo studio di pericolosità allegato all'OPCM n.3519/2006, ha fornito alle Regioni uno strumento aggiornato per la classificazione del proprio territorio, introducendo degli intervalli di accelerazione (a_g), con probabilità di superamento pari al 10% in 50 anni, da attribuire alle 4 zone sismiche (cfr. **Tabella 2-10**).

Tabella 2-10: suddivisione delle zone sismiche in relazione all'accelerazione di picco su terreno rigido (OPCM 3519/2006)	
Zona sismica	Accelerazione con probabilità di superamento pari al 10% in 50 anni [a_g]
1	$0,25 < a_g \leq 0,35 \text{ g}$
2	$0,15 < a_g \leq 0,25 \text{ g}$
3	$0,05 < a_g \leq 0,15 \text{ g}$
4	$a_g \leq 0.05 \text{ g}$

Infine, sulla base degli indirizzi e criteri stabiliti a livello nazionale, le Regioni hanno provveduto alla classificazione del territorio e, qualunque sia stata la scelta regionale, a ciascuna zona o sottozona è stato attribuito un valore di pericolosità di base, espressa in termini di accelerazione massima (a_g) su suolo rigido (dodici livelli di accelerazione). Pertanto, in base alla nuova mappa di pericolosità sismica del territorio nazionale, come si evince dalla successiva **Figura 2-40**, il tratto di mare interessato dal Permesso di Ricerca G.R14.AG ricade in una zona associata a valori di accelerazione compresi tra $0,025 \div 0,050 a_g/g$ (colore grigio) e $0,050 \div 0,075 a_g/g$ (colore celeste) e, in particolare, il pozzo "Vela 1" sarà realizzato in una zona caratterizzata da valori di accelerazione $0,025 \div 0,050 a_g/g$ (colore grigio) corrispondente alla Zona Sismica 4, che è la zona meno pericolosa.

