

# **Edison S.p.A.** **Milano, Italia**

---



**Progetto di Sviluppo**  
**Campo Vega B**  
**Concessione di Coltivazione**  
**C.C6.EO – Canale di Sicilia**

**Studio di Impatto**  
**Ambientale**  
**Quadro di Riferimento**  
**Programmatico**





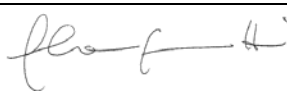

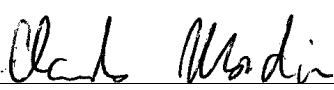
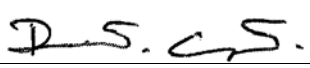


# Edison S.p.A. Milano, Italia



**Progetto di Sviluppo  
Campo Vega B  
Concessione di Coltivazione  
C.C6.EO – Canale di Sicilia**

**Studio di Impatto  
Ambientale  
Quadro di Riferimento  
Programmatico**

Preparato da	Firma	Data
Alessandra Cargioli		31 Maggio 2012
Marco Donato		31 Maggio 2012
Andrea Giovanetti		31 Maggio 2012
Controllato da	Firma	Data
Marco Compagnino		31 Maggio 2012
Approvato da	Firma	Data
Claudio Mordini		31 Maggio 2012
Sottoscritto da	Firma	Data
Roberto Carpaneto		31 Maggio 2012

Rev.	Descrizione	Preparato da	Controllato da	Approvato da	Sottoscritto da	Data
0	Prima Emissione	AC/MRD/AGV	MCO	CSM	RC	Maggio 2012



**INDICE**

	<u>Pagina</u>
<b>ELENCO DELLE TABELLE</b>	<b>III</b>
<b>ELENCO DELLE FIGURE</b>	<b>III</b>
<b>ELENCO DELLE FIGURE ALLEGATE</b>	<b>III</b>
<b>1 INTRODUZIONE</b>	<b>1</b>
<b>2 PIANIFICAZIONE NEL SETTORE ENERGETICO</b>	<b>4</b>
2.1 PIANO ENERGETICO NAZIONALE	4
2.2 PIANO ENERGETICO AMBIENTALE REGIONALE DELLA REGIONE SICILIANA (PEARS)	4
2.2.1 Contenuti ed Obiettivi	4
2.2.2 Relazioni con il Progetto	8
<b>3 REGOLAMENTAZIONE DELLE ATTIVITÀ DI RICERCA E COLTIVAZIONE DEGLI IDROCARBURI</b>	<b>9</b>
3.1 LEGGE NO. 9 DEL 9 GENNAIO 1991	9
3.2 DECRETO LEGISLATIVO 25 NOVEMBRE 1996, NO. 625	10
3.3 DECRETO LEGISLATIVO 112/98 (RIFORMA BASSANINI) E RIFORMA DELL'ART. 117 DELLA COSTITUZIONE	11
3.4 LEGGE 21 DICEMBRE 2001, NO. 443	12
3.5 LEGGE 23 AGOSTO 2004, NO. 239	12
3.6 DECRETO LEGISLATIVO 29 GIUGNO 2010, NO. 128	15
3.7 DECRETO MINISTERIALE 4 MARZO 2011 E DECRETO DIRETTORIALE 22 MARZO 2011	16
3.8 RELAZIONI CON IL PROGETTO	21
<b>4 NORMATIVA INTERNAZIONALE DI SETTORE</b>	<b>22</b>
4.1 CONVENZIONE DELLE NAZIONI UNITE SUL DIRITTO DEL MARE	22
4.1.1 Inquadramento	22
4.1.2 Relazioni con il Progetto	23
4.2 CONVENZIONE DI ESPOO	24
4.3 CONVENZIONE DI BARCELLONA	26
4.3.1 Inquadramento	26
4.3.2 Relazioni con il Progetto	27
4.4 CONVENZIONE DI LONDRA "MARPOL"	28
4.4.1 Inquadramento	28
<b>5 AREE MARINE PROTETTE E REGIME VINCOLISTICO (ZONE MARINE DI TUTELA)</b>	<b>31</b>
5.1 AREE MARINE PROTETTE	31
5.1.1 Riferimenti Normativi	31
5.1.2 Aree Marine Protette	34
5.1.3 Relazioni con il Progetto	38
5.2 SITI NATURA 2000 E IBA	38
5.2.1 Rete Natura 2000	38
5.2.2 Important Bird Areas (IBA)	40

