

 eni S.p.A. Exploration & Production Division	Data Aprile 2014	Doc. 000239_DV_EV.HSE.0022.001_00 Integrazioni allo Studio di Impatto Ambientale OFFSHORE IBLEO Campo Gas PANDA	Capitolo 2 Pag. 1 di 77
---------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------	---------------------	---------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------	----------------------------

INDICE

2	QUADRO DI RIFERIMENTO PROGRAMMATICO.....	7
2.1	PREMESSA.....	7
2.2	IL MERCATO DEGLI IDROCARBURI.....	7
2.2.1	Situazione Mondiale	7
2.2.2	Situazione Europea	16
2.2.3	Situazione Italiana	22
2.3	NORMATIVA INTERNAZIONALE DI SETTORE	33
2.3.1	Convenzione delle Nazioni Unite sul Diritto del Mare	34
2.3.2	Convenzione di Barcellona.....	36
2.3.3	Convenzione di Londra.....	36
2.3.4	Convenzioni internazionali sugli sversamenti di idrocarburi (OPPRC, CLC e IOPC) ..	36
2.3.5	Protocollo di Kyoto.....	36
2.4	NORMATIVA EUROPEA DI SETTORE	37
2.4.1	Traffico marittimo	37
2.4.2	Tutela della sicurezza e della salute dei lavoratori nelle industrie estrattive.....	39
2.4.3	Tutela della sicurezza e delle attività offshore di prospezione, ricerca e produzione nel settore degli idrocarburi.....	39
2.4.4	Norme Europee per il mercato interno del gas - Direttiva 2009/73/CE	41
2.4.5	Condizioni di rilascio e di esercizio delle autorizzazioni alla prospezione, ricerca e coltivazione di idrocarburi - Direttiva 94/22/CE	42
2.5	NORMATIVA NAZIONALE E REGIONALE DI SETTORE.....	42
2.5.1	Normativa energetica per le attività in progetto	42
2.5.2	Normativa di settore per le attività in progetto	51
2.5.3	Normativa per la tutela dell'ambiente marino	60
2.6	IL REGIME VINCOLISTICO SOVRAORDINATO	63
2.6.1	Aree naturali protette (L. 394/1991 e s.m.i.).....	63
2.6.2	Zone marine di tutela biologica (Legge 963/1965 e s.m.i.) e Zone marine di ripopolamento (D. Lgs. 154/2004 e s.m.i.)	67

 <p>eni S.p.A. Exploration & Production Division</p>	<p>Data Aprile 2014</p>	<p>Doc. 000239_DV_EV.HSE.0022.001_00 Integrazioni allo Studio di Impatto Ambientale OFFSHORE IBLEO Campo Gas PANDA</p>	<p>Capitolo 2 Pag. 2 di 77</p>
----------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------	-----------------------------	-----------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------	------------------------------------

2.6.3	Siti della Rete Natura 2000 (Siti di Importanza Comunitaria, Zone di Protezione Speciale).....	70
2.6.4	“Important Bird Area” (IBA).....	71
2.6.5	Aree tutelate ai sensi del D.Lgs. 42/2004 e s.m.i.....	72
2.7	VERIFICA DELLA COERENZA CON GLI STRUMENTI NORMATIVI VIGENTI.....	74
2.8	LA POLITICA AMBIENTALE DI ENI S.P.A. - DIVISIONE E&P.....	74
2.8.1	Sistema di Gestione Integrato HSE (Salute, Sicurezza, Ambiente e Incolumità Pubblica).....	74
2.8.2	Certificazione ISO 14001 e OHSAS 18001.....	77

 eni S.p.A. Exploration & Production Division	Data Aprile 2014	Doc. 000239_DV_EV.HSE.0022.001_00 Integrazioni allo Studio di Impatto Ambientale OFFSHORE IBLEO Campo Gas PANDA	Capitolo 2 Pag. 3 di 77
---------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------	----------------------------	---------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------	------------------------------------------

INDICE DELLE FIGURE

Figura A 2-1: consumo di gas naturale nel mondo, periodo 2010 - 2040 (dati in trilioni di piedi cubi) (Fonte: International Energy Outlook 2013)	8
Figura A 2-2: consumo di gas naturale in America nei paesi OCSE (dati in trilioni di piedi cubi) proiezione anni 2010 - 2040 (Fonte: International Energy Outlook 2013).....	9
Figura A 2-3: consumo di gas naturale e settore di utilizzo in Europa nei paesi OCSE (dati in trilioni di piedi cubi) proiezione anni 2010 - 2040 (Fonte: International Energy Outlook 2013).....	9
Figura A 2-4: consumo di gas naturale e settore di utilizzo in Asia nei paesi OCSE (dati in trilioni di piedi cubi) proiezione anni 2010 - 2040 (Fonte: International Energy Outlook 2013)	10
Figura A 2-5: consumo di gas naturale nei paesi Europei ed Euroasiatici non OCSE (dati in trilioni di piedi cubi) proiezione anni 2010 - 2040 (Fonte: International Energy Outlook 2013).....	10
Figura A 2-6: consumo di gas in Asia nei paesi non OCSE (dati in trilioni di piedi cubi) proiezione anni 2010 - 2040 (Fonte: International Energy Outlook 2013).....	11
Figura A 2-7: consumo mondiale di energia distinto per tipologia di risorse (quadrilioni di Unità termiche britanniche "Btu") (Fonte: International Energy Outlook 2013)	12
Figura A 2-8: produzione di gas naturale nel mondo (dati in trilioni di piedi cubi), proiezione anni 2010 - 2040 (Fonte: International Energy Outlook 2013)	14
Figura A 2-9: produzione di gas naturale paesi OCSE (trilioni di piedi cubi), proiezione anni 1990 – 2040 (Fonte: International Energy Outlook 2013)	15
Figura A 2-10: andamento delle riserve di gas naturale nel mondo negli ultimi 30 anni (dati in trilioni di piedi cubi) (Fonte: International Energy Outlook 2013).....	16
Figura A 2-11: stima delle riserve di gas naturale per area geografica al gennaio 2013 (dati in trilioni di piedi cubi) (Fonte: International Energy Outlook 2013).....	16
Figura A 2-12: consumo primario energia primaria in Europa nel 2012 (Fonte: Statistical Report 2013 , Eurogas).....	17
Figura A 2-13: quota del consumo primario di energia primaria in Europa confronto 2010-2011 (Fonte: Statistical Report 2013, Eurogas)	18
Figura A 2-14: consumo finale di energia primaria in Europa nel 2012 (Fonte: Statistical Report 2013, Eurogas).....	19
Figura A 2-15: quota del consumo finale di energia primaria in Europa confronto 2010-2011 (Fonte: Statistical Report 2013, Eurogas)	19
Figura A 2-16: domanda di gas per settori nel 2012 (Fonte: Statistical Report 2013, Eurogas)	21
Figura A 2-17: percentuale della domanda di gas per settori. Confronto 2001- 2012 (Fonte: Statistical Report 2013, Eurogas)	21
Figura A 2-18: percentuale delle fonti di approvvigionamento nei paesi EU28, anni 2011 e 2012 (Fonte: Statistical Report 2013, Eurogas)	22
Figura A 2-19: numero di pozzi perforati dal 1992 al 2012 (Fonte: UNMIG, 2013)	26
Figura A 2-20: metri perforati dal 1992 al 2012 (Fonte: UNMIG, 2013)	27




 eni S.p.A. Exploration & Production Division	Data Aprile 2014	Doc. 000239_DV_EV.HSE.0022.001_00 Integrazioni allo Studio di Impatto Ambientale OFFSHORE IBLEO Campo Gas PANDA	Capitolo 2 Pag. 4 di 77
---------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------	----------------------------	---------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------	------------------------------------------


Figura A 2-21: produzione di gas (miliardi di Smc) – serie storica 1992-2012 (Fonte: Rapporto 2013 DGRME).....	29
Figura A 2-22: produzione di petrolio (milioni di tonnellate) – serie storica anni 1992-2012 (Fonte: Rapporto 2013 DGRME)	29
Figura A 2-23: produzione di gas naturale in Italia, anno 2012 suddivisa per Regione/Zona marina [MSm ³] (Fonte: Direzione Generale per le Risorse Minerarie ed Energetiche, Rapporto Annuale 2013 – elaborazione AECOM Italy).....	30
Figura A 2-24: riserve certe di gas per regione/zona marina al 31 dicembre 2012 (Fonte: Rapporto 2013 DGRME).....	32
Figura A 2-25: produzione ed importazione di gas naturale nella Regione Siciliana,.....	50
Figura A 2-26: andamento dei consumi di Gas naturale nella Regione Siciliana,	50
Figura A 2-27: aree marine e terrestri istituite a Parco Nazionale e Aree Marine Protette (Fonte: Portale del MATTM, consultazione Aprile 2014).....	64
Figura A 2-28: Aree Marine Protette di prossima istituzione e Aree Marine di reperimento (Fonte: Portale del MATTM, consultazione Aprile 2014).....	65
Figura A 2-29: ZTB (<i>nurseries</i>) del nasello e parzialmente del gambero rosa nello Stretto di Sicilia. (Fonte: Piano di gestione del GSA 16 (Stretto di Sicilia), Maggio 2011 – Elaborazione AECOM Italy)	69
Figura A 2-30: aree vincolate ai sensi del D.Lgs. 42/04, artt. 136 e 142 (Fonte: portale SITAP – Ministero dei Beni e delle Attività Culturali).....	73

 <p>eni S.p.A. Exploration & Production Division</p>	<p>Data Aprile 2014</p>	<p>Doc. 000239_DV_EV.HSE.0022.001_00 Integrazioni allo Studio di Impatto Ambientale OFFSHORE IBLEO Campo Gas PANDA</p>	<p>Capitolo 2 Pag. 5 di 77</p>
----------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------	-----------------------------	-----------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------	------------------------------------

INDICE DELLE TABELLE

Tabella A 2-1: bilancio energetico nazionale 2011 - 2012 (Fonte: Elaborazione AEEG su dati Ministero dello sviluppo economico)	23
Tabella A 2-2: titoli minerari per idrocarburi – serie storica 1992-2012 (Fonte: Rapporto 2013 DGRME).....	25
Tabella A 2-3: titoli minerari in mare – aggiornamento al 31/12/2012 (Fonte: Direzione Generale per le Risorse Minerarie ed Energetiche, Rapporto Annuale 2013)	25
Tabella A 2-4: produzione di idrocarburi – serie storica 1992-2012 (Fonte: Rapporto 2013 DGRME).....	28
Tabella A 2-5: produzione di gas naturale anno 2013 - Gennaio 2014 (Fonte: portale UNMIG – elaborazione AECOM Italy).....	31
Tabella A 2-6: ritrovamenti idrocarburi, serie storica 2002-2012 (Fonte: UNMIG, 2013 – elaborazione AECOM Italy)	33
Tabella A 2-7: normativa di riferimento	51
Tabella A 2-8: sostanze oggetto di attività estrattiva suddivise per categoria.....	56

 <p>eni S.p.A. Exploration & Production Division</p>	<p>Data Aprile 2014</p>	<p>Doc. 000239_DV_EV.HSE.0022.001_00 Integrazioni allo Studio di Impatto Ambientale OFFSHORE IBLEO Campo Gas PANDA</p>	<p>Capitolo 2 Pag. 6 di 77</p>
------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------	-----------------------------	--------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------	------------------------------------

 <p>eni S.p.A. Exploration & Production Division</p>	<p>Data Aprile 2014</p>	<p>Doc. 000239_DV_EV.HSE.0022.001_00 Integrazioni allo Studio di Impatto Ambientale OFFSHORE IBLEO Campo Gas PANDA</p>	<p>Capitolo 2 Pag. 7 di 77</p>
----------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------	-----------------------------	-----------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------	------------------------------------

2 QUADRO DI RIFERIMENTO PROGRAMMATICO

2.1 PREMESSA

Il presente capitolo costituisce integrazione al Quadro di Riferimento Programmatico dello Studio di Impatto Ambientale (SIA) del Progetto "Offshore Ibleo", relativamente allo sviluppo del solo Campo Gas Panda, che sarà realizzato da eni Divisione e&p.

Il "Quadro di Riferimento Programmatico", sviluppato ai sensi dell'Allegato V del D. Lgs. 152/06, come modificato dall'Allegato VII del D.Lgs. 4/08, ha la funzione di strumento di controllo e di verifica della compatibilità tra le indicazioni normative relative alla legislazione vigente e le indicazioni e le soluzioni prospettate dal progetto delle opere da realizzare, evidenziando eventuali rapporti di coerenza tra il progetto stesso e l'attuale situazione energetica italiana.

In particolare, il presente capitolo è così strutturato:

- Paragrafo 2.2 Il mercato degli idrocarburi;
- Paragrafo 2.3: Normativa Internazionale di settore;
- Paragrafo 2.4: Normativa europea di settore;
- Paragrafo 2.5: Normativa Nazionale e Regionale di settore;
- Paragrafo 2.6: Il Regime Vincolistico sovraordinato;
- Paragrafo 2.7: Verifica della coerenza con gli strumenti normativi vigenti;
- Paragrafo 2.8: La Politica Ambientale di eni s.p.a. - divisione e&p.

2.2 IL MERCATO DEGLI IDROCARBURI

2.1.1 *Situazione Mondiale*

2.2.1.1 *Consumo mondiale di gas naturale*

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

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

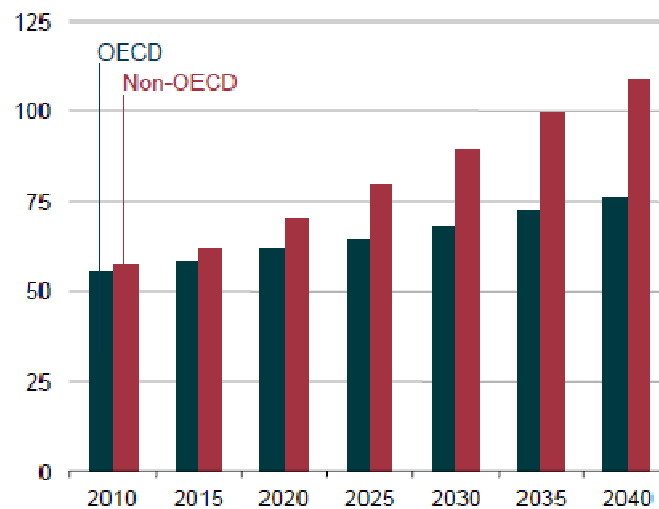


Figura A 2-1: consumo di gas naturale nel mondo, periodo 2010 - 2040 (dati in triloni di piedi cubi)
(Fonte: International Energy Outlook 2013)

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

Nei paesi Europei ed Euroasiatici non appartenenti all'OCSE il gas naturale soddisfa circa il 50% del fabbisogno di energia primaria 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 0,9% annuo, molto minore rispetto a quello previsto per altri paesi della stessa area in cui il consumo medio annuo aumenterà dell'1,4%.

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

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

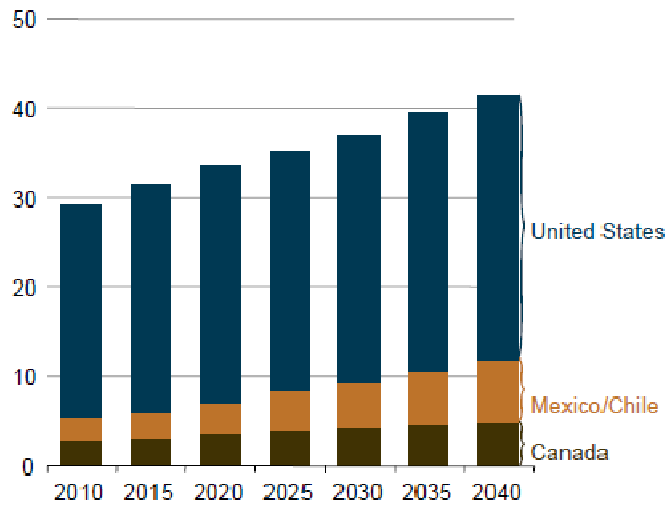


Figura A 2-2: consumo di gas naturale in America nei paesi OCSE (dati in trilioni di piedi cubi) proiezione anni 2010 - 2040 (Fonte: International Energy Outlook 2013)

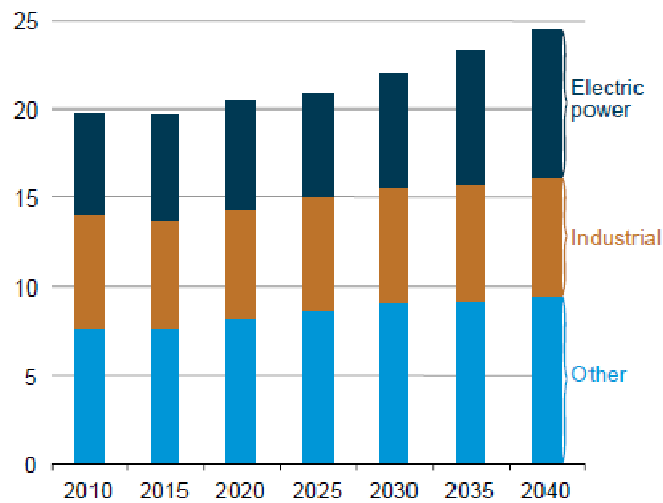


Figura A 2-3: consumo di gas naturale e settore di utilizzo in Europa nei paesi OCSE (dati in trilioni di piedi cubi) proiezione anni 2010 - 2040 (Fonte: International Energy Outlook 2013)

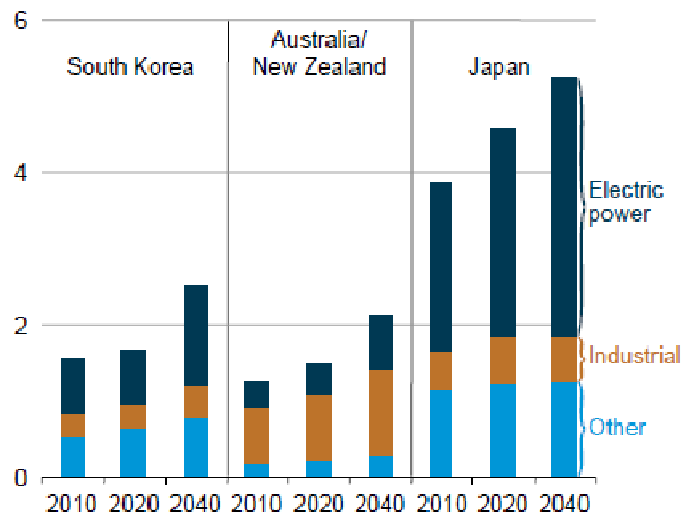


Figura A 2-4: consumo di gas naturale e settore di utilizzo in Asia nei paesi OCSE (dati in trilioni di piedi cubi) proiezione anni 2010 - 2040 (Fonte: International Energy Outlook 2013)

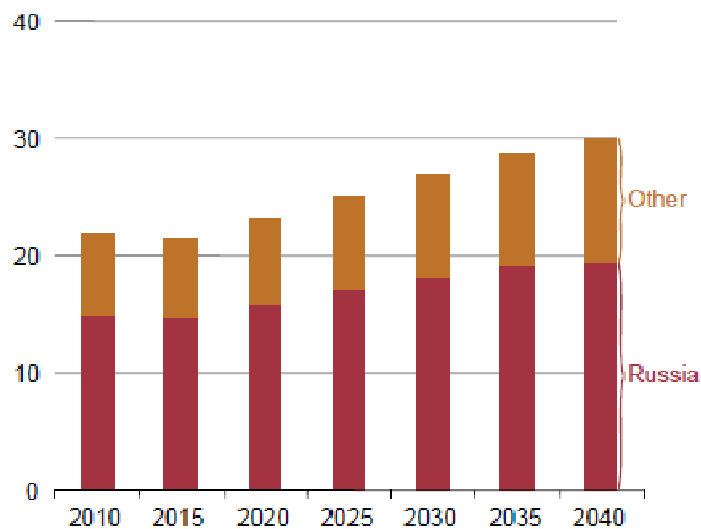


Figura A 2-5: consumo di gas naturale nei paesi Europei ed Euroasiatici non OCSE (dati in trilioni di piedi cubi) proiezione anni 2010 - 2040 (Fonte: International Energy Outlook 2013)

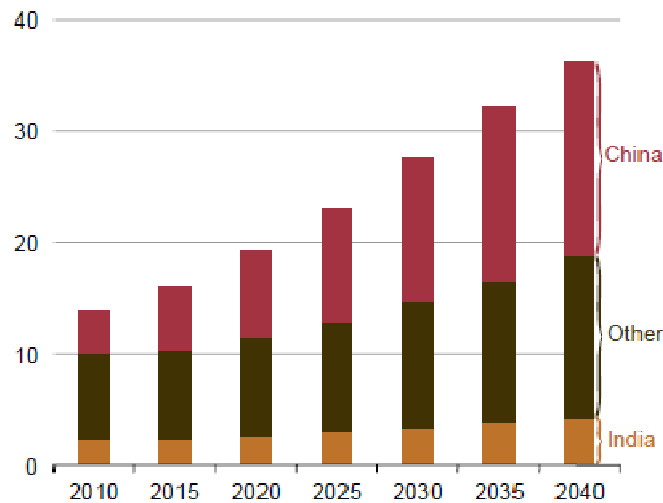


Figura A 2-6: consumo di gas in Asia nei paesi non OCSE (dati in trilioni di piedi cubi) proiezione anni 2010 - 2040 (Fonte: International Energy Outlook 2013)

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

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

2.2.1.2 Consumo mondiale di petrolio e altri combustibili liquidi

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

Il petrolio e gli altri combustibili liquidi si confermano anche per gli anni futuri quale fonte di combustibile dominante a livello mondiale, utilizzata soprattutto nel settore dei trasporti (63%), nonostante il continuo incremento del prezzo del petrolio, e nel settore industriale (37%, soprattutto nelle industrie chimiche) (cfr. **Figura A 2-7**).