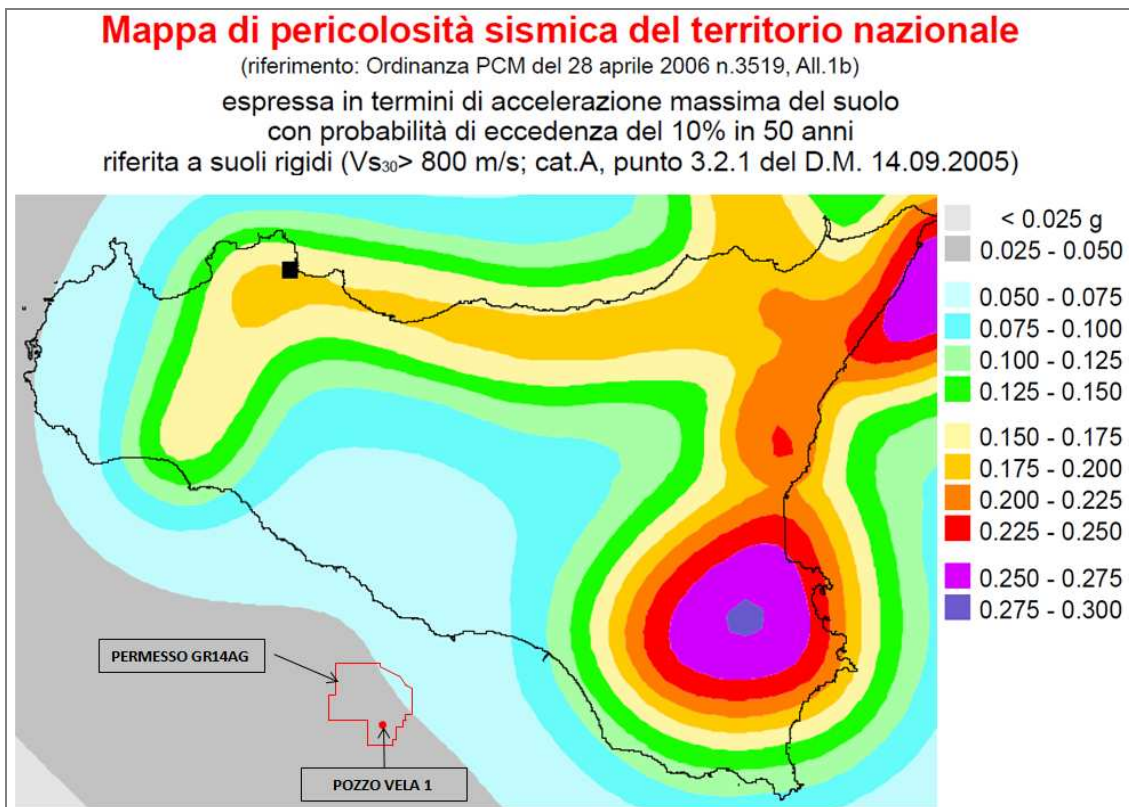



Figura 2-40: mappa di pericolosità sismica di cui all'OPCM 3519/2006 (Fonte: INGV - rielaborazione AECOM Italy)

 eni S.p.A. Exploration & Production Division	Data Marzo 2013	Doc. SIME_AMB_01_07 Studio di Impatto Ambientale Pozzo esplorativo "VELA 1"	Capitolo 2 Pag. 71 di 72
---	-----------------------	---	--------------------------------

2.8 VERIFICA DELLA COERENZA CON GLI STRUMENTI NORMATIVI VIGENTI

Come già anticipato nei paragrafi precedenti, le attività in progetto saranno realizzate ad una distanza minima dalla costa di circa 29 km (15,6 miglia nautiche) in direzione Sud-Ovest dal litorale di Palma di Montechiaro (AG) e 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, in quanto il progetto contribuirebbe alla riduzione della dipendenza dell'Italia dagli approvvigionamenti provenienti dall'estero, grazie allo sfruttamento del giacimento a gas "Vela";
- 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 l'area in cui sarà realizzato il pozzo esplorativo "Vela 1" non ricade all'interno del perimetro di aree marine e costiere a qualsiasi titolo protette ed è posta 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.



In forma schematica, la struttura documentale del SGI di DIME può essere così rappresentato (cfr. **Figura 2-41**).

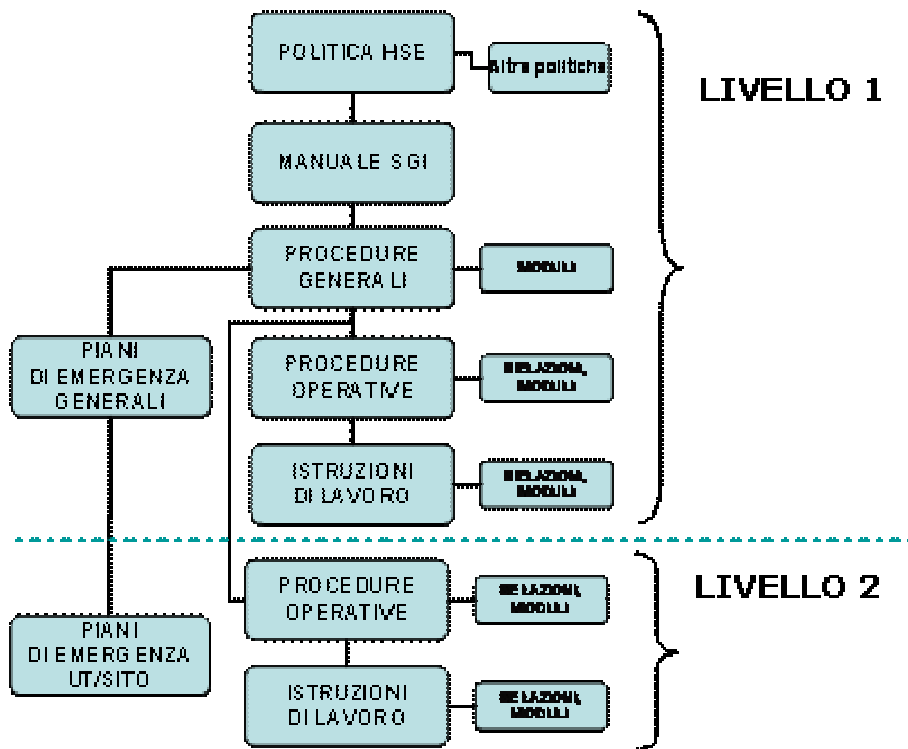


Figura 2-41: struttura documentale del SGI di DIME

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.