**INDICE**  
**(Continuazione)**

	<b><u>Pagina</u></b>
5.3 AREE MARINE DI TUTELA O VINCOLO	41
5.3.1 Zone di Tutela Biologica Marina	41
5.3.2 Zone Interdette alla Pesca e alla Navigazione ed Ancoraggio	43
5.3.3 Zone e Siti di Interesse Storico e Archeologico	43
5.4 AREE SOTTOPOSTE A RESTRIZIONI DI NATURA MILITARE	45
5.4.1 Inquadramento	45
5.4.2 Relazioni con il Progetto	46
<b>RIFERIMENTI</b>	

## ELENCO DELLE TABELLE

<b><u>Tabella No.</u></b>	<b><u>Pagina</u></b>
Tabella 5.1: Rete Natura 2000, Principali Riferimenti Normativi Nazionali	39

## ELENCO DELLE FIGURE

<b><u>Figura No.</u></b>	<b><u>Pagina</u></b>
Figura 2.a: Produzione ed Importazione di Petrolio e Semilavorati nella Regione Siciliana, anni 1988-2003 (PEARS)	7
Figura 3.a: Mappa delle Zone Marine aperte alla Prospezione, Ricerca e Coltivazione di Idrocarburi Liquidi e Gassosi e delle Aree Vietate	16
Figura 4.a: Aree Candidate per la Creazione di Nuove ASPIM (United Nations Environment Programme - Mediterranean Action Plan, 2011b)	28
Figura 5.a: Aree Marine Protette Istituite	35
Figura 5.b: Aree Marine Protette di Prossima Istituzione	36
Figura 5.c: Aree Marine di Reperimento	37
Figura 5.d: Zone di Tutela Biologica Stretto di Sicilia	42
Figura 5.e: Relitti di Interesse Storico – Zone Regolamentate	44

## ELENCO DELLE FIGURE ALLEGATE

Figura 1.1	Concessione di Coltivazione C.C6.EO
Figura 1.2	Inquadramento Territoriale Scala Vasta
Figura 3.1	Piattaforma Continentale Italiana
Figura 5.1	Aree Naturali Protette, Siti Natura 2000 e IBA
Figura 5.2	Aree Sottoposte a Restrizioni di Natura Militare

*Si noti che nel presente documento i valori numerici sono riportati utilizzando la formulazione seguente:*

*separatore delle migliaia = virgola (,)*

*separatore decimale = punto (.)*





**RAPPORTO  
STUDIO DI IMPATTO AMBIENTALE  
QUADRO DI RIFERIMENTO PROGRAMMATICO  
PROGETTO DI SVILUPPO CAMPO VEGA B  
CONCESSIONE DI COLTIVAZIONE C.C6.EO – CANALE DI SICILIA**

## **1 INTRODUZIONE**

Edison S.p.A. è titolare, unitamente ad ENI S.p.A., della concessione di coltivazione denominata C.C6.EO, ubicata nel Canale di Sicilia, circa 20 km offshore la costa Sud Orientale della Sicilia (si veda la Figura 1.1 allegata al testo). Le quote di partecipazione della concessione sono 60 % Edison S.p.A. (che è anche operatore della concessione) e 40 % ENI S.p.A. Il giacimento oggetto delle attività di coltivazione è denominato “Vega”; in esso sono individuabili due culminazioni (Vega A e Vega B), separate da una sella.