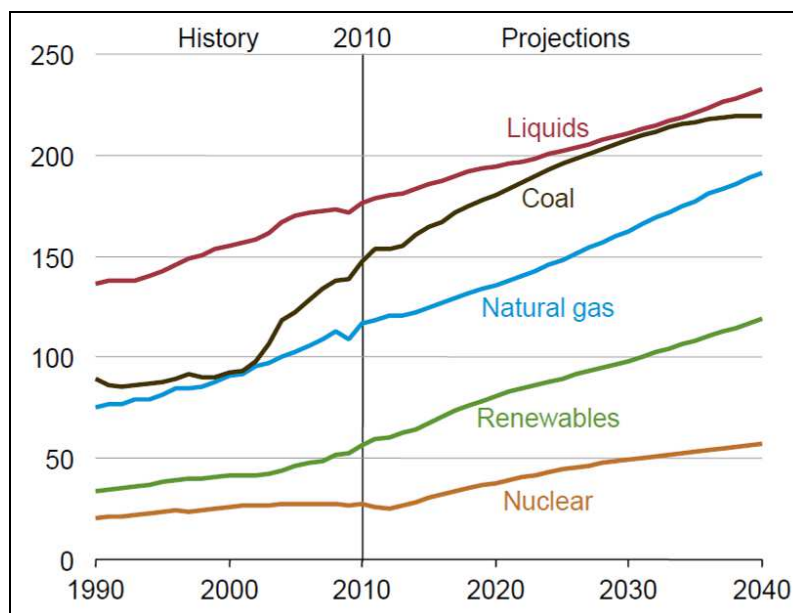


Figura A 2-7: consumo mondiale di energia distinto per tipologia di risorse (quadrilioni di Unità termiche britanniche “Btu”) (Fonte: International Energy Outlook 2013)

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


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

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

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

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

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

 eni S.p.A. Exploration & Production Division	Data Aprile 2014	Doc. 000239_DV_EV.HSE.0022.001_00 Integrazioni allo Studio di Impatto Ambientale OFFSHORE IBLEO Campo Gas PANDA	Capitolo 2 Pag. 13 di 77
---------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------	---------------------	---------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------	-----------------------------

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

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

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

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

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


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

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

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

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

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

 eni S.p.A. Exploration & Production Division	Data Aprile 2014	Doc. 000239_DV_EV.HSE.0022.001_00 Integrazioni allo Studio di Impatto Ambientale OFFSHORE IBLEO Campo Gas PANDA	Capitolo 2 Pag. 14 di 77
-----------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------	---------------------	------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------	-----------------------------

2.2.1.3 Produzione e riserve mondiali di gas naturale

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

Nel periodo di riferimento, si prevede che la maggior parte dell'aumento dell'offerta provverrà dai paesi non appartenenti all'OCSE dal quale si stima che provverà il 73% dell'aumento totale della produzione di gas. La produzione, infatti, in tali paesi crescerà mediamente del 2% all'anno (passando da 70 trilioni di piedi cubi nel 2010 a 126 trilioni di piedi cubi nel 2040), mentre la produzione nei paesi membri dell'OCSE crescerà solo dell'1,3% all'anno (passando da 41 trilioni di piedi cubi nel 2010 a 61 trilioni di piedi cubi nel 2040). In particolare, come si evince dalla successiva **Figura A 2-8**, il maggiore incremento della produzione di gas naturale è atteso nei paesi del Medio Oriente (15,6 trilioni di piedi cubi) e nei paesi non appartenenti all'OCSE dell'Asia (9,7 trilioni di piedi cubi). Inoltre, nello stesso periodo, si prevede che l'Iran ed il Qatar da sole aumenteranno la loro produzione del gas naturale di 10,3 trilioni di piedi cubi.

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

^aIncludes supplemental production, less any forecast discrepancy.

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

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

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

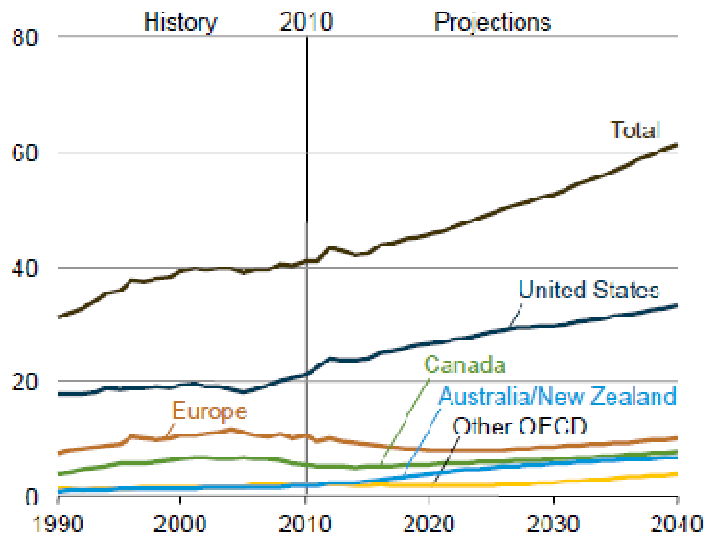


Figura A 2-9: produzione di gas naturale paesi OCSE (trilioni di piedi cubi), proiezione anni 1990 – 2040 (Fonte: International Energy Outlook 2013)

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

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

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

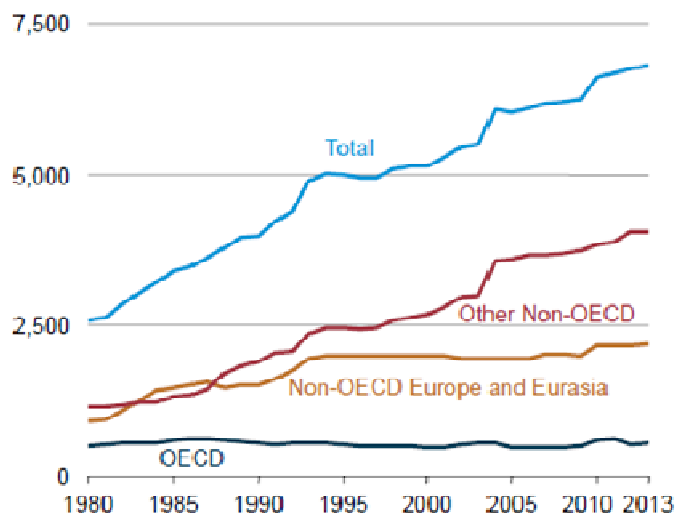


Figura A 2-10: andamento delle riserve di gas naturale nel mondo negli ultimi 30 anni (dati in trilioni di piedi cubi) (Fonte: International Energy Outlook 2013)

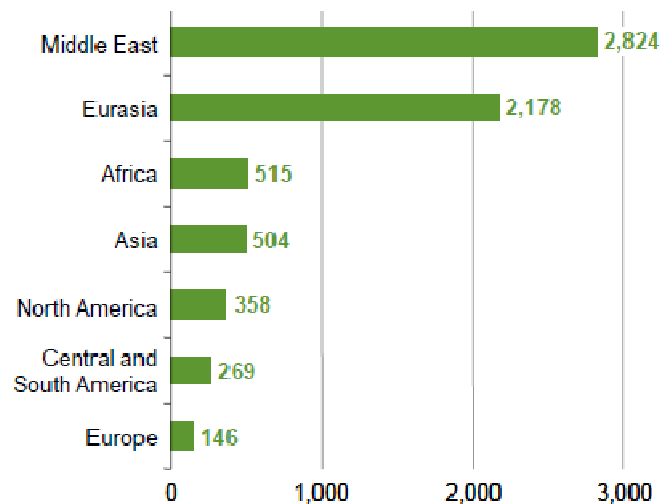


Figura A 2-11: stima delle riserve di gas naturale per area geografica al gennaio 2013 (dati in trilioni di piedi cubi) (Fonte: International Energy Outlook 2013)

2.2.2 Situazione Europea

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

Il consumo primario di energia di un paese (cfr. **Figura A 2-12**) è definito come l'energia totale lorda approvvigionata (energia prodotta + energia importata) prima di ogni conversione in altre forme di energia

ed include, ad esempio, le perdite per produzione di energia e le perdite connesse alla trasformazione e alla distribuzione di energia. Invece, il consumo finale di energia è definito come il consumo primario di energia meno le perdite (per produzione di energia elettrica, per la distribuzione, ecc....).

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

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

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

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

Note: other renewables includes biomass, wind, solar and geothermal energy.

figures are best estimates available at the time of publication.

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

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

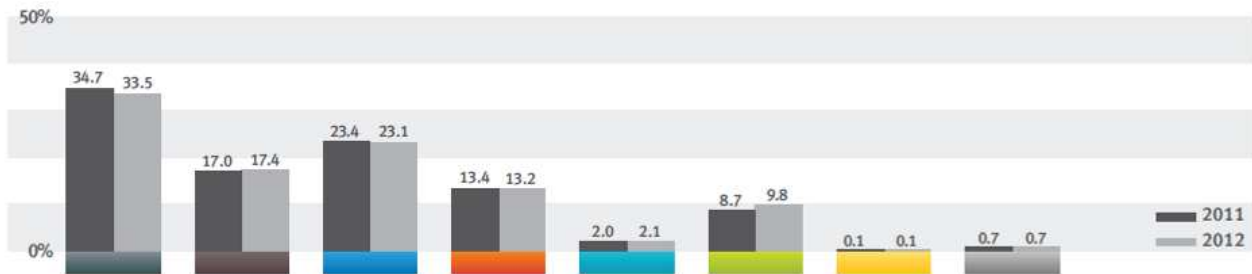


Figura A 2-13: quota del consumo primario di energia primaria in Europa confronto 2010-2011
(Fonte: Statistical Report 2013, Eurogas)

In merito al consumo finale di energia in Europa, lo “*Statistical Report, 2013*” riporta un confronto tra gli anni 2010 e 2011 per i quali attualmente sono disponibili dati affidabili. In particolare, nel 2011, il consumo finale di energia nell'UE è diminuita da 2% raggiungendo una quota pari a 1.188 Mtep rispetto al 2010. A causa della situazione economica stagnante, il consumo finale di tutti i combustibili sono diminuiti, ad eccezione della categoria "altri" che include fonti rinnovabili e di calore, che sono aumentati del 4%. Nel 2011, l'uso del gas naturale nel consumo finale di energia è diminuito dell'8%, i prodotti petroliferi dell'1%, i combustibili fossili solidi del 3% ed elettricità da 2% (cfr. **Figura A 2-14** e **Figura A 2-15**). Il gas naturale è ancora il secondo combustibile utilizzato, con una percentuale del 22%, seguito dall' energia elettrica (20%) e secondo solo ai prodotti petroliferi che restano la maggiore componente del consumo finale di energia con una quota del 42%.



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

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

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

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

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

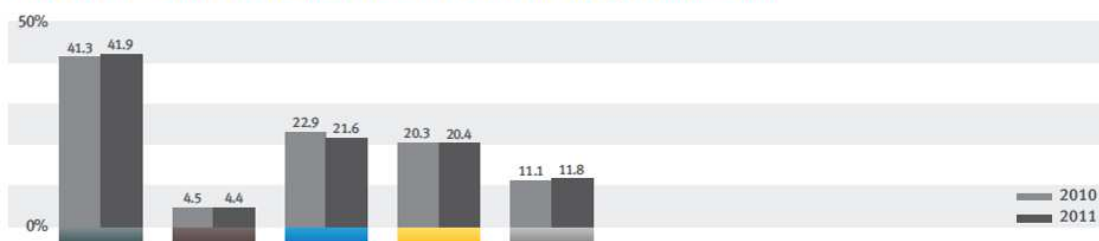



Figura A 2-15: quota del consumo finale di energia primaria in Europa confronto 2010-2011 (Fonte: Statistical Report 2013, Eurogas)

 <p>eni S.p.A. Exploration & Production Division</p>	<p>Data Aprile 2014</p>	<p>Doc. 000239_DV_EV.HSE.0022.001_00 Integrazioni allo Studio di Impatto Ambientale OFFSHORE IBLEO Campo Gas PANDA</p>	<p>Capitolo 2 Pag. 20 di 77</p>
----------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------	-----------------------------	-----------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------	-------------------------------------

Specificatamente per il mercato europeo del gas, nel 2012 il consumo totale di gas nell'Unione europea ha subito ad un calo per il secondo anno consecutivo. La domanda di gas naturale dal 2011 al 2012 è diminuita del 2%, raggiungendo valori di 5.061 TWh (cfr. **Figura A 2-16**). Sebbene i mercati del gas naturale varino notevolmente in tutta Europa, possono essere distinte alcune tendenze generali per la maggior parte degli Stati membri dell'UE. Nel settore residenziale e commerciale, le temperature più basse registrate durante la stagione fredda e l'ondata di freddo nel febbraio 2012, hanno determinato un aumento della domanda di gas del 6 % rispetto al 2011, che era stato caratterizzato da condizioni atmosferiche molto miti. Nel settore energetico, il significativo calo del 17 % per l'uso di gas per generare elettricità può essere attribuito alla crescente produzione di energia elettrica da fonti rinnovabili in combinazione, che hanno ridotto la quota dei combustibili fossili nella produzione di energia totale. Tuttavia, tra i combustibili fossili, carbone e lignite hanno continuato a spiazzare gas a causa dei mercati favorevoli. La crescente competitività del carbone nella UE si basa sul calo dei prezzi del carbone. Dopo due anni di ripresa, l'industria in tutta Europa, nel 2012, mostra nuovamente un andamento negativo con un tasso medio di calo della produzione industriale del -2,1% in confronto con il 2011, secondo Eurostat. Il calo della produzione industriale ha contribuito ad una riduzione del consumo di gas dell' 1% nel settore. Il settore trasporti ha rappresentato solo lo 0,4% delle vendite di gas naturale nel 2012, ma i volumi erogati sono aumentati del 6% rispetto al 2011 (cfr. Figura A 2-17).

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

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

Units: terawatt hours (gross calorific value).

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

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

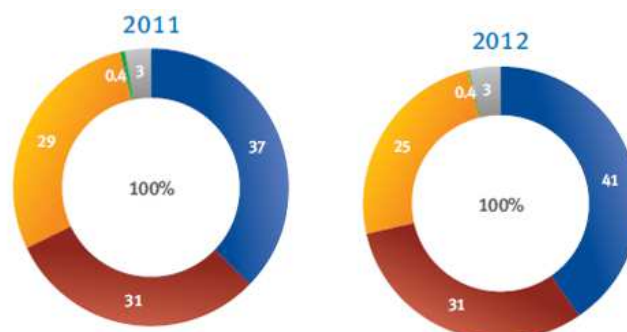


Figura A 2-17: percentuale della domanda di gas per settori. Confronto 2011- 2012 (Fonte: Statistical Report 2013, Eurogas)

La produzione interna di gas naturale nel 2012 è diminuita del 7% rispetto al 2011, raggiungendo un valore di 1712 TWh (159 miliardi di metri cubi), ma rimane la maggiore fonte di approvvigionamento a livello europeo, coprendo circa il 33% del totale; il restante quantitativo viene importato prevalentemente dalla Russia (23%), seguita da Norvegia (22%), Algeria (9%). La seguente **Figura A 2-18** presenta una schematizzazione delle principali fonti di approvvigionamento dei Paesi dell'Unione Europea (EU28) nel 2012 rispetto al 2011.

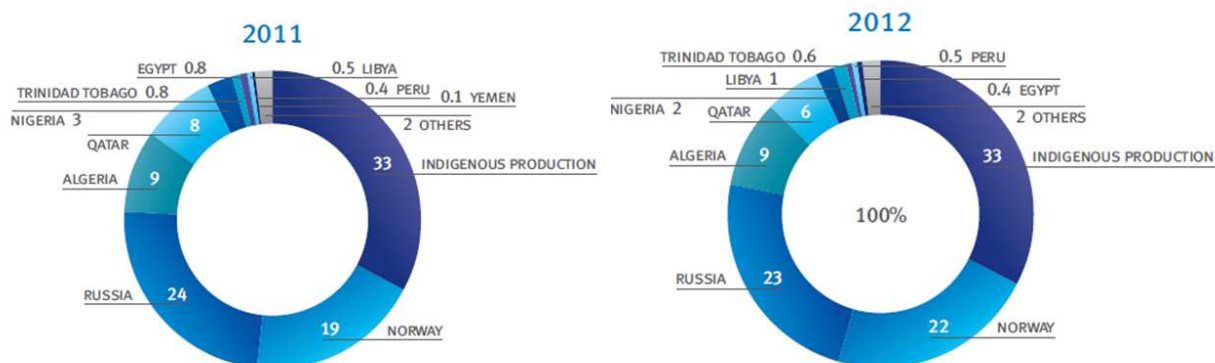


Figura A 2-18: percentuale delle fonti di approvvigionamento nei paesi EU28, anni 2011 e 2012
 (Fonte: Statistical Report 2013, Eurogas)

2.2.3 Situazione Italiana

2.2.3.1 Quadro Energetico Nazionale

L'analisi di seguito presentata, relativa alla situazione della domanda e dell'offerta di energia in Italia per l'anno 2012, 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 2013.

La diminuzione del PIL italiano del 2,4% nel 2012 è stata accompagnata da un calo dei consumi di energia primaria del 3,5%. Come si può rilevare dal bilancio dell'energia primaria riportato in **Tabella A 2-1**, il calo è distribuito su quasi tutti i settori e su tutte le fonti primarie e secondarie. Fanno eccezione unicamente le fonti rinnovabili e i consumi civili di gas naturale, spinti dal freddo invernale.


Aumenti hanno interessato anche alcuni settori di nicchia, come il consumo di gas per autotrasporti e di gas naturale e le fonti solide per la sintesi chimica, ma si tratta di consumi marginali che non fanno la differenza. Per il resto, la crisi economica, prolungata oramai da oltre 18 mesi, ha contribuito al collasso dei consumi di energia, sia in fase di trasformazione intermedia che in fase di utilizzo finale.



	SOLIDI	GAS	PETROLIO	RINNOVABILI	ENERGIA ELETTRICA ^(A)	DIFFERENZA
ANNO 2012						
1 Produzione	0,63	7,05	5,40	24,80	0,00	37,88
2 Importazione	15,95	55,47	86,28	2,09	9,98	169,76
3 Esportazione	0,23	0,11	29,17	0,05	0,50	30,07
4 Variazione delle scorte	-0,21	1,05	-1,09	0,02	0,00	-0,24
5 Disponibilità per il consumo interno (1+2-3-4)	16,56	61,36	63,59	26,82	9,48	177,81
6 Consumi e perdite del settore energetico	-0,33	-1,62	-5,02	-0,01	-41,62	-48,59
7 Trasformazione in energia elettrica	-11,79	-20,57	-3,30	-21,72	57,37	0,00
8 Totale impieghi finali (5+6+7)	4,45	39,17	55,27	5,09	25,23	129,22
- industria	4,36	12,29	4,26	0,27	9,81	30,98
- trasporti	0,00	0,75	36,18	1,27	0,92	39,13
- usi civili	0,00	25,54	3,68	3,40	14,00	46,62
- agricoltura	0,00	0,12	2,17	0,15	0,50	2,94
- sintesi chimica	0,09	0,47	5,86	0,00	0,00	6,42
- bunkeraggi	0,00	0,00	3,12	0,00	0,00	3,12
ANNO 2011						
1 Produzione	0,71	6,92	5,28	22,55	0,00	35,47
2 Importazione	15,53	57,63	89,94	2,17	10,45	175,73
3 Esportazione	0,22	0,10	26,70	0,16	0,39	27,57
4 Variazione delle scorte	-0,58	0,64	-0,63	-0,01	0,00	-0,58
5 Disponibilità per il consumo interno (1+2-3-4)	16,60	63,81	69,16	24,57	10,06	184,20
6 Consumi e perdite del settore energetico	-0,31	-1,51	-5,49	-0,01	-41,98	-49,30
7 Trasformazione in energia elettrica	-11,78	-23,11	-3,30	-19,69	57,88	0,00
8 Totale impieghi finali (5+6+7)	4,51	39,20	60,36	4,87	25,96	134,90
- industria	4,41	12,67	4,84	0,26	10,48	32,66
- trasporti	0,00	0,72	39,52	1,30	0,93	42,47
- usi civili	0,00	25,24	3,98	3,18	14,05	46,45
- agricoltura	0,00	0,13	2,23	0,14	0,51	3,01
- sintesi chimica	0,10	0,43	6,37	0,00	0,00	6,90
- bunkeraggi	0,00	0,00	3,41	0,00	0,00	3,41

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

Tabella A 2-1: bilancio energetico nazionale 2011 - 2012 (Fonte: Elaborazione AEEG su dati Ministero dello sviluppo economico)

 <p>eni S.p.A. Exploration & Production Division</p>	<p>Data Aprile 2014</p>	<p>Doc. 000239_DV_EV.HSE.0022.001_00 Integrazioni allo Studio di Impatto Ambientale OFFSHORE IBLEO Campo Gas PANDA</p>	<p>Capitolo 2 Pag. 24 di 77</p>
----------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------	-----------------------------	-----------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------	-------------------------------------

Il crollo più macroscopico riguarda i consumi nel settore dei trasporti, che ha visto un declino del 7,9% concentrato nei prodotti petroliferi, il cui consumo è calato di 3,3 milioni di tep. Tale crollo nel settore dei trasporti risulta dall'effetto combinato della caduta non solo dei consumi privati, ma anche (se non soprattutto) della produzione industriale in relazione al trasporto delle merci.