Il programma di sviluppo di tale giacimento, approvato contestualmente al rilascio della concessione di coltivazione con Decreto del Ministro dell’Industria, del Commercio e dell’Artigianato del 17 Febbraio 1984, prevedeva la realizzazione di No. 2 piattaforme, ciascuna per un massimo di No. 24 pozzi, il loro collegamento tramite condotte sottomarine per il trasferimento del greggio e del flussante e il trasferimento del greggio (trattato solo nella piattaforma principale) ad una petroliera di stoccaggio rigidamente collegata ad un sistema di boa galleggiante. Nel mese di Dicembre 2011 è stato richiesto il rinnovo della concessione di coltivazione<sup>1</sup>. Ad oggi le attività di coltivazione hanno interessato il solo campo olio Vega A. Le principali installazioni in esercizio a servizio delle attività sono costituite dalla piattaforma “Vega A”, dalla quale sono stati perforati No. 21 pozzi (18 dei quali in produzione) e dalla nave FSO (“Floating Storage and Offloading”) “Leonis”, ormeggiata ad una boa SPM (“Single Point Mooring”), ubicata a circa 2 km in direzione Nord dalla piattaforma.

Attualmente la piattaforma Vega A produce circa 3,000 barili/giorno di olio; la produzione viene trattata in piattaforma e diluita al fine di prevenire la solidificazione dell’olio e favorirne il trasporto al FSO “Leonis”.

È intenzione di Edison S.p.A. procedere, a completamento del programma lavori approvato, allo sviluppo del Campo Olio Vega B. Le attività previste sono le seguenti:

- installazione di una piattaforma fissa denominata “Vega B” di tipo “well-head platform minimum facilities” con jacket in circa 130 m d’acqua, ubicata a circa 6 km di distanza dalla piattaforma Vega A in direzione Nord-Ovest; la nuova piattaforma sarà progettata per estrarre l’olio dal giacimento ed inviarlo, opportunamente diluito, sulla piattaforma esistente Vega A per la successiva stabilizzazione ed esportazione alla FSO;
- perforazione da Vega B di No. 4 pozzi iniziali a singolo completamento. In funzione degli esiti minerari della perforazione dei primi quattro pozzi di sviluppo di Vega B,

---

<sup>1</sup> Istanza di proroga decennale della concessione di coltivazione di idrocarburi liquidi e gassosi “C.C6.EO”, sottoscritta da Edison S.p.A. ed Eni S.p.A. e trasmessa in data 22 Dicembre 2011 al Ministero dello Sviluppo Economico (Direzione Generale per le Risorse Minerarie ed Energetiche, Divisioni I, IV e VI)

potranno essere successivamente eseguite nuove perforazioni fino ad un massimo di 12 pozzi per sostenere i profili di produzione di Vega B;

- posa di due condotte sottomarine congiungenti le piattaforme Vega B e Vega A, una per la ricezione di diluente e una per l'invio del greggio diluito (blend) su Vega A, dove verrà trattato negli impianti esistenti mescolandosi alla attuale produzione dei pozzi;
- posa di cavi elettrici sottomarini in media tensione per l'alimentazione della piattaforma Vega B dall'esistente piattaforma Vega A utilizzando un nuovo sistema di generazione;
- realizzazione di alcune modifiche impiantistiche sulla piattaforma Vega A, la principale delle quali è costituita dalla sostituzione dell'attuale sistema di generazione di energia elettrica con impianti di nuova generazione maggiormente performanti e a minor impatto ambientale in grado di utilizzare il gas di separazione dal greggio come combustibile per produrre energia, fermo restando il fatto che l'attuale capacità produttiva degli impianti sulla piattaforma Vega A è in grado di assicurare il trattamento dei livelli di produzione complessivi attesi.

Preliminarmente alle attività di perforazione si prevede inoltre di effettuare un rilievo sismico 2D<sup>2</sup> (mediante airgun) volto a definire la presenza di eventuali sacche di gas superficiale al fine di evitarne l'interferenza nelle prime fasi di perforazione (fino a 300 m).