Relativamente alla produzione di fonti energetiche primarie, il settore degli idrocarburi sembra confermare la ripresa della crescita iniziata nel 2011, comunque poco significativa rispetto alle ingenti quantità necessarie per coprire la domanda nazionale. Lo sviluppo delle fonti rinnovabili, pur risultando attenuato nel 2012 rispetto all'andamento medio degli anni precedenti per via della riduzione degli incentivi, è rimasto considerevole, arrivando a coprire il 15% del fabbisogno di energia.

La trasformazione delle fonti in energia elettrica ha subito le stesse sorti di altri paesi europei, con la generazione da gas naturale avversata dal basso prezzo del carbone e dal dispacciamento prioritario delle fonti rinnovabili. Il calo dei consumi di gas nella generazione elettrica è quasi raddoppiato rispetto all'anno precedente (dell'11,0% nel 2012 contro il 6,1% nel 2011), mentre la generazione da fonti rinnovabili è aumentata del 10,3% in un anno in cui la domanda di energia elettrica è scesa del 2,8% e sono diminuite anche le importazioni nette del 6%.

A conferma dell'impatto negativo della recessione sul settore energetico è anche la perdurante crisi del settore della raffinazione (-4,1% nel 2012 e -2,6% mediamente negli otto anni precedenti), anche se le esportazioni di raffinati hanno visto una crescita del 10% nel 2012.

In conclusione, nonostante la crisi economica ed energetica, si nota che l'incidenza dell'energia elettrica sui consumi di energia finale non ha mai smesso di crescere seguendo un percorso quasi lineare, seppure con alti e bassi, negli ultimi tre decenni. E' inoltre da segnalare il fatto che la dipendenza energetica dall'estero è scesa per la prima volta sotto l'80%.

2.2.3.2 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. L'analisi è stata condotta sulla base dei dati forniti dalla Direzione Generale per le Risorse Minerarie ed Energetiche del Dipartimento (DGRME) per l'Energia del Ministero dello Sviluppo Economico (*Rapporto Annuale 2013 – Attività anno 2012*) e sugli ultimi dati relativi al 2013 e gennaio 2014, pubblicati sul portale UNMIG.

Titoli minerari

Al 31 dicembre 2012, risultano vigenti sul territorio italiano 115 permessi di ricerca (di cui 94 in terraferma, e 21 in mare) e 200 concessioni di coltivazione (di cui 134 in terraferma e 66 in mare), come riportato nella successiva tabella.



Anno	PERMESSI			CONCESSIONI			TOTALE
	Terra	Mare	Totale	Terra	Mare	Totale	
1992	83	75	158	129	52	181	339
1993	64	65	129	135	54	189	318
1994	89	63	152	138	54	192	344
1995	82	64	146	133	58	191	337
1996	95	53	148	126	58	184	332
1997	107	55	162	125	57	182	344
1998	134	56	190	137	59	196	386
1999	119	55	174	156	67	223	397
2000	100	48	148	153	68	221	369
2001	95	45	140	150	69	219	359
2002	90	40	130	135	69	204	334
2003	69	34	103	146	69	215	318
2004	68	27	95	140	69	209	304
2005	60	30	90	140	69	209	304
2006	64	29	93	133	66	199	292
2007	58	32	90	131	67	198	288
2008	71	27	98	129	66	195	293
2009	72	25	97	131	66	197	294
2010	92	25	117	132	66	198	315
2011	96	25	121	133	66	199	320
2012	94	21	115	134	66	200	315

Tabella A 2-2: titoli minerari per idrocarburi – serie storica 1992-2012 (Fonte: Rapporto 2013 DGRME)

Con particolare riferimento al progetto proposto, secondo la classificazione della Direzione Generale per le Risorse Minerarie ed Energetiche, il Campo Gas Panda, ubicato nel Canale di Sicilia nell'ambito del Permesso di Ricerca di Idrocarburi liquidi e gassosi "G.R14.AG", ricade in **Zona Marina "G"** le cui caratteristiche sono riportate nella successiva **Tabella A 2-3**.

ZONE MARINE	PERMESSI		CONCESSIONI		TOTALE	
	Numero permessi	Superficie (Km ²)	Numero concessioni	Superficie (Km ²)	Numero titoli	Superficie (Km ²)
ZONA G	3	1.455,37	0	0,00	3	1.455,37

Tabella A 2-3: titoli minerari in mare – aggiornamento al 31/12/2012 (Fonte: Direzione Generale per le Risorse Minerarie ed Energetiche, Rapporto Annuale 2013)

Attività di perforazione

Nel 2012 sono state portate avanti attività di perforazione su 40 pozzi, effettuate per diverse finalità: ottimizzazione produzione tramite workover (18 pozzi), sviluppo (9 pozzi), stoccaggio (8 pozzi), esplorazione (4 pozzi) e monitoraggio (1 pozzo). Inoltre, a fronte della perforazione di 22 nuovi pozzi si è registrata la chiusura mineraria di 5 pozzi.

Questi dati mostrano come l'attività degli operatori, al momento, sia quasi esclusivamente orientata all'ottimizzazione dello sviluppo dei giacimenti già noti, piuttosto che alla ricerca ed allo sviluppo di nuove risorse. Nella successiva **Figura A 2-19** viene riportato l'andamento delle attività di perforazione nel ventennio 1992 - 2012, espresso come numero effettivo di pozzi perforati in Italia da tutti gli operatori, distinti in "esplorativi" e di "sviluppo" (UNMIG, 2013).

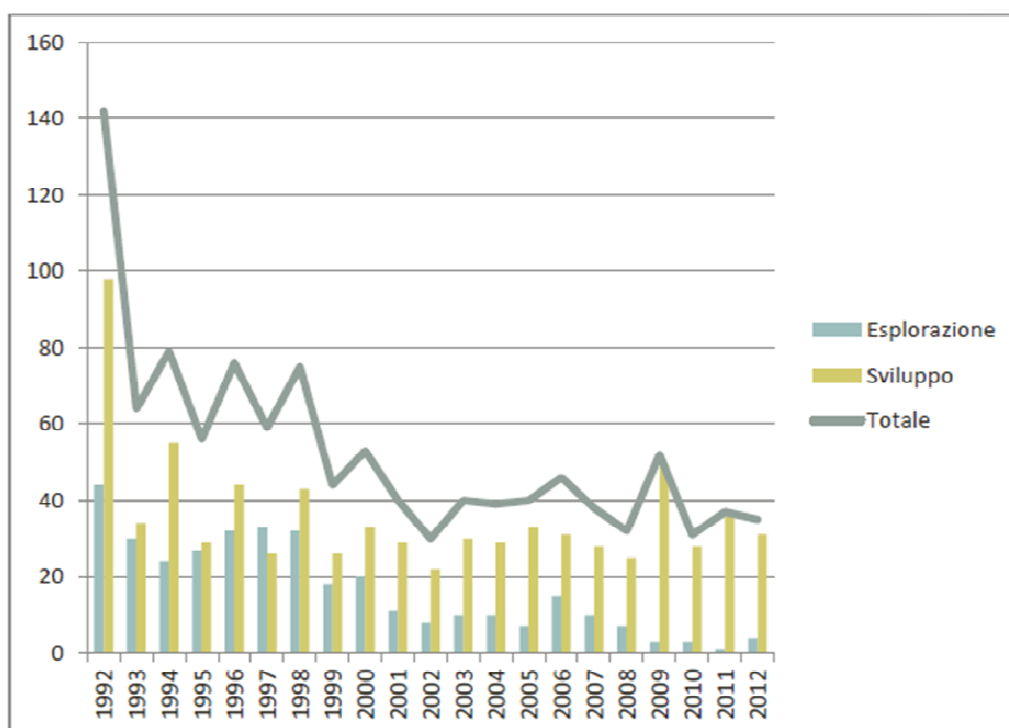


Figura A 2-19: numero di pozzi perforati dal 1992 al 2012 (Fonte: UNMIG, 2013)

Più in particolare, l'attività di perforazione ha interessato 33 postazioni, per un totale di 51.476 metri perforati. Di queste, 3 sono relative ad attività esplorative, mentre le restanti si riferiscono a 9 pozzi di sviluppo, 15 workover su pozzi esistenti, 5 pozzi di stoccaggio e 1 pozzo di monitoraggio.

L'andamento delle attività di perforazione nel ventennio 1992 - 2012, espresso come metri totali perforati in Italia da tutti gli operatori, distinti in "esplorativi" e di "sviluppo" è riportato nella successiva Figura A 2-20 (UNMIG, 2013).

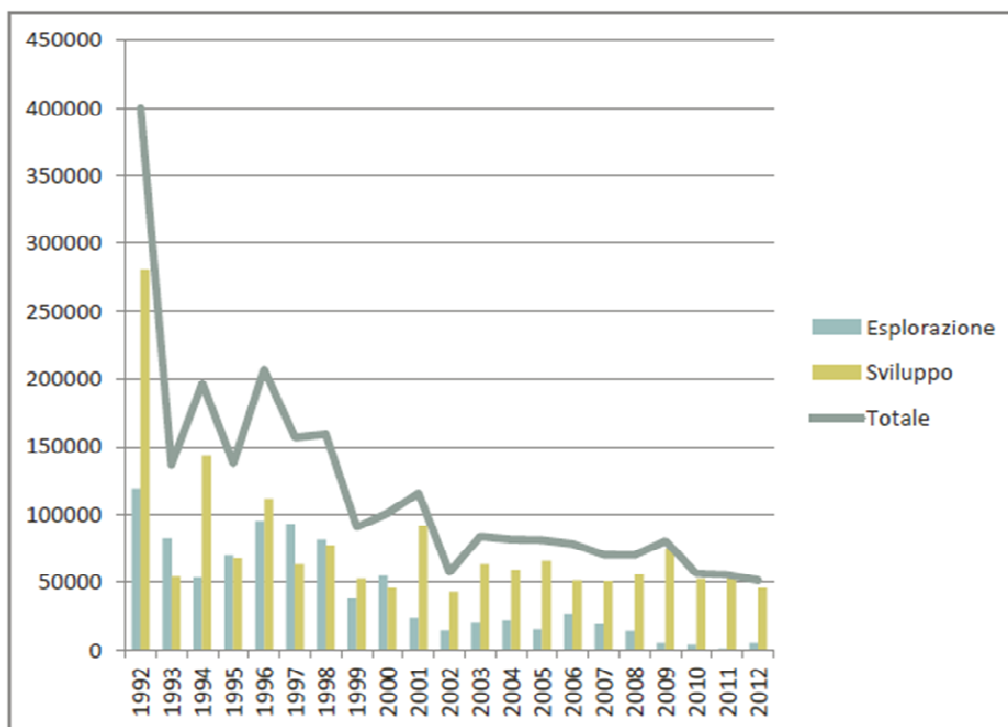


Figura A 2-20: metri perforati dal 1992 al 2012 (Fonte: UNMIG, 2013)

Attività di produzione

Relativamente alla produzione di idrocarburi, nel 2012 tale settore in Italia ha subito un leggero incremento rispetto all'anno precedente, attestandosi su +2% per il gas e +2% per l'olio, coem riportato nella successiva **Tabella A 2-4** nella quale sono stati sintetizzati i dati relativi alla produzione di idrocarburi, per la serie storica che comprende gli anni tra il 1991 ed il 2012, relativamente al gas naturale, petrolio e gasolina.



Anno	GAS (Sm ³ x 10 ⁹)			OLIO (tx 10 ⁶)			GASOLINA (tx 10 ³)		
	Terra	Mare	Totale	Terra	Mare	Totale	Terra	Mare	Totale
1992	4,71	13,44	18,15	2,64	1,84	4,48	16,00	6,00	22,00
1993	4,82	14,65	19,47	3,11	1,51	4,62	13,00	7,00	20,00
1994	4,58	16,06	20,64	3,61	1,26	4,87	12,00	6,00	18,00
1995	4,29	16,09	20,38	4,09	1,12	5,21	22,00	6,00	28,00
1996	4,09	16,13	20,22	4,39	1,04	5,43	17,00	5,00	22,00
1997	3,92	15,54	19,46	4,87	1,07	5,94	17,00	5,00	22,00
1998	3,64	15,53	19,17	4,08	1,52	5,60	18,00	4,00	22,00
1999	3,33	14,29	17,62	3,40	1,59	4,99	17,00	5,00	22,00
2000	3,66	13,11	16,77	3,20	1,36	4,56	25,00	6,00	31,00
2001	2,94	12,61	15,55	3,11	0,96	4,07	23,00	8,00	31,00
2002	2,79	12,15	14,94	4,47	1,03	5,50	22,00	11,00	33,00
2003	2,68	11,32	14,00	4,54	1,00	5,54	24,74	5,58	30,33
2004	2,38	10,54	12,92	4,46	0,95	5,41	23,00	6,00	29,00
2005	2,41	9,55	11,96	5,32	0,77	6,09	22,55	4,02	26,58
2006	2,33	8,51	10,84	5,06	0,70	5,76	20,87	3,03	23,90
2007	2,35	7,28	9,63	5,08	0,76	5,84	20,20	1,40	21,48
2008	2,26	6,81	9,07	4,69	0,53	5,22	22,31	0,67	22,99
2009	2,00	5,90	7,90	4,00	0,50	4,50	22,00	0,30	22,30
2010	2,10	5,80	7,90	4,40	0,70	5,10	25,00	0,20	25,20
2011	2,30	6,00	8,30	4,60	0,64	5,24	22,90	0,14	23,04
2012	2,47	6,07	8,54	4,90	0,47	5,37	19,54	0,13	19,67

Tabella A 2-4: produzione di idrocarburi – serie storica 1992-2012 (Fonte: Rapporto 2013 DGRME)

Come evidenziato nelle successive **Figura A 2-21** e in **Figura A 2-22**, l'ultimo decennio è stato caratterizzato da una prima fase di costante calo della produzione, con i valori minimi nell'anno 2009, e da una più recente fase di crescita iniziata nel 2010 per l'olio e nel 2011 per il gas.

Nel 2012 si conferma la tendenza alla ripresa della produzione di gas sia a terra che a mare, mentre per l'olio, si verifica una lieve diminuzione della produzione a mare sebbene compensata dalla produzione dei campi ubicati sulla terraferma.

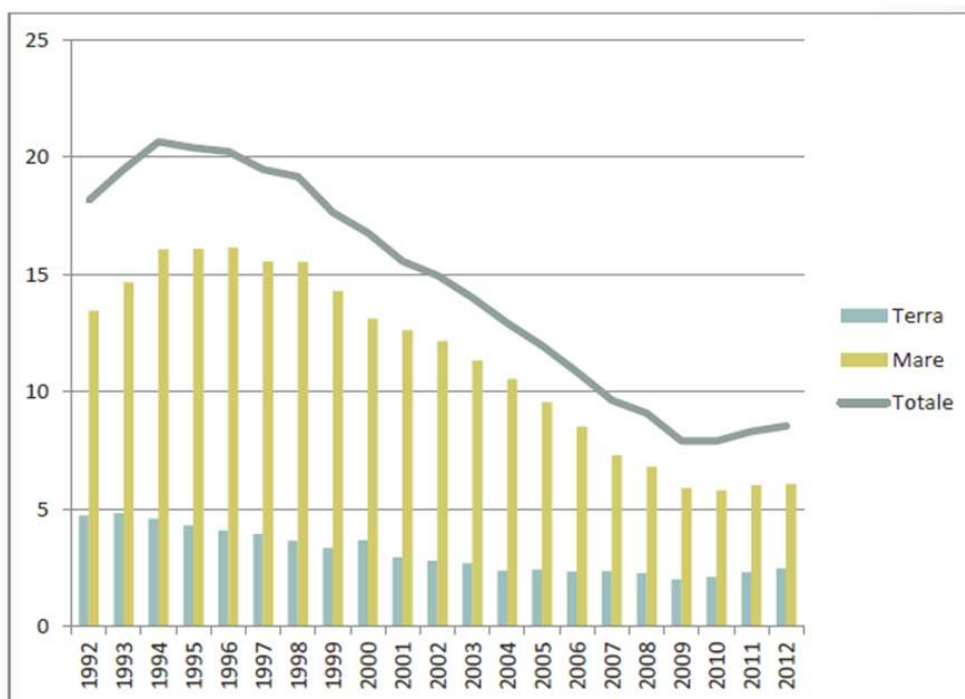


Figura A 2-21: produzione di gas (miliardi di Smc) – serie storica 1992-2012 (Fonte: Rapporto 2013 DGRME)

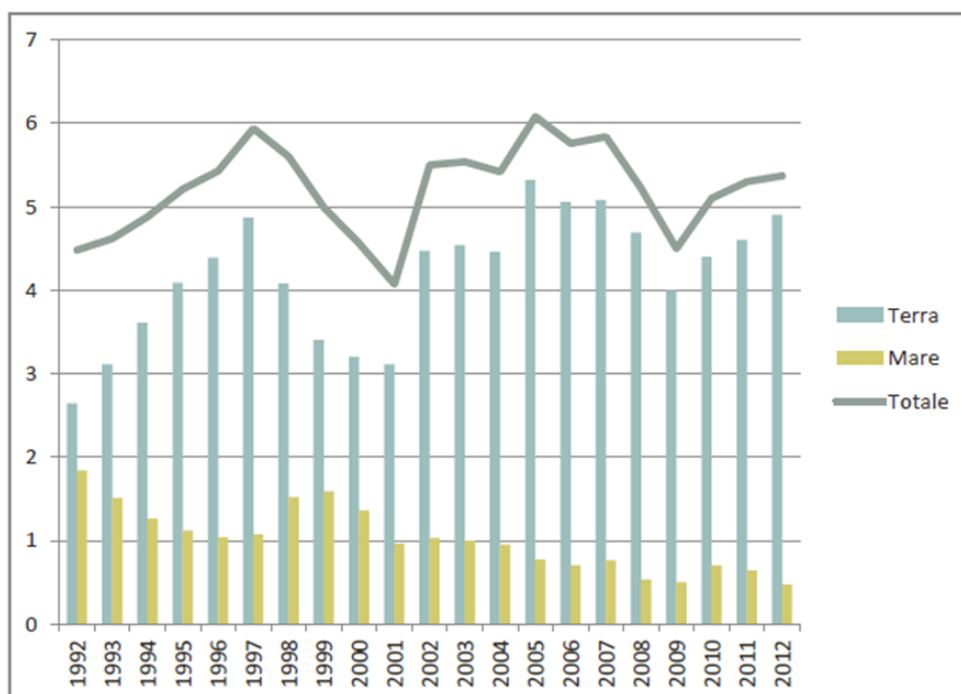


Figura A 2-22: produzione di petrolio (milioni di tonnellate) – serie storica anni 1992-2012 (Fonte: Rapporto 2013 DGRME)

Nel presente paragrafo si riportano dati specifici relativi alla produzione e alle riserve di gas naturale.

Produzione di gas naturale

Sulla base dei dati pubblicati Rapporto Annuale 2013 della Direzione Generale per le Risorse Minerarie ed Energetiche, nel 2012 si è registrata una produzione di gas naturale pari a 8,54 miliardi di Smc, con un incremento, come già indicato, del 2% rispetto alla produzione 2011 (8,34 miliardi di Smc). La maggiore produzione, come riportato in Figura A 2-23, deriva dalle concessioni ubicate in mare (6,07 miliardi di Smc pari al 71% della produzione nazionale - pn), in Zona B (14% pn) e soprattutto in Zona A (48% pn), mentre per la terra (2,47 miliardi di Smc pari al 29% pn) la Basilicata con 1,29 miliardi di Smc rappresenta la regione maggiore produttrice di gas (15% pn).

Regione/Zona	2012	2011	Variazione % 2012/2011	% totale nazionale
Abruzzo	40,33	24,11	+67%	0%
Basilicata	1.292,11	1.171,33	+10%	15%
Calabria	9,87	11,12	-11%	0%
Emilia Romagna	291,19	203,00	+43%	3%
Lombardia	20,79	17,14	+21%	0%
Marche	99,65	183,97	-46%	1%
Molise	62,42	72,22	-14%	1%
Piemonte	25,04	39,66	-37%	0%
Puglia	297,46	282,39	+5%	3%
Sicilia	324,28	333,03	-3%	4%
Toscana	1,20	1,09	+10%	0%
Veneto	2,10	2,27	-7%	0%
TOTALE TERRA	2.466,44	2.341,33	+5%	29%
Zona A	4.086,18	4.054,55	+1%	48%
Zona B	1.153,42	1.088,87	+6%	14%
Zona C	4,00	4,93	-19%	0%
Zona D	829,86	849,05	-2%	10%
Zona F	0,30	-	+100%	0%
TOTALE MARE	6.073,76	5.997,40	+1%	71%
TOTALE	8.540,20	8.338,73	+2%	100%

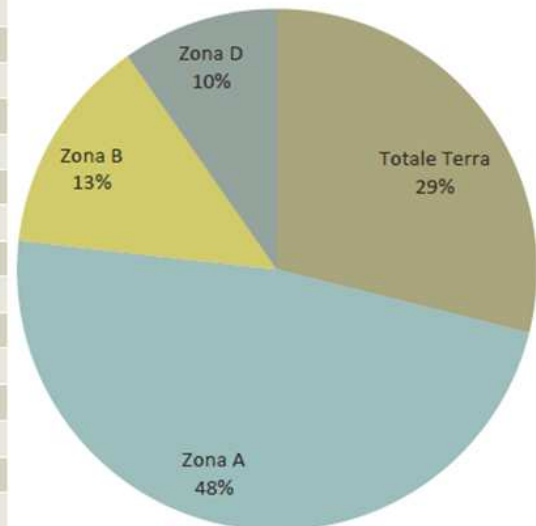


Figura A 2-23: produzione di gas naturale in Italia, anno 2012 suddivisa per Regione/Zona marina [MSm³] (Fonte: Direzione Generale per le Risorse Minerarie ed Energetiche, Rapporto Annuale 2013 – elaborazione AECOM Italy)

Dati più aggiornati sono disponibili sul portale della Direzione Generale per le Risorse Minerarie ed Energetiche. La successiva **Tabella A 2-5** riporta la produzione di gas naturale per l'anno 2013 e per il mese di Gennaio 2014 (ultimo dato disponibile). Dall'analisi dei dati riportati si evince che nell'anno 2013 è stato rilevato un calo generale della produzione di gas naturale, soprattutto per quanto riguarda i giacimenti a mare, sia rispetto al 2012 che al 2011.




Tabella A 2-5: produzione di gas naturale anno 2013 - Gennaio 2014
(Fonte: portale UNMIG – elaborazione AECOM Italy)

Produzione di GAS NATURALE (Sm ³)		
	Anno 2013	Gennaio 2014
Abruzzo	48.594.670	3.202.992
Basilicata	1.270.943.007	113.538.326
Calabria	9.057.795	717.981
Emilia Romagna	277.396.867	22.100.900
Lombardia	20.432.906	1.542.622
Marche	108.457.322	5.960.452
Molise	52.233.065	3.900.249
Piemonte	19.769.466	1.257.742
Puglia	270.790.446	21.841.731
Sicilia	343.943.271	24.577.464
Toscana	1.165.523	127.998
Veneto	1.744.963	204.827
Totale Terra	2.424.529.301	198.973.284
Zona A	3.633.020.804	297.060.854
Zona B	812.433.514	57.740.404
Zona C	16.449.864	396.910
Zona D	791.983.626	64.844.196
Zona F	30.274.733	3.061.945
Totale Mare	5.284.162.541	423.104.309
Totale	7.708.691.842	622.077.593

Riserve di gas naturale

Il dato sulle riserve al 31 dicembre 2012 da distinguere secondo la classificazione internazionale in certe, probabili e possibili, rivela una rivalutazione, al netto della produzione ottenuta nell'anno 2012, in riduzione di circa il 4,7% per il gas rispetto al dato fissato al 31 dicembre 2011. In base alla citata classificazione:

- **le riserve certe** rappresentano le quantità stimate di idrocarburi che, sulla base dei dati geologici e di ingegneria di giacimento disponibili, potranno, con ragionevole certezza (probabilità maggiore del 90%), essere commercialmente prodotte nelle condizioni tecniche, contrattuali, economiche ed operative esistenti al momento considerato;
- **le riserve probabili** rappresentano le quantità di idrocarburi che, sulla base dei dati geologici e di ingegneria dei giacimenti disponibili, potranno essere recuperate con ragionevole probabilità (maggiore del 50%) in base alle condizioni tecniche contrattuali, economiche ed operative esistenti al

 eni S.p.A. Exploration & Production Division	Data Aprile 2014	Doc. 000239_DV_EV.HSE.0022.001_00 Integrazioni allo Studio di Impatto Ambientale OFFSHORE IBLEO Campo Gas PANDA	Capitolo 2 Pag. 32 di 77
---------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------	---------------------	---------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------	-----------------------------

momento considerato; gli elementi di incertezza residua possono riguardare l'estensione o altre caratteristiche del giacimento (rischio minerario), l'economicità (alle condizioni del progetto di sviluppo), l'esistenza o adeguatezza del sistema di trasporto degli idrocarburi e/o del mercato di vendita;

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

Il rapporto fra le sole riserve certe e la produzione annuale media degli ultimi cinque anni, indica uno scenario di sviluppo articolato in 7,1 anni per il gas. Tutto questo senza tener conto di eventuali rivalutazioni o investimenti che possano riqualificare parte delle riserve probabili e possibili come riserve certe. Per quanto attiene all'ubicazione delle riserve certe, il 60% del totale nazionale di gas è ubicato in mare e in particolare il 44% nella zona A, come riportato nella successiva figura.

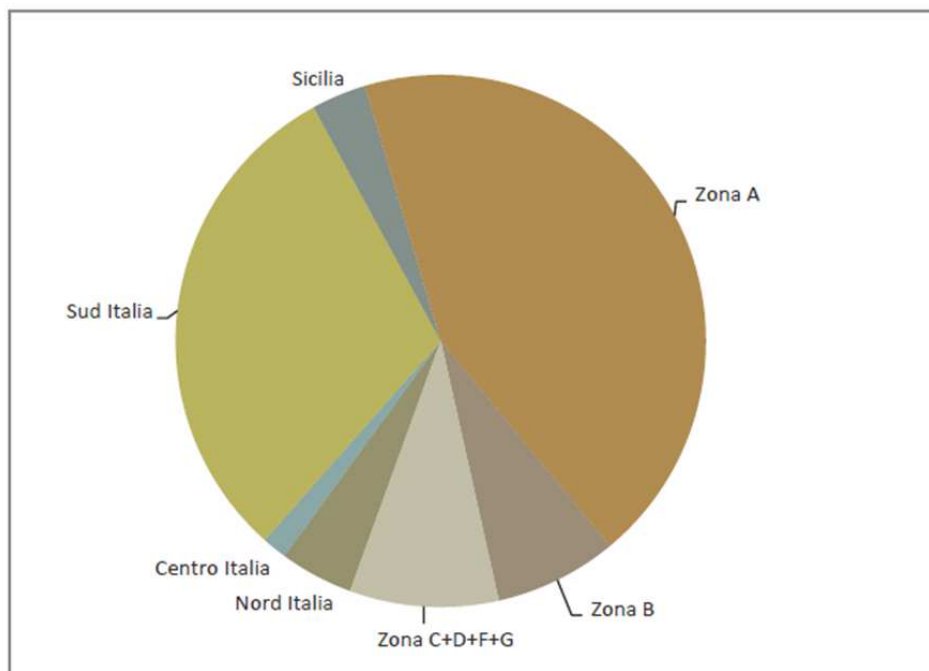


Figura A 2-24: riserve certe di gas per regione/zona marina al 31 dicembre 2012 (Fonte: Rapporto 2013 DGRME)

Ricerche e ritrovamenti

Nel corso del 2012 nell'ambito dell'attività di esplorazione in Italia sono stati perforati n. 4 pozzi esplorativi, dei quali uno soltanto con esito positivo a gas. L'unico ritrovamento, il pozzo Casa Tiberi 001, è stato perforato nel permesso di ricerca Montemarciano in provincia di Ancona (operatore Apennine Energy 75% - Sarp 25%); la perforazione è stata effettuata nell'anno 2011 ma il pozzo è stato completato il 9 marzo 2012.

Analizzando il trend di ritrovamenti di idrocarburi dal 2002 al 2012 (cfr. **Tabella A 2-6**), si evince che, in generale, i ritrovamenti di olio sono nettamente inferiori a quelli di gas, per i quali si registrano annualmente perforazioni con esiti positivi, fatta eccezione per l'anno 2011.

In particolare, per l'olio sono state effettuate solo n. 4 perforazioni con esiti positivi negli anni 2003, 2004 e 2008, rispetto alle n. 36 perforazioni effettuate con esito positivo gas nel periodo 2002 - 2012.

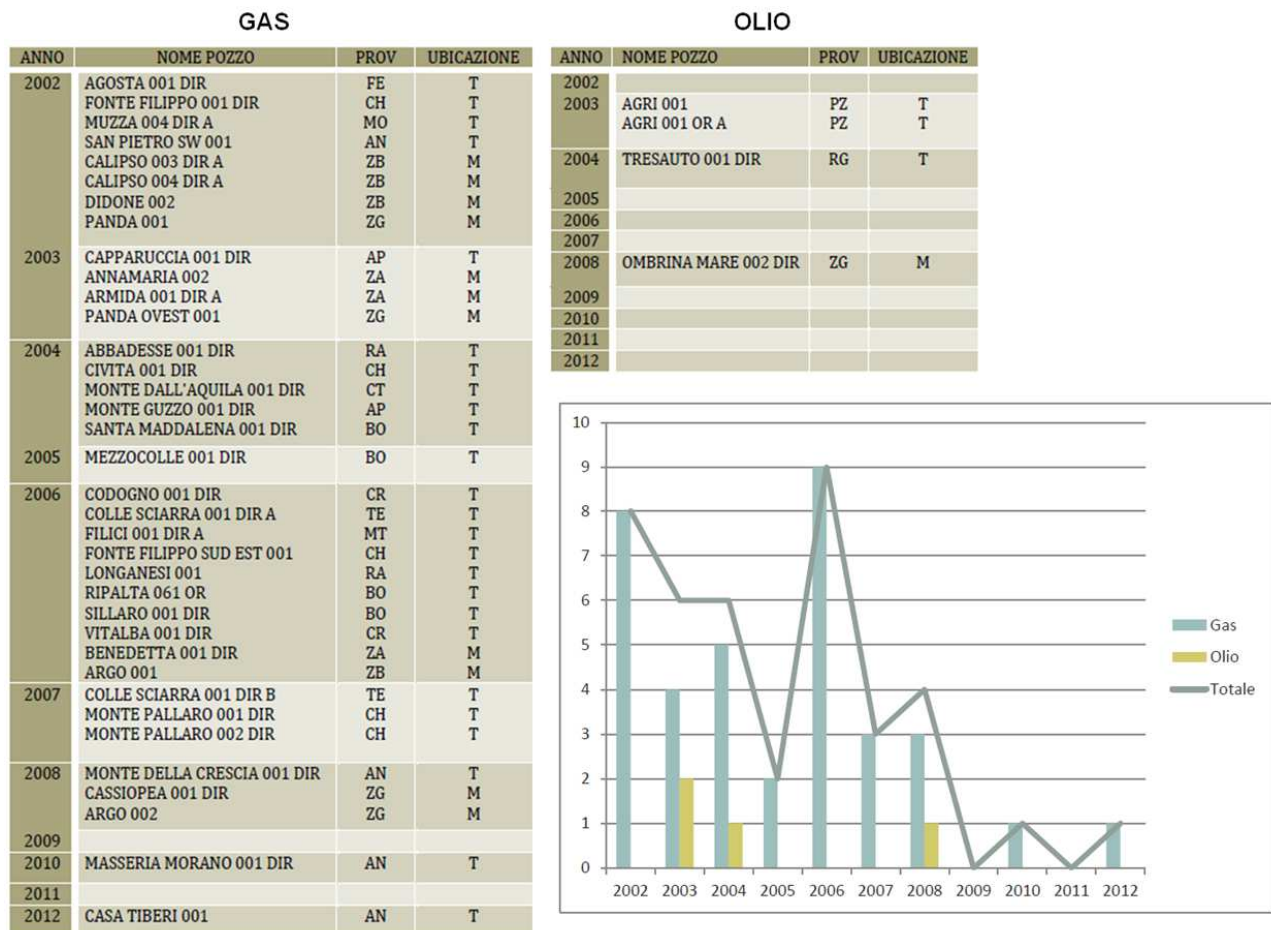



Tabella A 2-6: ritrovamenti idrocarburi, serie storica 2002-2012 (Fonte: UNMIG, 2013 – elaborazione AECOM Italy)

2.3 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;

 <p>eni S.p.A. Exploration & Production Division</p>	<p>Data Aprile 2014</p>	<p>Doc. 000239_DV_EV.HSE.0022.001_00 Integrazioni allo Studio di Impatto Ambientale OFFSHORE IBLEO Campo Gas PANDA</p>	<p>Capitolo 2 Pag. 34 di 77</p>
----------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------	-----------------------------	-----------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------	-------------------------------------

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


2.3.1 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 (Parte II): 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 (Parte II) (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): 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) (art. 76): la Piattaforma Continentale 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.

 eni S.p.A. Exploration & Production Division	Data Aprile 2014	Doc. 000239_DV_EV.HSE.0022.001_00 Integrazioni allo Studio di Impatto Ambientale OFFSHORE IBLEO Campo Gas PANDA	Capitolo 2 Pag. 35 di 77
---------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------	---------------------	---------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------	-----------------------------

- Alto Mare (Parte VII): 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): è rappresentata dal fondo del mare, degli oceani e relativo sottosuolo, all’esterno dei limiti della giurisdizione nazionale (art. 1) ed é insieme alle sue risorse patrimonio comune dell’Umanità (art. 136).

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

Va notato che, ad oggi, l’Italia non ha preso provvedimenti in materia di istituzione di zone economiche esclusive e zone contigue.

Non avendo l’Italia istituito alcuna zona economica esclusiva, l’area interessata dal Progetto “Offshore Ibleo” ricade all’interno della “Piattaforma Continentale”¹ che, a differenza di quanto previsto per la zona contigua e per la ZEE, appartiene allo Stato costiero essendo considerata come il naturale prolungamento sommerso della terraferma e sulla quale detto Stato esercita diritti sovrani, allo scopo di esplorarla e sfruttarne le risorse naturali (art. 77, comma 1), diritti che non dipendono dall’occupazione effettiva o fittizia o da qualsiasi specifica proclamazione (art 77, comma 3).


Secondo l’art. 77, sulla piattaforma continentale lo Stato costiero esercita diritti sovrani per quanto riguarda l’esplorazione e lo sfruttamento delle risorse naturali senza pregiudicare il regime giuridico delle acque e dello spazio aereo sovrastante (art. 78).

Relativamente alle condotte sottomarine, nel tratto della piattaforma continentale, l’art. 79 stabilisce quanto segue:

- tutti gli Stati hanno il diritto di posare cavi e condotte sottomarini sulla piattaforma continentale;
- subordinatamente al suo diritto di adottare ragionevoli misure per l’esplorazione della piattaforma continentale, lo sfruttamento delle sue risorse naturali e la prevenzione, la riduzione e il controllo dell’inquinamento causato dalle condotte, lo Stato costiero non può impedire la posa o la manutenzione di tali cavi o condotte;
- il percorso delle condotte posate è subordinato al consenso dello Stato costiero;

• 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).

• Nello specifico, per la Sicilia vige un Accordo con la Tunisia del 28 agosto 1971 (ratificato con L. 3 giugno 1978, n. 357; in vigore dal 16 dicembre 1978), a cui segue il criterio della mediana tra le coste continentali della Tunisia e quelle della Sicilia senza dare alcun valore, ai fini della delimitazione, alle «circostanze speciali» rappresentate dalle isole italiane di Pantelleria, Lampedusa e Linosa e all’isolotto disabitato di Lampione.

 <p>eni S.p.A. Exploration & Production Division</p>	<p>Data Aprile 2014</p>	<p>Doc. 000239_DV_EV.HSE.0022.001_00 Integrazioni allo Studio di Impatto Ambientale OFFSHORE IBLEO Campo Gas PANDA</p>	<p>Capitolo 2 Pag. 36 di 77</p>
----------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------	-----------------------------	-----------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------	-------------------------------------

- nessuna norma specifica di questa parte della convenzione pregiudica il diritto dello Stato costiero di stabilire specifiche condizioni per le condotte che entrano nel suo territorio o mare territoriale, né pregiudica la sua giurisdizione su installazioni utilizzate per l'esplorazione della sua piattaforma continentale già sotto la sua giurisdizione;
- l'installazione di nuove condotte dovrà tener conto delle reti esistenti senza pregiudicare le operazioni di riparazione/manutenzione.

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);
- ha il diritto esclusivo di autorizzare e regolamentare l'attività di perforazione (art. 81).

2.3.2 Convenzione di Barcellona

Tale paragrafo non ha subito modifiche.

2.3.3 Convenzione di Londra

Tale paragrafo non ha subito modifiche.


2.3.4 Convenzioni internazionali sugli sversamenti di idrocarburi (OPPRC, 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).

2.3.5 Protocollo di Kyoto

Tale paragrafo non ha subito modifiche.

 eni S.p.A. Exploration & Production Division	Data Aprile 2014	Doc. 000239_DV_EV.HSE.0022.001_00 Integrazioni allo Studio di Impatto Ambientale OFFSHORE IBLEO Campo Gas PANDA	Capitolo 2 Pag. 37 di 77
---------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------	---------------------	---------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------	-----------------------------

2.4 NORMATIVA EUROPEA DI SETTORE

2.4.1 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, dalla Direttiva 2010/68/CE e dalla Direttiva 2013/52/CE, è stata recepita in Italia con D.P.R. 407 del 06/10/1999. Tale Direttiva 96/98/CE tratta l'applicazione uniforme degli strumenti internazionali sull'equipaggiamento da sistemare a bordo di navi, per incrementare la sicurezza in mare e per prevenire l'inquinamento marino;
- Direttiva 2002/84/CE, recepita con D.Lgs. 119/2005, che modifica le precedenti direttive in materia di sicurezza marittima e di prevenzione dell'inquinamento provocato dalle navi. L'obiettivo della direttiva è migliorare l'attuazione della legislazione comunitaria in materia di sicurezza marittima, protezione dell'ambiente marino e condizioni di vita e di lavoro a bordo delle navi, creare un unico comitato per la sicurezza marittima e la prevenzione dell'inquinamento delle navi e accelerare e semplificare il recepimento delle regole internazionali nella legislazione comunitaria;
- Direttiva 2005/35/CE, modificata dalla Direttiva 2009/123/CE, è stata recepita in Italia con D. Lgs. 202 del 06/11/2007. Tale Direttiva europea è relativa all'inquinamento provocato dalle navi e all'introduzione di sanzioni per violazioni. Scopo della direttiva è recepire nel diritto comunitario le norme internazionali in materia di inquinamento provocato dalle navi e di garantire che ai responsabili di scarichi di sostanze inquinanti siano comminate sanzioni adeguate, anche penali.

La Commissione Europea ha poi avanzato, a seguito dell'incidente della petroliera Erika nel 1999, alcune proposte che mirano a rendere più incisiva la legislazione comunitaria sui controlli dello Stato di approdo e delle Società di Classificazione (organismi autorizzati, per delega conferita dagli Stati di Bandiera, a verificare la stabilità strutturale delle navi), nonché a realizzare il progressivo ritiro delle petroliere monoscafo dalle acque della Comunità.

Sono stati quindi predisposti tre pacchetti di interventi immediati (Erika I, Erika II ed Erika III), di seguito approfonditi.

Il pacchetto Erika I comprende la Direttiva 2001/105/CE (Norme comuni per gli organi che effettuano le ispezioni e le visite di controllo delle navi), la Direttiva 2001/106/CE (Norme internazionali per la sicurezza delle navi, la prevenzione dell'inquinamento e le condizioni di vita e di lavoro a bordo) e l'ex regolamento (CE) n. 417/2002 (Introduzione accelerata delle norme in materia di doppio scafo o di tecnologia equivalente per le petroliere monoscafo) abrogato dal regolamento (CE) n. 530/2012. Le misure incluse nel pacchetto prevedono:

- 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;

 <p>eni S.p.A. Exploration & Production Division</p>	<p>Data Aprile 2014</p>	<p>Doc. 000239_DV_EV.HSE.0022.001_00 Integrazioni allo Studio di Impatto Ambientale OFFSHORE IBLEO Campo Gas PANDA</p>	<p>Capitolo 2 Pag. 38 di 77</p>
----------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------	-----------------------------	-----------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------	-------------------------------------

- controllo più approfondito delle società di classificazione, mediante sospensione o revoca del riconoscimento di quelle società che forniscono prova di negligenza;
- bando dalle acque dell'Unione Europea delle petroliere o delle navi monoscafo che trasportano carichi pericolosi e/o inquinanti entro il 2015, secondo un calendario prestabilito.


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

Il pacchetto Erika II integra il precedente per i seguenti aspetti:

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

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

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

 <p>eni S.p.A. Exploration & Production Division</p>	<p>Data Aprile 2014</p>	<p>Doc. 000239_DV_EV.HSE.0022.001_00 Integrazioni allo Studio di Impatto Ambientale OFFSHORE IBLEO Campo Gas PANDA</p>	<p>Capitolo 2 Pag. 39 di 77</p>
---------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------	-----------------------------	-----------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------	-------------------------------------

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

La Comunità Europea nell'anno 1992 ha introdotto la Direttiva 92/91/CEE del Consiglio, del 3 novembre 1992, modificata dalla Direttiva 2007/30/CE del 20 giugno 2007, volta alla tutela della sicurezza e della salute dei lavoratori nell'industria estrattiva.

La Direttiva 92/91/CEE stabilisce le "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 attività di estrazione propriamente detta di minerali per trivellazione con perforazioni di sondaggio, di prospezione in vista di una tale estrazione e/o di preparazione delle materie estratte per la vendita, escluse le attività di trasformazione delle materie estratte".

Tale Direttiva definisce gli obblighi che il datore di lavoro deve rispettare al fine di preservare la sicurezza e la salute dei lavoratori e dei luoghi di lavoro. Tale Direttiva è stata modificata dalla recente Direttiva 2013/30/UE, per la quale sdi rimanda alla successiva Sezione **2.4.3.1**.

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


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

Tale Direttiva è stata emanata a fronte degli ultimi incidenti avvenuti in mare, con riferimento particolare all'incidente del Golfo del Messico del 2011, al fine di porre sempre maggior attenzione sulla sicurezza nell'ambito delle attività offshore nel campo degli idrocarburi. Sebbene alcuni Stati membri abbiano sistemi normativi sulle attività offshore considerati all'avanguardia a livello mondiale, la Commissione ritiene che per tutti vi siano margini di miglioramento. Nella fattispecie, l'obiettivo è quello di innalzare il livello di controllo del rischio nel settore offshore, per raggiungere standard elevati in tutta l'Unione.

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

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


L'Unione Europea non disponeva di una legislazione specifica sulle attività offshore nel settore degli idrocarburi, fino alla pubblicazione di questa direttiva e l'argomento era disciplinato da un più ampio diritto consuetudinario applicato, spesso solo parzialmente, al settore offshore. La Direttiva della Commissione Europea, che deve essere recepita entro il 19/07/2015, modifica e/o integra principalmente le seguenti normative:

 eni S.p.A. Exploration & Production Division	Data Aprile 2014	Doc. 000239_DV_EV.HSE.0022.001_00 Integrazioni allo Studio di Impatto Ambientale OFFSHORE IBLEO Campo Gas PANDA	Capitolo 2 Pag. 40 di 77
---------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------	---------------------	---------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------	-----------------------------

- Responsabilità ambientale: la *Direttiva 2004/35/CE* riguarda la responsabilità in materia di riparazione del danno ambientale, anche in relazione alle attività offshore nel settore degli idrocarburi. L'operatore di attività che causano danni ambientali significativi a specie protette, ad habitat naturali o alle acque è oggettivamente responsabile della prevenzione e della riparazione dei danni e dei relativi costi complessivi. La direttiva modifica la definizione di "danno alle acque" di cui alla 2004/35/CE con conseguente estensione della responsabilità finanziaria dei licenziatari per a prevenzione e la riparazione del "danno ambientale" causato da operazioni in mare (art. 2 *situato nel mare territoriale, nella zona economica esclusiva o sulla piattaforma continentale dello stato membro [...]*) nel settore degli idrocarburi, svolte dal licenziatario o dall'operatore o per loro conto.
- Salute e sicurezza dei lavoratori durante il lavoro: la *Direttiva 92/91/CEE* (che integra la *Direttiva quadro 89/391/CEE*) è la parte principale della legislazione dell'Unione in materia di protezione dei lavoratori e dell'ambiente di lavoro offshore. La direttiva rafforza il regime della direttiva 92/91/CEE per includere fra l'altro la valutazione degli impatti ambientali, all'interno delle valutazioni dei rischi per incidenti gravi da presentare all'autorità competente, per stabilire un sistema omogeneo di comunicazione delle operazioni di esplorazione e produzione di idrocarburi, garantendo l'indipendenza e l'obiettività dell'autorità stessa nello svolgimento delle proprie funzioni di regolamentazione e controllo.
- Grandi rischi: la *direttiva Seveso 96/82/CE* non applicabile al settore offshore;
- Intervento in caso di emergenza: la direttiva introduce nuovi obblighi di intervento d'emergenza per gli Stati membri e per gli operatori del settore al fine di integrare le capacità esistenti sia all'interno, sia all'esterno dell'Unione, valutando in particolare eventuali aspetti transfrontalieri. L'Agenzia europea per la sicurezza marittima (EMSA) fornisce agli Stati membri e alla Commissione assistenza tecnica e scientifica conformemente al proprio mandato a norma del regolamento (CE) n. 1406/2002

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

- politica aziendale di *prevenzione degli incidenti gravi*;
- presentazione del sistema di gestione della sicurezza e dell'ambiente;
- comunicazione di progettazione di impianti di produzione, di operazioni di pozzo, di operazioni combinate;
- relazione sui grandi rischi, da ripresentare in caso di modifiche sostanziali o smantellamento di un impianto fisso (soggetta a riesame almeno ogni 5 anni o prima se richiesto dall'autorità competente).

 eni S.p.A. Exploration & Production Division	Data Aprile 2014	Doc. 000239_DV_EV.HSE.0022.001_00 Integrazioni allo Studio di Impatto Ambientale OFFSHORE IBLEO Campo Gas PANDA	Capitolo 2 Pag. 41 di 77
---------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------	---------------------	---------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------	-----------------------------

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

La politica dell'Unione è intesa a ridurre il verificarsi di incidenti gravi legati alle attività offshore nel settore degli idrocarburi e a limitarne le conseguenze, aumentando così la protezione dell'ambiente marino e delle economie costiere dall'inquinamento, limitando possibili interruzioni alla produzione energetica interna dell'Unione e migliorando i meccanismi di risposta in caso di incidente.

Benché l'Unione disponga già di esempi eccellenti di pratiche normative nazionali per quanto attiene all'attività offshore nel settore degli idrocarburi, al fine di ridurre al minimo il rischio di incidenti, la Commissione ha riconosciuto la necessità di collaborazione tra le autorità offshore come chiaramente stabilito dalle attività del North Sea Offshore Authorities Forum e dell'International Regulators Forum.

Con questa Decisione viene istituito il Gruppo di autorità dell'Unione europea per le attività offshore nel settore degli idrocarburi (in appresso «il Gruppo di autorità»). Il Gruppo avrà funzione di coordinamento con le attività di altri gruppi di esperti competenti, e con la Commissione Europea per tutte le questioni connesse alla prevenzione e alla risposta agli incidenti gravi nelle operazioni offshore nel settore degli idrocarburi all'interno dell'Unione, nonché, se del caso, all'esterno delle sue frontiere.

Gli obiettivi delle autorità che collaborano per evitare il verificarsi di gravi incidenti offshore, e definire le modalità di intervento in caso di tali incidenti, sono inoltre complementari agli obiettivi del gruppo di lavoro permanente sull'industria mineraria e le altre industrie estrattive, istituito a norma dell'articolo 6 della decisione 2003/C 218/01 del Consiglio, che istituisce un comitato consultivo per la sicurezza e la salute sul luogo di lavoro, e sono complementari agli obiettivi di detto comitato.

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.

2.4.4 Norme Europee per il mercato interno del gas - Direttiva 2009/73/CE

Direttiva 2009/73/CE "Direttiva del Parlamento europeo e del Consiglio, del 13 luglio 2009, relativa a norme comuni per il mercato interno del gas naturale e che abroga la Direttiva 2003/55/CE",

La Direttiva, recepita in Italia con D. Lgs. 93/2011 e s.m.i., a decorrere dal 3 marzo 2011 ha abrogato la precedente Direttiva e 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:

 <p>eni S.p.A. Exploration & Production Division</p>	<p>Data Aprile 2014</p>	<p>Doc. 000239_DV_EV.HSE.0022.001_00 Integrazioni allo Studio di Impatto Ambientale OFFSHORE IBLEO Campo Gas PANDA</p>	<p>Capitolo 2 Pag. 42 di 77</p>
----------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------	-----------------------------	-----------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------	-------------------------------------

- *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.

2.4.5 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 la procedura autorizzativa 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 degli 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.


2.5 NORMATIVA NAZIONALE E REGIONALE DI SETTORE

Il presente capitolo contiene una breve disamina delle disposizioni legislative e regolamentari vigenti in ambito Nazionale e Regionale da applicarsi al presente progetto.

2.5.1 Normativa energetica per le attività in progetto

Gli strumenti normativi di rilevanza nazionale nel settore energetico, 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);
- la Conferenza Nazionale per l'Energia e l'Ambiente, che ha definito un nuovo approccio nella politica energetico-ambientale;
- 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;

 <p>eni S.p.A. Exploration & Production Division</p>	<p>Data Aprile 2014</p>	<p>Doc. 000239_DV_EV.HSE.0022.001_00 Integrazioni allo Studio di Impatto Ambientale OFFSHORE IBLEO Campo Gas PANDA</p>	<p>Capitolo 2 Pag. 43 di 77</p>
----------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------	-----------------------------	-----------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------	-------------------------------------

- la Legge 23 Agosto 2004, No. 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, No. 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 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'art 15, comma 5 del Decreto Ministeriale 4 marzo 2011*";
- 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.

2.5.1.1 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:

- 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 "Offshore Ibleo" per il Campo Panda, è pertanto coerente con gli obiettivi strategici della politica energetica nazionale, in particolare per quanto riguarda:

 <p>eni S.p.A. Exploration & Production Division</p>	<p>Data Aprile 2014</p>	<p>Doc. 000239_DV_EV.HSE.0022.001_00 Integrazioni allo Studio di Impatto Ambientale OFFSHORE IBLEO Campo Gas PANDA</p>	<p>Capitolo 2 Pag. 44 di 77</p>
----------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------	-----------------------------	-----------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------	-------------------------------------

- 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, articoli 1 e 2, 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.);
 - disposizioni finanziarie e finali (Titolo V, articoli da 33 a 35 e s.m.i.).

In base all'art. 36 del D. Lgs. 152/2006 e s.m.i. (che abroga l'art. 2, Comma 3 della Legge n. 9/91) le attività di prospezione, ricerca e coltivazione di idrocarburi liquidi e gassosi sono sottoposte all'applicazione della procedura di VIA (ad oggi normate dal D. Lgs. Del 18/07/2012), mentre negli articoli da 3 a 9 (in modifica alla L. 613/67 e come modificato dal D.Lgs. 625/96) viene disciplinata la concessione dei relativi permessi, per opere in terraferma, nel mare territoriale e sulla piattaforma continentale.

A distanza di molti anni dall'adozione del Piano Energetico Nazionale (PEN), il 16 Ottobre 2012 il Consiglio dei Ministri ha approvato delle **Nuove Linee Guida relative alla Strategia Energetica Nazionale**. Il documento, pubblicato sul sito del Ministero dello Sviluppo Economico, è stato a

 <p>eni S.p.A. Exploration & Production Division</p>	<p>Data Aprile 2014</p>	<p>Doc. 000239_DV_EV.HSE.0022.001_00 Integrazioni allo Studio di Impatto Ambientale OFFSHORE IBLEO Campo Gas PANDA</p>	<p>Capitolo 2 Pag. 45 di 77</p>
------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------	-----------------------------	--------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------	-------------------------------------

disposizione per una fase di consultazione fino al 30 Novembre 2012. Parallelamente il Ministero ha avviato una fase di consultazione formale con le principali Istituzioni interessate (in particolare le Commissioni Parlamentari competenti) e incontri con parti sociali e associazioni di categoria.

L'8 Marzo 2013, con Decreto Interministeriale il documento Strategia Energetica Nazionale è stato ufficialmente approvato.


Tale documento si incentra 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, la strategia si articola in sette priorità con specifiche misure a supporto avviate o in corso di definizione:

- 1) promozione dell'*Efficienza Energetica*, strumento ideale per perseguire tutti gli obiettivi sopra menzionati, per la quale si prevede il superamento degli obiettivi europei;
- 2) 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) *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) 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) 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) *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) modernizzazione del *sistema di governance*, con l'obiettivo di rendere più efficaci e più efficienti i processi decisionali.

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

 eni S.p.A. Exploration & Production Division	Data Aprile 2014	Doc. 000239_DV_EV.HSE.0022.001_00 Integrazioni allo Studio di Impatto Ambientale OFFSHORE IBLEO Campo Gas PANDA	Capitolo 2 Pag. 46 di 77
---------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------	---------------------	---------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------	-----------------------------

2.5.1.2 Conferenza Nazionale per l'Energia e l'Ambiente

Tale paragrafo non ha subito modifiche.

2.5.1.3 Carbon Tax

Tale paragrafo non ha subito modifiche.

2.5.1.4 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 No. 166/02, e poi modificato dall'art. 4, comma 151, della Legge No. 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 No. 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); pertanto, il Progetto di sviluppo del Campo Gas Panda risulta essere pienamente coerente con tale Delibera.

2.5.1.5 Legge 23 Agosto 2004, N. 239 (Legge Marzano)

Tale paragrafo non ha subito modifiche.

2.5.1.6 Legge N. 99 del 23 Luglio 2009

Tale paragrafo non ha subito modifiche.

 eni S.p.A. Exploration & Production Division	Data Aprile 2014	Doc. 000239_DV_EV.HSE.0022.001_00 Integrazioni allo Studio di Impatto Ambientale OFFSHORE IBLEO Campo Gas PANDA	Capitolo 2 Pag. 47 di 77
---------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------	---------------------	---------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------	-----------------------------

2.5.1.7 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 quinques 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 attività di sviluppo del Campo Gas Panda si segnala che eni utilizzerà le più moderne ed all'avanguardia tecnologie al fine di prevenire eventuali incidenti; verranno adottate tutti i sistemi e le attrezzature di sicurezza così come previste dalla presente normativa. In particolare le apparecchiature di sicurezza appositamente installate per intercettare meccanicamente la risalita incontrollata dei fluidi di formazione (BOP) devono anche di riportare i controlli delle normative minerarie ai sensi dell'art. 28, comma 10:

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

 eni S.p.A. Exploration & Production Division	Data Aprile 2014	Doc. 000239_DV_EV.HSE.0022.001_00 Integrazioni allo Studio di Impatto Ambientale OFFSHORE IBLEO Campo Gas PANDA	Capitolo 2 Pag. 48 di 77
---------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------	---------------------	---------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------	-----------------------------

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).

2.5.1.8 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;

 <p>eni S.p.A. Exploration & Production Division</p>	<p>Data Aprile 2014</p>	<p>Doc. 000239_DV_EV.HSE.0022.001_00 Integrazioni allo Studio di Impatto Ambientale OFFSHORE IBLEO Campo Gas PANDA</p>	<p>Capitolo 2 Pag. 49 di 77</p>
----------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------	-----------------------------	-----------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------	-------------------------------------

- 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).

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 A 2-25**).

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.

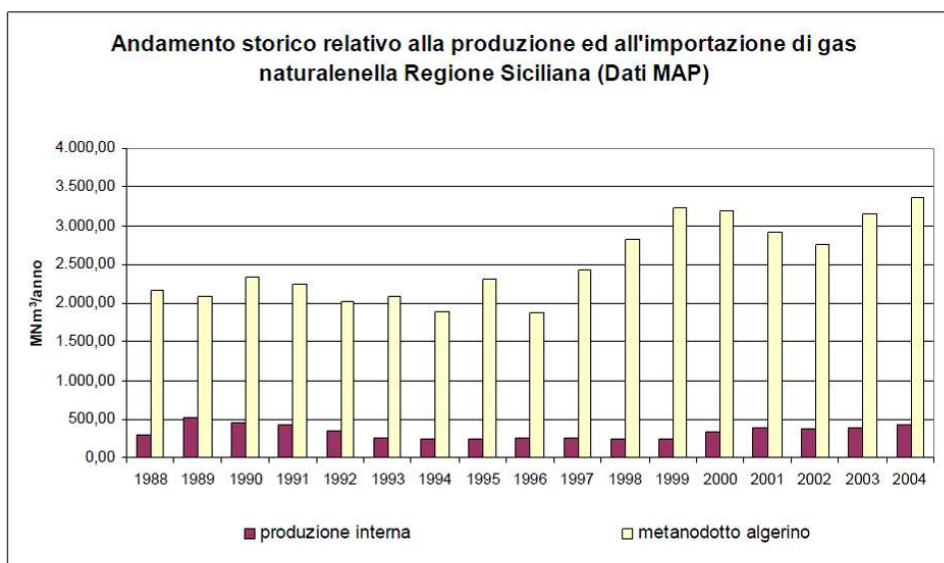


Figura A 2-25: produzione ed importazione di gas naturale nella Regione Siciliana, anni 1988-2004 (PEARS)

Come mostrato in **Figura A 2-26**, 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.

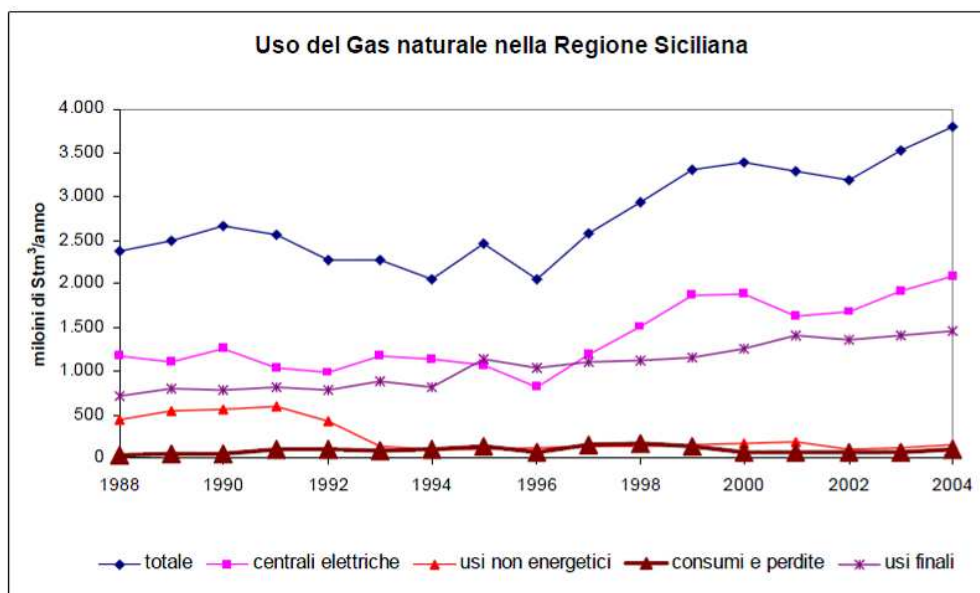



Figura A 2-26: andamento dei consumi di Gas naturale nella Regione Siciliana, anni 1988-2004 (PEARS)

 eni S.p.A. Exploration & Production Division	Data Aprile 2014	Doc. 000239_DV_EV.HSE.0022.001_00 Integrazioni allo Studio di Impatto Ambientale OFFSHORE IBLEO Campo Gas PANDA	Capitolo 2 Pag. 51 di 77
---------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------	---------------------	---------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------	-----------------------------

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, ma al contrario risulta compatibile con gli obiettivi in materia di produzione ed utilizzo del gas naturale.

2.5.2 Normativa di settore per le attività in progetto

Il presente capitolo, precedentemente collocato nel Quadro di Riferimento Progettuale del SIA del Campo Gas Panda (Paragrafo 3.2) contiene una breve disamina delle disposizioni legislative e regolamentari vigenti da applicarsi nelle varie fasi di sviluppo del progetto. In particolare, dall'analisi della normativa vigente in materia, si evince che non sussistono condizionamenti tali da non consentire la realizzazione del progetto.

Tutte le attività del Progetto "Offshore Ibleo" per il campo Gas Panda, svolte sul territorio della Repubblica Italiana, devono essere condotte in conformità alle normative vigenti in materia di sicurezza del lavoro e tutela dell'ambiente. In particolare, un elenco delle principali normative di riferimento è riportato in **Tabella A 2-7**.

Tabella A 2-7: normativa di riferimento	
PROSPEZIONE, RICERCA E COLTIVAZIONE DI IDROCARBURI	
R.D. n. 1443 del 29/07/1927 e successive modifiche ed integrazioni (Legge Mineraria)	"Norme di carattere legislativo per disciplinare la ricerca e la coltivazione delle miniere nel regno"
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"


 <p>eni S.p.A. Exploration & Production Division</p>	<p>Data Aprile 2014</p>	<p>Doc. 000239_DV_EV.HSE.0022.001_00 Integrazioni allo Studio di Impatto Ambientale OFFSHORE IBLEO Campo Gas PANDA</p>	<p>Capitolo 2 Pag. 52 di 77</p>
----------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------	-----------------------------	-----------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------	-------------------------------------

Tabella A 2-7: normativa di riferimento	
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 25/1996)	"Norme di polizia delle miniere e cave"
Legge n. 613 del 21/07/1967 e successive modifiche, integrazioni ad abrogazioni (D.Lgs. 25 novembre 1996, n. 625)	"Ricerca e coltivazione degli idrocarburi liquidi e gassosi nel mare territoriale e nella piattaforma continentale e modificazioni alla L. 11 gennaio 1957, numero 6, sulla ricerca e coltivazione degli idrocarburi liquidi e gassosi"
D.P.R. n. 886 del 24/05/1979 e successive modifiche ed integrazioni (D.Lgs. 25 novembre 1996, n. 625)	"Integrazione ed adeguamento delle norme di polizia delle miniere e delle cave, contenute nel D.P.R. 9 aprile 1959, n. 128, al fine di regolare le attività di prospezione, di ricerca e di coltivazione degli idrocarburi nel mare territoriale e nella piattaforma continentale"
D.P.R. n. 484 del 18/04/1994 e successive modifiche	"Regolamento recante la disciplina dei procedimenti di conferimento dei permessi di prospezione o di ricerca e di concessione di coltivazione di idrocarburi in terraferma e in mare"
D.Lgs. n. 625 del 25/11/1996 e successive modifiche ed integrazioni	"Attuazione della Direttiva 94/22 CEE relativa alle condizioni di rilascio e di esercizio delle autorizzazioni alla prospezione, ricerca e coltivazione di idrocarburi"
NAVIGAZIONE	
R.D. n. 327 del 30/03/1942 e successive modifiche ed integrazioni	"Codice della Navigazione"
D.P.R. n. 328 del 15/02/1952 e successive modifiche ed integrazioni	"Approvazione del regolamento per l'esecuzione del codice della navigazione (Navigazione marittima)"
Legge n. 84 del 28/01/1994 e s.m.i.	"Riordino della legislazione in materia portuale"
D.M. n. 585 del 31/03/1995	"Regolamento recante la disciplina per il rilascio, la sospensione e la revoca delle autorizzazioni per l'esercizio di attività portuali"
SVILUPPO ENERGETICO E TUTELA AMBIENTALE	


 <p>eni S.p.A. Exploration & Production Division</p>	<p>Data Aprile 2014</p>	<p>Doc. 000239_DV_EV.HSE.0022.001_00 Integrazioni allo Studio di Impatto Ambientale OFFSHORE IBLEO Campo Gas PANDA</p>	<p>Capitolo 2 Pag. 53 di 77</p>
----------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------	-----------------------------	-----------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------	-------------------------------------

Tabella A 2-7: normativa di riferimento	
Legge n. 9 del 9/01/1991 e successive modifiche ed integrazioni	"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 successive modifiche ed integrazioni	"Riordino del settore energetico, nonché delega al Governo per il riassetto delle disposizioni vigenti in materia di energia"
D.Lgs. n. 152 del 03/04/2006 e successive modifiche ed integrazioni (in particolare modifiche introdotte dal D.Lgs. n. 4 del 16/01/2008, D.Lgs. n. 128 del 29/06/2010, D.Lgs. n. 205 del 3/12/2010 e D.L. n. 101 del 31/08/2013)	"Norme in materia ambientale"
Regolamento CEE/UE n. 601 del 21/06/2012	Regolamento (UE) n. 601/2012 della Commissione, del 21 giugno 2012, concernente il monitoraggio e la comunicazione delle emissioni di gas a effetto serra ai sensi della direttiva 2003/87/CE del Parlamento europeo e del Consiglio
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 successive modifiche ed integrazioni	"Disposizioni per lo sviluppo e l'internazionalizzazione delle imprese, nonché in materia di energia"


 eni S.p.A. Exploration & Production Division	Data Aprile 2014	Doc. 000239_DV_EV.HSE.0022.001_00 Integrazioni allo Studio di Impatto Ambientale OFFSHORE IBLEO Campo Gas PANDA	Capitolo 2 Pag. 54 di 77
---------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------	---------------------	---------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------	-----------------------------

Tabella A 2-7: normativa di riferimento	
D.M. 17/12/2009 e s.m.i.	"Istituzione del sistema di controllo della tracciabilità dei rifiuti, ai sensi dell'articolo 189 del decreto legislativo n. 152 del 2006 e dell'articolo 14-bis del decreto-legge n. 78 del 2009 convertito, con modificazioni, dalla legge n. 102 del 2009 e s.m.i."
D.M. n. 52 del 18/02/2011	"Regolamento recante istituzione del sistema di controllo della tracciabilità dei rifiuti, ai sensi dell'articolo 189 del decreto legislativo 3 aprile 2006, n. 152 e dell'articolo 14-bis del decreto-legge 1 luglio 2009, n. 78, convertito, con modificazioni, dalla legge 3 agosto 2009, n. 102" (Testo Unico SISTRI)
D.M. Ambiente 20 marzo 2013	"Termini di riavvio progressivo del Sistri"
D.L. n. 101 del 31 agosto 2013 e L. n. 125 del 30/10//2013	<p>"Disposizioni urgenti per il perseguimento di obiettivi di razionalizzazione nelle pubbliche amministrazioni" - Art. 11: Semplificazione e razionalizzazione del sistema di controllo della tracciabilità dei rifiuti e in materia di energia.</p> <p>"Conversione in legge, con modificazioni, del decreto-legge 31 agosto 2013, n. 101, recante disposizioni urgenti per il perseguimento di obiettivi di razionalizzazione nelle pubbliche amministrazioni."</p>
Legge 27 febbraio 2014	"Conversione in legge con modificazioni del D.L. 150/2013"
SALUTE E SICUREZZA	
Legge n. 791 del 18/10/1977 e successive modifiche ed integrazioni (D.Lgs. n. 626 del 25/11/1996)	"Attuazione della direttiva del consiglio delle Comunità europee (72/23/CEE) relativa alle garanzie di sicurezza che deve possedere il materiale elettrico destinato ad essere utilizzato entro alcuni limiti di tensione" (Direttiva Bassa Tensione)
D.P.R. n. 886 del 24/05/1979 e successive modifiche ed integrazioni (D.Lgs. n. 624 del 25/11/1996 e D.Lgs. n. 758 del 19/12/1994)	"Integrazione ed adeguamento delle norme di polizia delle miniere e delle cave, contenute nel D.P.R. 9 aprile 1959, n. 128, al fine di regolare le attività di prospezione, di ricerca e di coltivazione degli idrocarburi nel mare territoriale e nella piattaforma continentale"
D.M. 16 Febbraio 1982 e successive modifiche ed integrazioni (D.M. 27/03/1985 e D.M. 30/10/1986)	"Modificazioni del Decreto Ministeriale 27 Settembre 1965 concernente la determinazione delle attività soggette alle visite di prevenzione incendi"
D.P.R. n. 447 del 6/12/1991 e successive modifiche ed integrazioni	"Regolamento di attuazione della Legge 5 Marzo 1990, n. 46 in materia di sicurezza degli impianti"


 eni S.p.A. Exploration & Production Division	Data Aprile 2014	Doc. 000239_DV_EV.HSE.0022.001_00 Integrazioni allo Studio di Impatto Ambientale OFFSHORE IBLEO Campo Gas PANDA	Capitolo 2 Pag. 55 di 77
---------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------	---------------------	---------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------	-----------------------------

Tabella A 2-7: 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. 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.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. 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 Aprile 2014	Doc. 000239_DV_EV.HSE.0022.001_00 Integrazioni allo Studio di Impatto Ambientale OFFSHORE IBLEO Campo Gas PANDA	Capitolo 2 Pag. 56 di 77
-----------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------	---------------------	---------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------	-----------------------------

Tabella A 2-7: normativa di riferimento	
D.M. n. 37 del 22/01/2008 e successive modifiche ed integrazioni (in particolare modifiche introdotte dal D.L. n. 112 del 25/06/2008 e dal D.M. 19/05/2010 e D.L. n. 5 del 09/02/2012)	“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 09/04/2008 e successive modifiche ed integrazioni (in particolare modifiche introdotte dal D.Lgs. n. 106/2009, D.M. 09/07/2012 e D.M. 06/08/2012)	“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 e successive modifiche (D. Lgs. n. 124 del 22/06/2012)	“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 di maggiore rilievo per le attività di prospezione, ricerca e coltivazione di idrocarburi tra quelle sopra elencate.


- Regio Decreto 29 Luglio 1927 n. 1443 (Legge Mineraria) e s.m., 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;
- D.P.R. 24 Maggio 1979 n. 886 (coordinato al D.Lgs. 624/96), che regolano le operazioni di prospezione, ricerca e coltivazione di idrocarburi *onshore* e *offshore* in termini di sicurezza degli impianti e salvaguardia ambientale;
- Decreto Legislativo 25 Novembre 1996 n. 624, che regola, in attuazione delle Direttive 92/91/CEE e 92/104/CEE e recenti integrazioni della Direttiva 2013/30/EU, la salute e sicurezza dei lavoratori nelle industrie estrattive.

Si fornisce di seguito una descrizione dei punti principali delle normative sopra elencate.

2.5.2.1 R.D. 29 Luglio 1927 - N. 1443

A livello nazionale, la principale norma di riferimento risulta essere la cosiddetta “Legge Mineraria” (R.D. 29 Luglio 1927, n. 1443 “*Norme di carattere legislativo per disciplinare la ricerca e la coltivazione delle miniere nel regno*” e s.m.i.) che, sulla base delle caratteristiche merceologiche delle sostanze oggetto dell'attività, suddivide le attività estrattive in due categorie: attività delle miniere e attività di cava. Nella **Tabella A 2-8** seguente, per ciascuna delle due categorie, sono riportate le principali sostanze oggetto di attività di estrazione.

Tabella A 2-8: sostanze oggetto di attività estrattiva suddivise per categoria	Categoria
Minerali utilizzabili per l'estrazione di metalli, metalloidi e loro composti, anche se impiegati direttamente	Miniera
Grafite, combustibili solidi, liquidi e gassosi , rocce asphaltiche e bitumose	

 eni S.p.A. Exploration & Production Division	Data Aprile 2014	Doc. 000239_DV_EV.HSE.0022.001_00 Integrazioni allo Studio di Impatto Ambientale OFFSHORE IBLEO Campo Gas PANDA	Capitolo 2 Pag. 57 di 77
---------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------	---------------------	---------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------	-----------------------------

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	
Materiali per costruzioni edilizie, stradali e idrauliche	
Terre coloranti, farine fossili, quarzo e sabbie silicee, pietre molari pietre coti ⁽¹⁾	Cava
Altri materiali industrialmente utilizzabili ai termini dell'art. 1 e non compresi nella prima categoria	
1) Nell'ambito di tale tipologia di sostanza cave viene comunque lasciata la possibilità di inserire altre tipologie di materiali legate alla variabilità della domanda ed al continuo aggiornamento delle tecniche di lavorazione.	

Come riportato in **Tabella A 2-8**, l'estrazione di combustibili gassosi, oggetto del presente studio, rientra nella categoria delle miniere.


2.5.2.2 DPR 24 Maggio 1979 n. 886 (coordinato 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 DPR 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 (G.U. 26 Aprile 1980, N. 114, suppl. ord.)". 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 N. 886, 24 Maggio 1979.

In particolare, il DPR 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;

 eni S.p.A. Exploration & Production Division	Data Aprile 2014	Doc. 000239_DV_EV.HSE.0022.001_00 Integrazioni allo Studio di Impatto Ambientale OFFSHORE IBLEO Campo Gas PANDA	Capitolo 2 Pag. 58 di 77
---------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------	---------------------	---------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------	-----------------------------

- 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; 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 in esame, essendo la localizzazione di detta zona 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*", il Decreto disciplina 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

 eni S.p.A. Exploration & Production Division	Data Aprile 2014	Doc. 000239_DV_EV.HSE.0022.001_00 Integrazioni allo Studio di Impatto Ambientale OFFSHORE IBLEO Campo Gas PANDA	Capitolo 2 Pag. 59 di 77
---------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------	---------------------	---------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------	-----------------------------

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, 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 Penal*" concludono il Decreto.

Va infine notato come alcuni articoli del presente Decreto siano stati modificati e/o abrogati dai nuovi articoli dei Decreti Legislativi 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 N. 758 del 1994 "Modificazioni alla disciplina sanzionatoria in materia di lavoro".

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

2.5.2.3 D.Lgs. 25 Novembre 1996 - N. 624

Il D.Lgs. 25 Novembre 1996, N. 624, fa riferimento all'"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".

 eni S.p.A. Exploration & Production Division	Data Aprile 2014	Doc. 000239_DV_EV.HSE.0022.001_00 Integrazioni allo Studio di Impatto Ambientale OFFSHORE IBLEO Campo Gas PANDA	Capitolo 2 Pag. 60 di 77
---------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------	---------------------	---------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------	-----------------------------

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).

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.

In aggiunta alla normativa nazionale sopra descritta, si segnala il Decreto dell'Assessorato Regionale 30 Dicembre 1997 (Regione Sicilia) “*Disposizioni relative alla regolamentazione delle opere di dragaggio e di ripascimento degli arenili nell'ambito del demanio marittimo regionale*”.


Con tale Decreto la Regione Sicilia ha stabilito che (art. 1) i progetti che prevedono operazioni di dragaggio dei fondali marittimi o portuali, nonché interventi di ripascimento artificiale degli arenili marini nelle zone costiere siciliane, sono soggetti al preventivo rilascio del nulla osta ai sensi dell'art. 30 della ex L.R. n. 10/1993 (ora sostituita dalla L.R. n. 7/2002 e s.m.i.).

L'art. 4 prevede tuttavia che i lavori di movimentazione, escavo ed accumulo di depositi sciolti sottomarini necessari per la posa in opera di condotte sommerse od impianti simili sono oggetti alla sola autorizzazione delle Capitanerie di porto competenti, resa in sede di parere rilasciato ai sensi dell'art. 40 della L.R. n. 27/86 (parere richiesto nell'ambito dell'iter di autorizzazione per lo scarico in mare).

2.5.3 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*”, aggiornata con il D.Lgs. 31 marzo 1998, n. 112; l'art 1, commi da 438 a 442 della L. 23 dicembre 2005, n. 266 e il D. Lgs. 3 aprile 2006, n. 152 e s.m.i.. Ai sensi di tale Legge, la tutela

 <p>eni S.p.A. Exploration & Production Division</p>	<p>Data Aprile 2014</p>	<p>Doc. 000239_DV_EV.HSE.0022.001_00 Integrazioni allo Studio di Impatto Ambientale OFFSHORE IBLEO Campo Gas PANDA</p>	<p>Capitolo 2 Pag. 61 di 77</p>
----------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------	-----------------------------	-----------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------	-------------------------------------

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 (art. 1 abrogato dal D.Lgs. 152/2006 e s.m.i.) che pianifica interventi per la difesa del mare.
- 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'ex art. 11 della L. 10 maggio 1976, n. 319, attualmente abrogato dall'art. 175 del D.Lgs. 152/2006 e s.m.i..

Il D.Lgs. 152/2006 e s.m.i. attualmente 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

 eni S.p.A. Exploration & Production Division	Data Aprile 2014	Doc. 000239_DV_EV.HSE.0022.001_00 Integrazioni allo Studio di Impatto Ambientale OFFSHORE IBLEO Campo Gas PANDA	Capitolo 2 Pag. 62 di 77
---------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------	---------------------	---------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------	-----------------------------

dell'impossibilità tecnica o economica del loro utilizzo ai fini di ripascimento o recupero o smaltimento alternativo.

- D.Lgs. 202/2007 "Attuazione della Direttiva 2005/35/CE relativa all'inquinamento provocato dalle navi e conseguenti sanzioni", che, all'art. 4, vieta a tutte le navi, senza alcuna discriminazione di nazionalità, nell'ambito delle acque territoriali e nelle acque marittime interne, compresi i porti, di versare o causare lo sversamento in mare di sostanze nocive all'ambiente marino indicate nell'allegato I (idrocarburi) e nell'allegato II (sostanze liquide nocive trasportate alla rinfusa) alla Convenzione MARPOL 73/78. Il Decreto introduce adeguate sanzioni in caso di violazione degli obblighi previsti.

2.5.3.1 Decreto Sviluppo n. 83 del 22 Giugno 2012


Con l'entrata in vigore del Decreto Legge 22/06/2012, n.83 (cosiddetto "*Decreto Sviluppo*"), convertito in legge dalla L. 7 agosto 2012, n. 134, sono state apportate modifiche al D.Lgs.152/2006 e, in particolare, l'art.32 del "*Decreto Sviluppo*" ha modificato e sostituito l'art. 6, comma 17 del D.Lgs.152/2006 relativo alla disciplina delle attività di ricerca, di prospezione, nonché di coltivazione di idrocarburi liquidi e gassosi in mare. Tale Decreto è stato in parte modificato dal D.L. 04/06/2013 n. 63, convertito in legge, con modifiche, dalla L. 3 agosto 2013, n. 90 ma il suddetto art. 32 del "*Decreto Sviluppo*" non ha subito variazioni in merito alle attività di ricerca, protezione e coltivazione di idrocarburi.

Il disposto normativo sancisce il divieto di eseguire "attività di ricerca, di prospezione nonché di coltivazione di idrocarburi liquidi e gassosi in mare, di cui agli articoli 4, 6 e 9 della Legge 9 gennaio 1991, n. 9, all'interno del perimetro delle aree marine e costiere a qualsiasi titolo protette per scopi di tutela ambientale, ... sia nelle zone di mare poste entro dodici miglia dalle linee di costa lungo l'intero perimetro costiero nazionale e dal perimetro esterno delle suddette aree marine e costiere protette".

Tali disposizioni sono valide "fatti salvi i procedimenti concessori di cui agli articoli 4, 6 e 9 della legge n. 9 del 1991 in corso alla data di entrata in vigore del decreto legislativo 29 giugno 2010 n. 128" (il 26/08/2010) ed i procedimenti autorizzatori e concessori conseguenti e connessi, nonché l'efficacia dei titoli abilitativi già rilasciati alla medesima data, anche ai fini della esecuzione delle attività di ricerca, sviluppo e coltivazione da autorizzare nell'ambito dei titoli stessi, delle eventuali relative proroghe e dei procedimenti autorizzatori e concessori conseguenti e connessi".

Le attività di perforazione previste nel Campo Gas Panda si svolgeranno nel tratto di mare prospiciente il Comune di Licata, entro un raggio di 21 - 22 km circa dalla costa (12 miglia nautiche circa). Tali attività rientrerebbero nel campo di applicazione del D.L. n. 83 del 22/06/2012, poiché interferiscono con il limite delle 12 miglia generato sia dalla linea di costa, sia dall'area marina protetta identificata come SIC "*Litorale di Palma di Montechiaro*" (ITA040010), situato in direzione Nord Est, a circa 19 km da Panda 2dir (11 miglia nautiche circa), a circa 21 km da Panda W2 (11 miglia nautiche circa) e a circa 26 km dal Manifold di Cassiopea (cfr. **Allegato 2**).

In considerazione al fatto che *l'Istanza per il Campo Gas Panda è stata presentata prima dell'entrata in vigore del Decreto Legislativo 29 giugno 2010 n. 128*" (Presentazione Istanza il 28/04/2010), pertanto, a seguito di specifica richiesta di eni, il MATTM, con nota del 24/10/2012 (prot. n. 0020847) ha concesso la riattivazione della procedura per il conferimento della Concessione di Coltivazione "d2G.C-AG-PANDA"

 <p>eni S.p.A. Exploration & Production Division</p>	<p>Data Aprile 2014</p>	<p>Doc. 000239_DV_EV.HSE.0022.001_00 Integrazioni allo Studio di Impatto Ambientale OFFSHORE IBLEO Campo Gas PANDA</p>	<p>Capitolo 2 Pag. 63 di 77</p>
----------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------	-----------------------------	-----------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------	-------------------------------------

richiesta con istanza prot. n. 1116 del 28/04/2010, secondo il programma lavori allegato all'istanza di conferimento della concessione n. 255/2009.

In base alla normativa nazionale vigente, D.Lgs. 152/2006 e s.m.i., il presente progetto è assoggettato a procedura di Valutazione di Impatto Ambientale di competenza statale in quanto ricade nell'Allegato II alla Parte Seconda del D.Lgs. 152/06 e s.m.i. nella tipologia progettuale **7) Prospezione, ricerca e coltivazione di idrocarburi in mare.**

L'analisi delle Aree naturali protette e dei Siti appartenenti alla "Rete Natura 2000", presenti nell'area vasta del Campo Panda, è riportata sia nel Paragrafo **2.6** del presente Quadro, sia nei Paragrafi **4.1.2** e **4.1.3** del Quadro di Riferimento Ambientale.

2.6 IL REGIME VINCOLISTICO SOVRAORDINATO

Si presenta, di seguito, una disamina del regime vincolistico sovraordinato che ha riguardato la costa e le acque marine territoriali italiane nel tratto di mare antistante l'area del Campo Gas Panda, nell'offshore siciliano, al largo del Comune di Licata.

Nei Paragrafi a seguire sono stati trattati i seguenti tematismi, al fine di ottenere una visione più completa relativamente alle interferenze generate dalle attività previste con le aree tutelate a fini paesaggistici ed ambientali:


- Aree naturali protette (aree marine e terrestri protette o soggette a misura di salvaguardia ai sensi della Legge 394/1991 e s.m.i., Zone Umide di importanza internazionale ai sensi della Convenzione di Ramsar, 197) (cfr. Paragrafo **2.6.1**);
- Zone marine di tutela biologica (Legge 963/1965 e s.m.i.) e Zone marine di ripopolamento (ex L. 41/82) (cfr. Paragrafo **2.6.2**);
- Siti della Rete "Natura 2000" (Siti di Importanza Comunitaria, Zone di Protezione Speciale) (cfr. Paragrafo **2.6.3**);
- "Important Bird Area" (IBA) (cfr. Paragrafo **2.6.4**);
- Aree tutelate ai sensi del D.Lgs. 42/2004 e s.m.i. (cfr. Paragrafo **2.6.5**).

2.6.1 Aree naturali protette (L. 394/1991 e s.m.i.)

La Legge 6 Dicembre 1991, n. 394 "*Legge Quadro sulle aree protette*" e s.m.i., prevede l'istituzione e la gestione delle aree naturali protette da parte dello Stato, al fine di garantire e di promuovere la conservazione e la valorizzazione del patrimonio naturale. L'Elenco Ufficiale di tali aree, che rispondono ai criteri stabiliti con Delibera del Comitato Nazionale per le Aree Naturali Protette del 1/12/1993, è tenuto presso il Ministero dell'Ambiente e della Tutela del Territorio e del Mare ed aggiornato periodicamente.

Attualmente il sistema delle aree naturali protette è costituito da:

- Parchi naturali Nazionali, Regionali e Interregionali,
- Riserve naturali,
- Zone umide di Importanza Internazionale;

 <p>eni S.p.A. Exploration & Production Division</p>	<p>Data Aprile 2014</p>	<p>Doc. 000239_DV_EV.HSE.0022.001_00</p> <p>Integrazioni allo Studio di Impatto Ambientale OFFSHORE IBLEO Campo Gas PANDA</p>	<p>Capitolo 2 Pag. 64 di 77</p>
----------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------	-----------------------------	--------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------	-------------------------------------

- Altre aree naturali protette;
- Aree di reperimento terrestri e marine.

Nel seguito vengono descritte le aree naturali protette presenti nel tratto di mare e nel tratto costiero prospiciente l'area interessata dalle attività previste nel Campo Gas Panda.

2.6.1.1 Aree marine e terrestri

L'area di mare interessata dalle attività di progetto, dall'Istanza di Concessione "d2G.C.-AG" e dal Permesso esplorativo G.R14.AG, **non ricade in alcuna Area Naturale marina o terrestre istituita a Parco Nazionale.**

Per quanto riguarda invece le Aree Marine Protette, ad oggi, in Regione Sicilia sono state istituite sei Aree Marine Protette (Ustica, Capo Gallo Isola delle Femmine, Isole Egadi, Isole Pelagie, Isole Plemmirio e dei Ciclopi). Anche in questo caso, l'area di progetto **non ricade in alcuna Area Marina Protetta.** L'Area naturale più vicina all'area di interesse è l'Area Marina Protetta delle Isole Pelagie, che si trova a circa 138 km, in direzione Sud-Ovest, dal pozzo di perforazione più vicino (Panda W2).

Nella successiva **Figura A 2-27** si riportano le Aree marine e terrestri istituite a Parco Nazionale e le Aree Marine Protette così come individuate nel portale del Ministero dell'Ambiente e della Difesa del Territorio e del Mare.

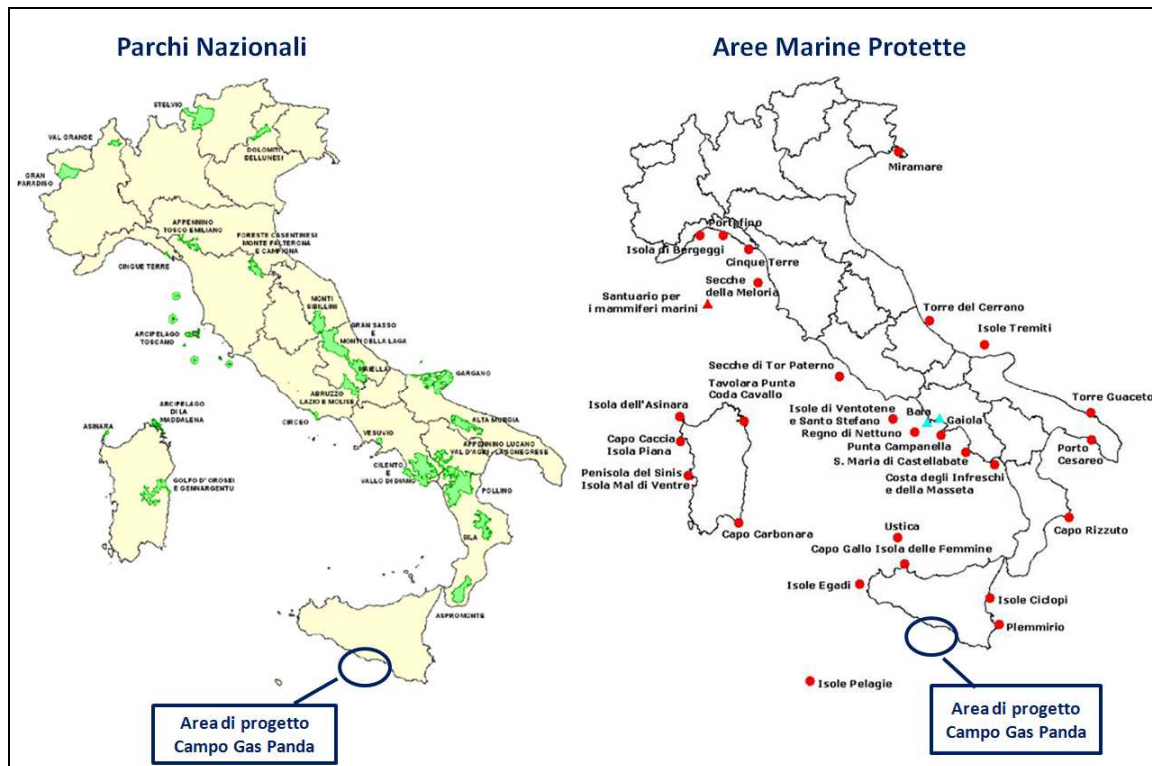



Figura A 2-27: aree marine e terrestri istituite a Parco Nazionale e Aree Marine Protette (Fonte: Portale del MATTM, consultazione Aprile 2014)

 eni S.p.A. Exploration & Production Division	Data Aprile 2014	Doc. 000239_DV_EV.HSE.0022.001_00 Integrazioni allo Studio di Impatto Ambientale OFFSHORE IBLEO Campo Gas PANDA	Capitolo 2 Pag. 65 di 77
-----------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------	---------------------	------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------	-----------------------------

Sebbene l'area vasta di progetto sia ubicata completamente in mare aperto, per completezza di trattazione è stata considerata anche la presenza di Aree Naturali Protette sulla terraferma (art. 2 della Legge n. 394/91 e s.m.i.).

In particolare, nel tratto di costa antistante l'area oggetto di studio, sono ubicate la *Riserva Naturale Regionale Orientata Torre Salsa* (codice EUAP1100), il cui perimetro esterno, in direzione Nord-Ovest, dista circa 43 km, sia dal Pozzo Panda W2 sia dal Pozzo Panda 2dir e circa 58 km dal Manifold di Cassiopea e la *Riserva Naturale Regionale Biviere di Gela* (codice EUAP0920) (CL) il cui perimetro esterno in direzione Nord-Est, dista circa 64 km dal Pozzo Panda W2, circa 65 km dal Pozzo Panda 2dir e circa 53 km dal Manifold di Cassiopea.

Considerando la distanza di tali Aree Naturali Protette sulla terraferma dal Campo Gas, si evince che le attività in progetto non interferiranno con tali Aree protette.

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 all'area marina di reperimento, questa viene considerata come "*Area marina protetta di prossima istituzione*".

Dall'analisi della seguente **Figura A 2-28**, si evince che, nell'area vasta del Campo Gas Panda, **le attività non interferiranno ne con alcuna Area marina protetta di prossima istituzione, ne con alcuna Area marina di reperimento.**

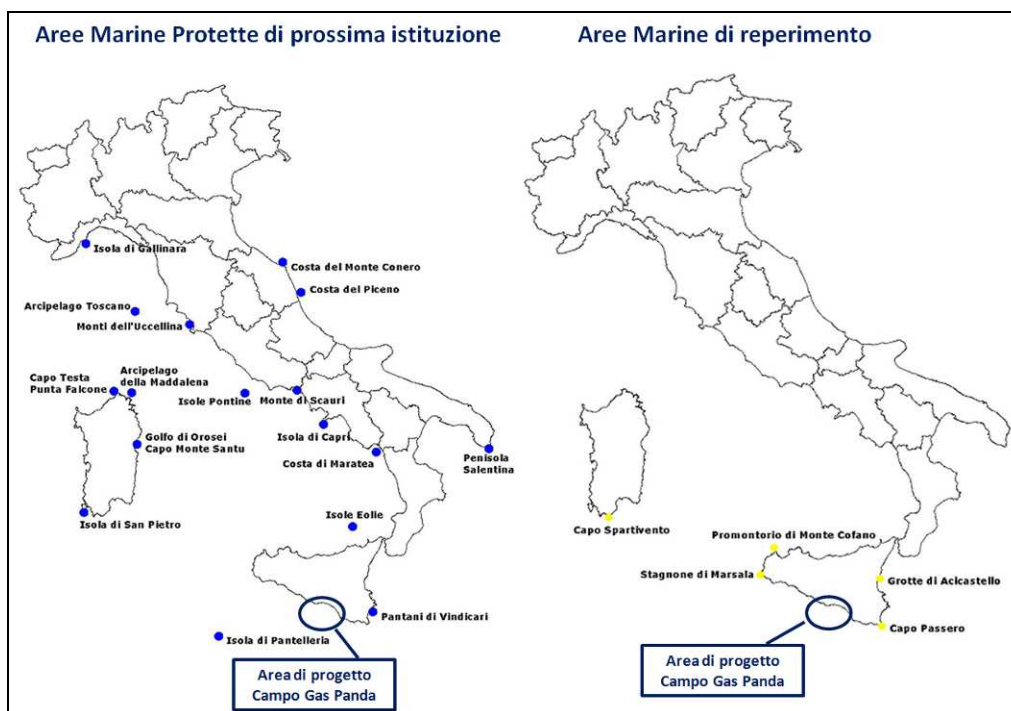



Figura A 2-28: Aree Marine Protette di prossima istituzione e Aree Marine di reperimento (Fonte: Portale del MATTM, consultazione Aprile 2014)

 eni S.p.A. Exploration & Production Division	Data Aprile 2014	Doc. 000239_DV_EV.HSE.0022.001_00 Integrazioni allo Studio di Impatto Ambientale OFFSHORE IBLEO Campo Gas PANDA	Capitolo 2 Pag. 66 di 77
---------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------	---------------------	---------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------	-----------------------------

Nello specifico, nell'area vasta in oggetto, è stato avviato l'iter di istituzione per l'*Area marina protetta di prossima istituzione* "Isola di Pantelleria" ubicata, in direzione Sud-Ovest, a circa 140 km rispetto al Pozzo Panda W2 ed al Pozzo Panda 2dir e circa 154 km dal Manifold di Cassiopea. Relativamente alle *Aree marine protette di reperimento* (i.e. aree individuate dalla normativa come meritevoli di tutela, ma per le quali non è ancora iniziato l'iter istitutivo), quella più vicina è l'Isola di Capo Passero, all'estremo Sud-Orientale della Sicilia, ubicato, in direzione Est, a circa 141 km dal Pozzo Panda W2, a circa 140 km dal Pozzo Panda 2dir e a circa 126 km dal Manifold di Cassiopea.

Il Ministero dell'Ambiente e della Tutela del Territorio e del Mare riporta anche la Lista delle *Aree Specialmente Protette di Importanza Mediterranea (ASPIM)* o SPAMI (dall'acronimo inglese *Specially Protected Areas of Mediterranean Importance*), che comprende 32 aree marine, individuate nel Bacino del Mediterraneo, istituite con specifico Protocollo del 1995 (Protocollo ASP), in recepimento alla Convenzione di Barcellona del 1978 (ratificata con L. n. 30 del 21/01/1979), relativa alla protezione del Mar Mediterraneo dall'inquinamento che, 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 le Parti contraenti hanno previsto l'istituzione di tali aree ASPIM al fine di promuovere la cooperazione nella gestione e conservazione delle aree naturali, così come nella protezione delle specie minacciate e dei loro habitat.

La Lista delle ***Aree Specialmente Protette di Importanza Mediterranea (ASPIM)*** comprende n.10 aree italiane, ma **nessuna di queste è ubicata nel tratto di mare antistante l'area del Campo Gas Panda, nell'ambito del progetto "Offshore Ibleo"**.


2.6.1.2 *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 e con il successivo D.P.R. 11 febbraio 1987, n. 184, 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

 eni S.p.A. Exploration & Production Division	Data Aprile 2014	Doc. 000239_DV_EV.HSE.0022.001_00 Integrazioni allo Studio di Impatto Ambientale OFFSHORE IBLEO Campo Gas PANDA	Capitolo 2 Pag. 67 di 77
---------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------	---------------------	---------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------	-----------------------------

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).

L'area di ubicazione del Campo Gas Panda e l'intorno interessato dalle attività in progetto non risultano interessati dalla presenza di alcuna Zona Umida di importanza internazionale. Nell'area vasta, la più vicina Zona Umida è ascrivibile alla "Riserva Naturale Orientata Biviere di Gela", riconosciuta anche come Zona Umida di Importanza Internazionale, il cui perimetro esterno, in direzione Nord-Est, dista circa 64 km, dal Pozzo Panda W2, circa 65 km dal Pozzo Panda 2dir e circa 53 km dal Manifold di Cassiopea.

2.6.2 Zone marine di tutela biologica (Legge 963/1965 e s.m.i.) e Zone marine di ripopolamento (D. Lgs. 154/2004 e s.m.i.)


La normativa italiana non riconosce le "Zone di Tutela Biologica" come "aree marine e costiere a qualsiasi titolo protette per scopi di tutela ambientale" (cfr. art. 6, comma 17 del D.Lgs. 152/2006 e s.m.i. come modificato dall'art. 35 del DI 22 giugno 2012, n. 83), ma riserva a loro un ruolo importante. Le "Zone di Tutela Biologica" 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 ed 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.*

In base a tali norme, con tre successivi Decreti Ministeriali, il D.M. 16 giugno 1998, il D.M. 19 giugno 2003 e il D.M. 22 gennaio 2009, sono state istituite diverse **Zone di Tutela Biologica** che, tuttavia, **non sono presenti nel tratto di mare antistante l'area del Campo Gas Panda interessata dalle attività in progetto.**

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

Le analisi scientifiche dello stato di sfruttamento degli stock delle principali specie presenti in questa zona del Mediterraneo hanno evidenziato una condizione di sovrapesca e, quindi, la necessità di rendere maggiormente compatibili le modalità e l'intensità del prelievo della pesca con la potenzialità di rinnovabilità biologica delle specie e delle comunità che la sostengono. Nel caso della pesca di specie demersali, il piano è finalizzato a conseguire un miglioramento della biomassa dei riproduttori (SSB)

 eni S.p.A. Exploration & Production Division	Data Aprile 2014	Doc. 000239_DV_EV.HSE.0022.001_00 Integrazioni allo Studio di Impatto Ambientale OFFSHORE IBLEO Campo Gas PANDA	Capitolo 2 Pag. 68 di 77
---------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------	---------------------	---------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------	-----------------------------

tramite la riduzione del tasso di sfruttamento (pesato per un pool di specie: nasello, triglia di fango, gambero rosa) dal livello attuale pari 0,68 ad un livello di 0,35 (*target reference point*).

Il piano di gestione è elaborato sulla base delle evidenze scientifiche utilizzabili per una responsabile gestione delle attività di pesca e tiene conto dei valori di riferimento limite e target raccomandati dagli organismi scientifici. Essi tendono al conseguimento dei seguenti obiettivi:

- 1) conservazione della capacità di rinnovo degli stock commerciali;
- 2) miglioramento delle condizioni economiche degli addetti del settore;
- 3) massimizzazione delle opportunità occupazionali nelle aree dipendenti dalla pesca.

Il Piano prevede, inoltre, alcune misure volte al recupero delle risorse ittiche, tra le quali l'istituzione di periodi di arresto temporaneo della pesca a strascico sulla base delle caratteristiche delle singole specie. In particolare, il Piano prevede un arresto temporaneo ripartito in due periodi di fermo biologico di 30 giorni continuativi, differenti a seconda della specie bersaglio della pesca:


- tra gennaio e marzo, nel caso del gambero rosa;
- tra settembre ed ottobre, nel caso della triglia di scoglio.

Le misure gestionali previste dal Piano per il raggiungimento degli obiettivi possono comprendere anche specifiche misure di protezione per le aree in cui si concentrano stadi critici delle popolazioni ittiche (Aree di Nursery) di alcune fra le principali specie demersali.

In particolare, dall'esame del Piano GSA 16 risulta che, nelle acque internazionali del versante italiano dello Stretto di Sicilia sono presenti due aree di *nurseries* stabilmente interessate dal reclutamento di merluzzo e, parzialmente, del gambero rosa. Nello specifico si tratta di due Zone di Tutela Biologica (ZTB) indicate con le lettere A e B in **Figura A 2-29**.

La ZTB A, estesa circa 1040 km² è riconducibile alla nursery ubicata in acque internazionali all'interno della GSA 16 a circa 73 km in direzione Nord-Ovest rispetto al Pozzo Panda W2, invece, la ZTB B, estesa 1020 km², ricade nella acque internazionali del Piano di Gestione del GSA 15 (Isola di Malta), a circa 165 km in direzione Sud-Est rispetto al medesimo Pozzo Panda W2.

Tali Zone di Tutela Biologica, tuttavia, si trovano a notevole distanza dall'area del Permesso di Ricerca G.R 14.AG in cui ricade il **Campo Gas Panda** e, pertanto, non si prevedono interferenze tra le attività in progetto e tali zone.

 eni S.p.A. Exploration & Production Division	Data Aprile 2014	Doc. 000239_DV_EV.HSE.0022.001_00 Integrazioni allo Studio di Impatto Ambientale OFFSHORE IBLEO Campo Gas PANDA	Capitolo 2 Pag. 69 di 77
---------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------	---------------------	------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------	-----------------------------

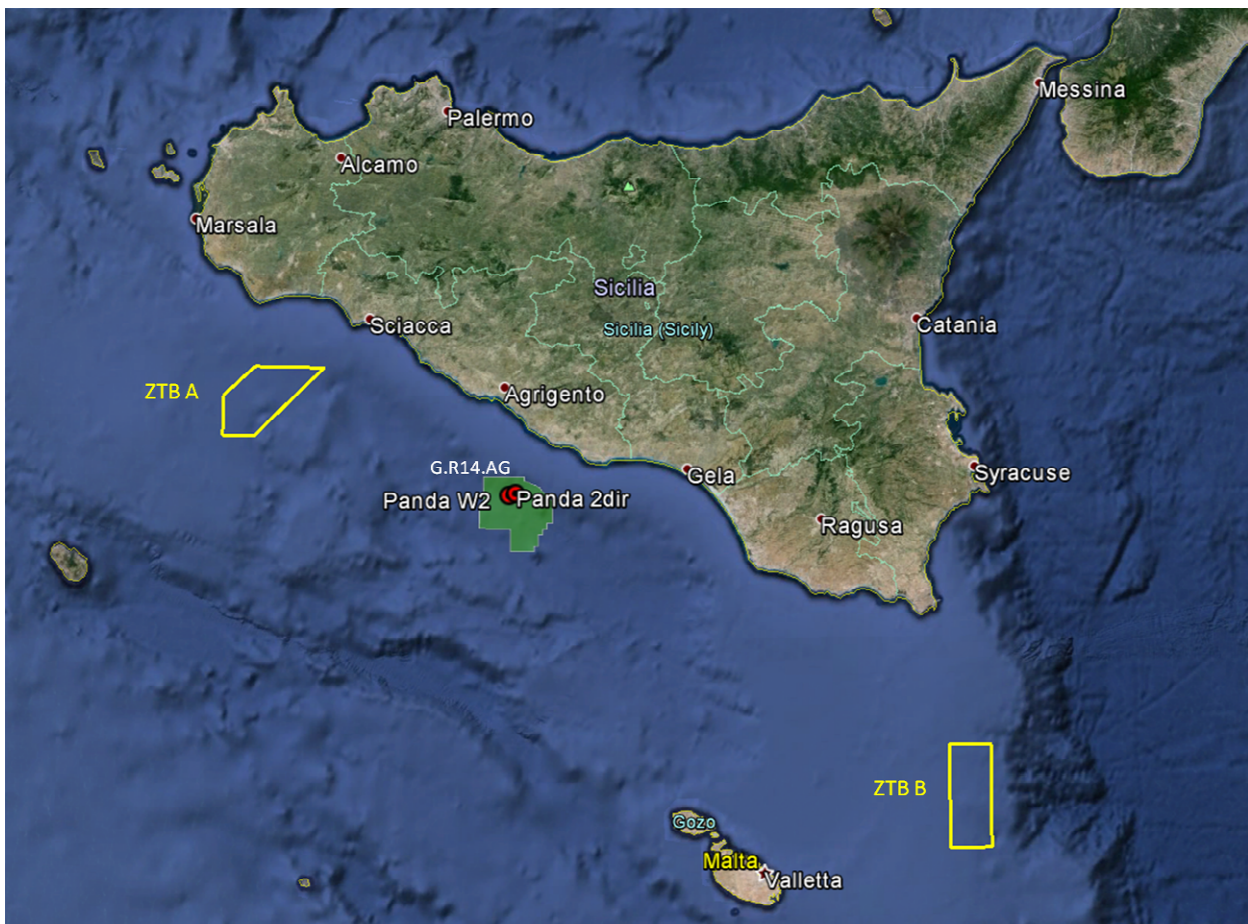



Figura A 2-29: ZTB (nurseries) del nasello e parzialmente del gambero rosa nello Stretto di Sicilia. (Fonte: Piano di gestione del GSA 16 (Stretto di Sicilia), Maggio 2011 – Elaborazione AECOM Italy)

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 meglio riportato in **Allegato 5**, lungo la costa prospiciente l’area di progetto sono localizzate diverse Zone marine di ripopolamento ittico, in prossimità dei Porti di Licata e di Porto Empedocle, la più vicina delle quali dista, in direzioni Nord, circa 20 km dal Pozzo Panda W2, circa 19 km dal Pozzo Panda 2dir e circa 31 km, in direzione Nord Ovest dal Manifold di Cassiopea.

 <p>eni S.p.A. Exploration & Production Division</p>	<p>Data Aprile 2014</p>	<p>Doc. 000239_DV_EV.HSE.0022.001_00 Integrazioni allo Studio di Impatto Ambientale OFFSHORE IBLEO Campo Gas PANDA</p>	<p>Capitolo 2 Pag. 70 di 77</p>
----------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------	-----------------------------	-----------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------	-------------------------------------

2.6.3 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.

Nell'area vasta di interesse del Campo Gas Panda si evidenzia la presenza dei seguenti siti appartenenti alla Rete Natura 2000, con l'indicazione delle minime distanze dai perimetri esterni di tali aree:

- SIC *Scala dei Turchi* (ITA 040015), situato in direzione Nord, a circa 33 km da Panda W2 e da Panda 2dir e a circa 47 km dal Manifold di Cassiopea;
- SIC *Litorale di Palma di Montechiaro* (ITA040010), situato in direzione Nord Est, a circa 19 km da Panda 2dir, a circa 21 km da Panda W2 e a circa 26 km dal Cassiopea Manifold;
- SIC *Rupe di Falconara* (ITA050008), situato in direzione Nord-Est, a circa 41 km da Panda 2dir, a circa 44 km da Panda W2 e a circa 38 km dal Manifold di Cassiopea;
- SIC *Torre Manfredia* (ITA050011), situato in direzione Nord-Est, a circa 42 km da Panda 2dir, a circa 45 km da Panda W2 e a circa 38 km dal Manifold di Cassiopea. Il sito coincide con una porzione del sito ZPS *Torre Manfredia, Biviere e Piana di Gela* (ITA050012) che si estende ad Ovest di Gela ed è incluso nell'area "Biviere e Piana di Gela" classificata come *Important Bird Area* (IBA n. 166) da BirdLife International;
- ZPS *Torre Manfredia, Biviere e Piana di Gela* (ITA050012), situato in direzione Est a circa 42 km da Panda 2dir, a circa 45 km da Panda W2 e a circa 38 km dal Manifold di Cassiopea. Tale area comprende il SIC *Biviere e Macconi di Gela* (ITA050001) situato in direzione Est a notevole

 eni S.p.A. Exploration & Production Division	Data Aprile 2014	Doc. 000239_DV_EV.HSE.0022.001_00 Integrazioni allo Studio di Impatto Ambientale OFFSHORE IBLEO Campo Gas PANDA	Capitolo 2 Pag. 71 di 77
---------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------	---------------------	---------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------	-----------------------------

distanza rispetto alle attività di progetto (circa 59 km da Panda 2dir, a circa 61 km da Panda W2 e a circa 51 km dal Manifold di Cassiopea).

In **Allegato 2** si riportano le aree naturali tutelate ubicate lungo la zona costiera prospiciente l'area di progetto.

La verifica eseguita ha evidenziato che l'area del Campo Gas Panda, interessata dalle attività in progetto, interferisce con un'area interdotta dal D.L. n. 83 del 22/06/2012: l'area risulta posta entro il limite delle 12 miglia marine generato sia dalla linea di costa, sia dall'area marina protetta identificata come SIC "Litorale di Palma di Montechiaro" (ITA040010), situato in direzione Nord Est, a circa 19 km da Panda 2dir (11 miglia nautiche circa), a circa 21 km da Panda W2 (11 miglia nautiche circa) e a circa 26 km dal Manifold di Cassiopea.

Come meglio descritto in Premessa, ai sensi del D.L. 83/2012, sebbene le attività di perforazione in progetto interferiscano con aree interdette dal medesimo D.L. 83/2012, in considerazione del fatto che *l'Istanza per il Campo Gas Panda è stata presentata prima dell'entrata in vigore del Decreto Legislativo 29 giugno 2010 n. 128* (Presentazione Istanza il 28/04/2010) è possibile affermare che la procedura per il conferimento della Concessione di Coltivazione per lo sviluppo del Campo Panda possa essere riattivata.

Per tale motivo, il MATTM, con nota del 24/10/2012 (prot. n. 0020847) ha concesso la riattivazione della procedura per il conferimento della Concessione di Coltivazione "d2G.C-AG-PANDA" richiesta con istanza prot. n. 1116 del 28/04/2010, secondo il programma lavori allegato all'istanza di conferimento della concessione n. 255/2009.


2.6.4 "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.

L'area di progetto del Campo Gas Panda non risulta ricadere in alcuna area IBA.

Nell'area vasta interessata dal Progetto "Offshore Ibleo" invece, è possibile identificare l'IBA n. 166 "Biviere e Piana di Gela" che comprende una vasta area della Piana di Gela, il cui perimetro, nel punto

 eni S.p.A. Exploration & Production Division	Data Aprile 2014	Doc. 000239_DV_EV.HSE.0022.001_00 Integrazioni allo Studio di Impatto Ambientale OFFSHORE IBLEO Campo Gas PANDA	Capitolo 2 Pag. 72 di 77
---------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------	---------------------	---------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------	-----------------------------

più vicino dista circa 41 km da Panda 2dir, circa 44 km dal Pozzo Panda W2 e circa 38 km dal Cassiopea Manifold.

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

Il Decreto Legislativo 42/2004² disciplina le attività concernenti la conservazione, la fruizione e la valorizzazione del patrimonio culturale. Tale decreto è stato ripetutamente modificato da ulteriori disposizioni integrative e correttive, le ultime delle quali sono il D.Lgs. n. 62/2008 per i beni culturali e il D. Lgs. n. 63/2008 per il paesaggio, senza tuttavia apportare modifiche sostanziali al testo originario relativamente all'identificazione e alla tutela dei beni culturali ed ambientali.

Lungo il litorale prospiciente l'area di progetto, le uniche aree vincolate ai sensi del D. Lgs. 142/2004 e s.m.i. sono le seguenti "aree ritenute di notevole interesse pubblico", così come definite dall'art. 136 (cfr. **Figura A 2-30**):

- cod. vinc. 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. vinc. 190002 – Lungomare San Leone nel Comune di Agrigento (legge istitutiva: L.1497/39);
- cod. vinc. 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. vinc. 190009 - Zona di Manfria caratterizzata da poderi mediterranei luogo ricco di leggende con vegetazione arbustiva (legge istitutiva: L.1497/39).

² Il D. Lgs. 42/2004 ha abrogato il D.Lgs. n. 490 del 29 Ottobre 1999 "*Testo Unico delle Disposizioni Legislative in materia di Beni Culturali e Ambientali, a norma dell'Articolo 1 della legge 8 Ottobre 1999, No. 352*" e rappresenta il punto di confluenza delle principali leggi relative alla tutela del paesaggio, del patrimonio storico ed artistico:

- L. 1 Giugno 1939, n. 1089;
- L. 29 Giugno 1939, n. 1497;
- L. 8 Agosto 1985, n. 431.

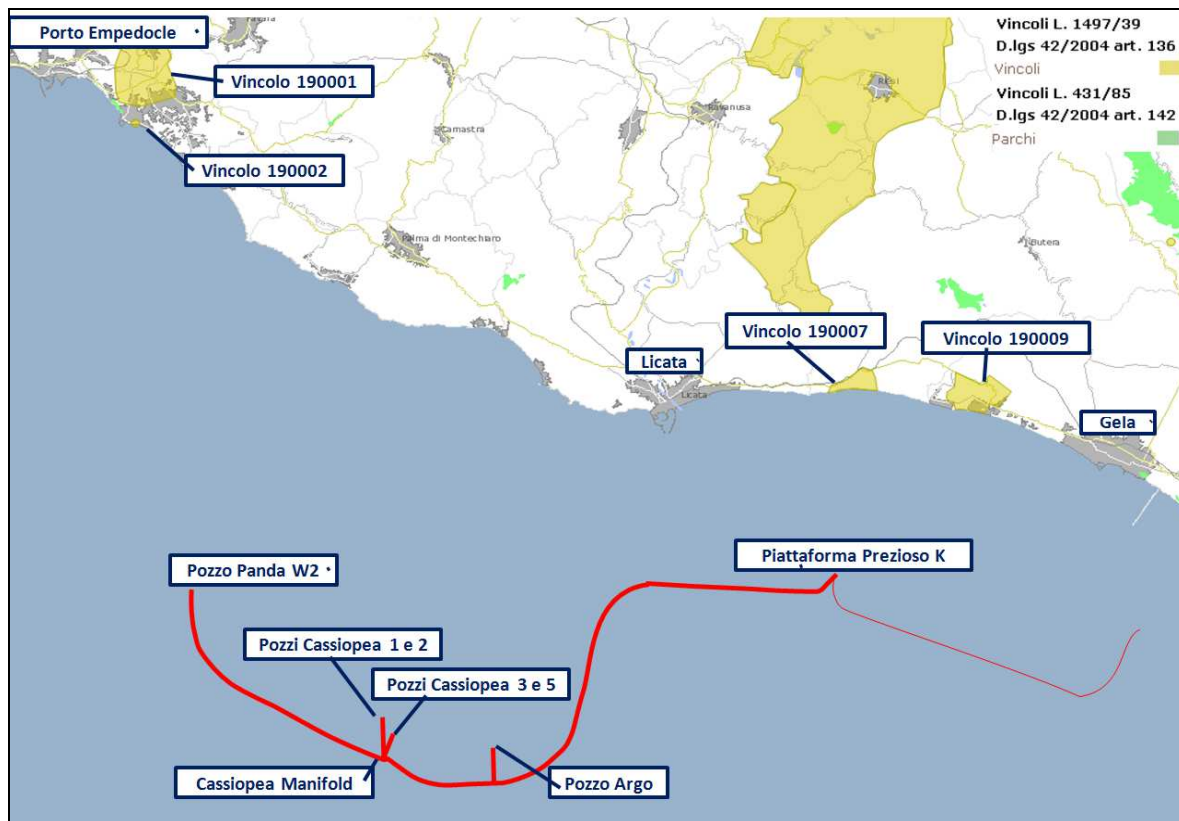



Figura A 2-30: aree vincolate ai sensi del D.Lgs. 42/04, artt. 136 e 142 (Fonte: portale SITAP – Ministero dei Beni e delle Attività Culturali)

Inoltre, come riportato in **Figura A 2-30**, sono presenti le seguenti *“aree di interesse paesaggistico”* così come individuate dall’art. 142, comma 1 del D.Lgs. 42/2004 e s.m.i., *lettera g) territori coperti da boschi e da foreste, ancorché percorsi o danneggiati dal fuoco, e quelli sottoposti a vincolo di rimboschimento, come definiti dall’articolo 2, commi 2 e 6, del D.Lgs. 18/05/2001 n.227.*

Tali vincoli sono presenti unicamente sulla costa, pertanto, in virtù della distanza del Campo Gas Panda dalla costa, con una distanza minima di circa 28 km tra il Pozzo Panda W2, Panda 2dir e il vincolo paesaggistico più prossimo (cod. vinc. 190002) e una distanza di circa 40 km dal Manifold di Cassiopea dallo stesso vincolo, non si prevede alcuna interferenza con le attività in progetto.

Gli artt. 10 e 11 del D.Lgs 42/2004 e s.m.i. tutelano inoltre le aree di interesse archeologico e storico architettonico, classificati come Beni Culturali che, non risultano presenti nel tratto di mare prospiciente il Campo Gas Panda.

 eni S.p.A. Exploration & Production Division	Data Aprile 2014	Doc. 000239_DV_EV.HSE.0022.001_00 Integrazioni allo Studio di Impatto Ambientale OFFSHORE IBLEO Campo Gas PANDA	Capitolo 2 Pag. 74 di 77
---------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------	---------------------	---------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------	-----------------------------

2.7 VERIFICA DELLA COERENZA CON GLI STRUMENTI NORMATIVI VIGENTI

Secondo quanto riportato nel presente Quadro di Riferimento Programmatico, le attività previste nel Campo Gas Panda nell'ambito del Progetto "Offshore Ibleo" risultano pienamente coerenti con i contenuti della normativa vigente ed, 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;
- con i provvedimenti di tipo ambientale mirati alla riduzione dell'emissione di gas serra in atmosfera, in quanto la posa della sealine 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 gli strumenti di pianificazione energetica Nazionale e Regionale analizzati;
- con le principali disposizioni normative da applicare durante le varie fasi del progetto stesso.

In coerenza con quanto previsto dalla Convenzione di Espoo e 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 per i possibili effetti su tutti i comparti ambientali interessati.

Infine dall'analisi della normativa vigente, si evince che sebbene le attività in progetto interferiscano con aree interdette dal D.L. 83/2012, in considerazione del fatto che *l'Istanza per il Campo Gas Panda è stata presentata prima dell'entrata in vigore del Decreto Legislativo 29 giugno 2010 n. 128* (Presentazione Istanza il 28/04/2010), il MATTM, con nota del 24/10/2012 (prot. n. 0020847) ha concesso la riattivazione della procedura per il conferimento della Concessione di Coltivazione "d2G.C-AG-PANDA" richiesta con istanza prot. n. 1116 del 28/04/2010, secondo il programma lavori allegato all'istanza di conferimento della concessione n. 255/2009.

2.8 LA POLITICA AMBIENTALE 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 14001:2004;
- una descrizione della Certificazione ohsas 18001:2007.

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

Il Distretto Meridionale (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 18001:2007.

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 A 2-1**).

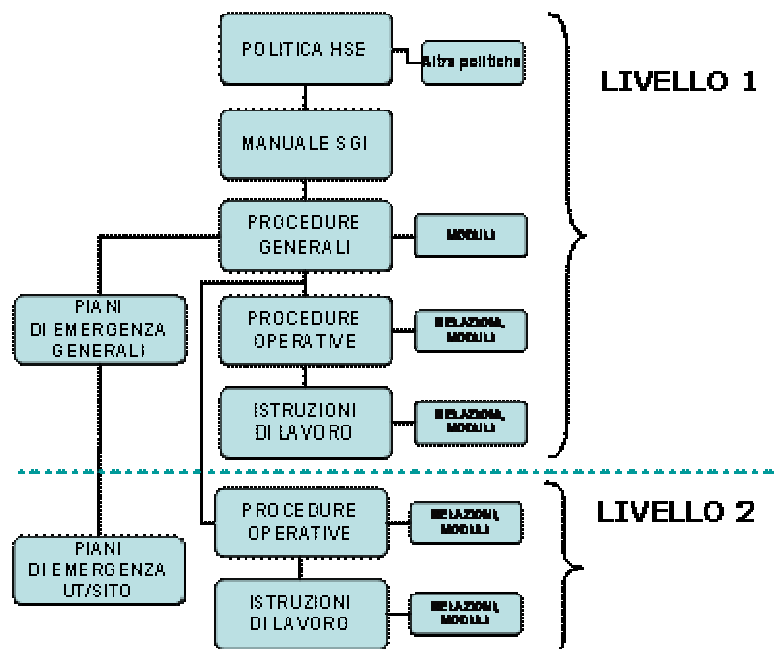



Figura A 2-1: struttura documentale del SGI di DIME

La dichiarazione di intenti e di impegni specifici del Sistema di Gestione Integrato HSE, nota come politica HSE, sottoscritta da DIME è riportata di seguito.

Il Distretto Meridionale (in forma abbreviata DIME), sviluppando le attività caratteristiche della missione della divisione e&p di eni s.p.a., persegue l'eccellenza e promuove:

- la tutela dell'incolumità pubblica, della salute e della sicurezza dei lavoratori e delle comunità locali;
- la tutela e la promozione dei diritti umani;
- il progresso e il benessere della collettività;


 <p>eni S.p.A. Exploration & Production Division</p>	<p>Data Aprile 2014</p>	<p>Doc. 000239_DV_EV.HSE.0022.001_00 Integrazioni allo Studio di Impatto Ambientale OFFSHORE IBLEO Campo Gas PANDA</p>	<p>Capitolo 2 Pag. 76 di 77</p>
------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------	-----------------------------	--------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------	-------------------------------------

- la salvaguardia e la protezione dell'ambiente, e la conservazione della biodiversità;
- il miglioramento continuo della qualità nei processi, servizi e prodotti delle proprie attività e operazioni;

quali elementi essenziali per assicurare la sostenibilità del proprio "business". Pertanto si impegna a:

- perseguire il miglioramento continuo dei risultati, traducendo in progetti e azioni operative i requisiti stabiliti dai modelli di riferimento del Sistema di Gestione Integrato per la salute, la sicurezza, l'ambiente, l'incolumità pubblica, la qualità e la radioprotezione (HSE);
- responsabilizzare la linea organizzativa e promuovere il massimo coinvolgimento delle proprie risorse umane e dei contrattisti nell'applicazione della Politica, nella gestione degli aspetti HSE e nel rispetto dei diritti umani nello svolgimento delle proprie attività;
- agire nel totale rispetto delle norme e delle leggi vigenti in campo nazionale e locale, nonché delle Linee Guida e del Modello di Sistema di Gestione della Società, degli standard aziendali e della buona pratica industriale, collaborando, quando richiesto, con le Autorità competenti nell'elaborazione di linee guida e norme tecniche in materia HSE;
- valutare e controllare rischi ed effetti delle proprie attività e di quelle sulle quali essa può esercitare un'influenza, adottando i principi, gli standard e le pratiche operative più avanzate per assicurare le condizioni di lavoro più salubri e sicure possibili e il rispetto dell'ambiente e della biodiversità;
- mettere in atto tutte le necessarie misure di prevenzione, di protezione, nonché di attenuazione degli impatti delle attività;
- ricercare e attuare il miglioramento continuo di prodotti e processi, in coerenza con gli obiettivi e le priorità strategiche, orientando la ricerca e l'innovazione tecnologica alla riduzione dei rischi e degli impatti, adottando criteri avanzati di salvaguardia ambientale, di promozione e protezione della salute e sicurezza dei lavoratori e delle comunità nonché di efficienza energetica;
- sviluppare, mantenere e diffondere competenza e know-how, anche attraverso informazione/formazione e addestramento dei dipendenti;
- informare periodicamente i dipendenti, le organizzazioni di categoria, le Autorità e in genere i portatori di interesse sui risultati conseguiti in materia HSE;
- selezionare appaltatori che dimostrino di adottare standard HSE in linea con il Sistema di Gestione di DIME;
- verificare e revisionare periodicamente gli impegni sopra elencati e il Sistema di Gestione Integrato HSE nell'ottica del miglioramento continuo, assicurando adeguate informazioni di feedback alle parti interessate.

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

 <p>eni S.p.A. Exploration & Production Division</p>	<p>Data Aprile 2014</p>	<p>Doc. 000239_DV_EV.HSE.0022.001_00 Integrazioni allo Studio di Impatto Ambientale OFFSHORE IBLEO Campo Gas PANDA</p>	<p>Capitolo 2 Pag. 77 di 77</p>
----------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------	-----------------------------	-----------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------	-------------------------------------

2.8.2 Certificazione 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.