In Figura 1.2 allegata si presenta l'inquadratura territoriale delle opere a progetto a vasta scala (scala 1:250,000) su carta nautica.

Con riferimento al progetto di in esame come sopra definito, il presente documento costituisce il Quadro di Riferimento Programmatico dello Studio di Impatto Ambientale che è stato predisposto e fornisce (ai sensi dell'Articolo 3 del DPCM 27 Dicembre 1988 e Art. 22 e Allegato VII del D.Lgs 152/2006 e s.m.i.) gli elementi conoscitivi necessari all'individuazione delle possibili relazioni tra l'opera progettata e gli atti di pianificazione e programmazione territoriale e settoriale.

In primo luogo tale quadro ha l'obiettivo di esaminare gli strumenti pianificatori di settore e territoriali, nei quali l'opera proposta è inquadrabile, ed analizzare gli eventuali rapporti di coerenza del progetto con gli obiettivi degli stessi; quindi, fornire l'indicazione dei tempi di attuazione dell'intervento e delle eventuali infrastrutture a servizio e complementari, e, infine, descrivere l'attualità del progetto ed eventuali disarmonie di previsione contenute in distinti strumenti programmatici.

Il presente documento è così strutturato:

- nel Capitolo 2 sono descritti gli strumenti di pianificazione nazionale e regionale in tema di energia e le relazioni con il progetto;
- nel Capitolo 3 sono descritte le principali norme che regolamentano le attività di ricerca e coltivazione degli idrocarburi;
- nel Capitolo 4 è riportata una sintesi della normativa internazionale di settore;

---

<sup>2</sup> Si veda nel dettaglio il Quadro di Riferimento Progettuale per la descrizione delle attività e delle aree che si prevede indagare.

- nel Capitolo 5 sono descritte le aree marine protette ed il regime vincolistico (zone marine di tutela) dell'area di interesse, con particolare riferimento a:
  - aree marine protette,
  - Siti Natura 2000 e Important Bird Areas (IBA),
  - aree marine di tutela o vincolo (zone di tutela biologica marina, zone interdette alla pesca e alla navigazione ed ancoraggio, zone e siti di interesse storico e archeologico),
  - aree sottoposte a restrizioni di natura militare.

## 2 PIANIFICAZIONE NEL SETTORE ENERGETICO

### 2.1 PIANO ENERGETICO NAZIONALE

In Italia la valorizzazione delle risorse interne di idrocarburi è stata, e continua a rappresentare, un obiettivo centrale nell'ambito della politica energetica per contrastare la "storica" dipendenza del Paese dalle importazioni di petrolio e di gas naturale.

In particolare, da un punto di vista programmatico, l'importanza strategica del contributo delle fonti energetiche nazionali alla copertura dei consumi è stata ribadita nel Documento conclusivo della Conferenza Nazionale Energia e Ambiente (Roma, Novembre 1998) che ha implicitamente riproposto una delle principali linee programmatiche indicate dal P.E.N. (Piano Energetico Nazionale) del 1988.

Il Piano Energetico Nazionale (PEN), approvato il 10 Agosto 1988, ha fissato gli obiettivi energetici di lungo periodo per l'Italia, promuovendo l'uso razionale dell'energia, il risparmio energetico e lo sviluppo progressivo di fonti di energia rinnovabile. Gli obiettivi strategici del PEN sono rappresentati principalmente dal risparmio energetico e dalla riduzione della dipendenza energetica dall'estero. L'ultimo aggiornamento del PEN, approvato dal Consiglio dei Ministri nell'Agosto del 1988, pur essendo un documento ormai datato, anche perché si riferisce ad un quadro istituzionale e di mercato che nel frattempo ha subito notevoli mutamenti, anche per effetto della crescente importanza e influenza di una comune politica energetica a livello europeo, rimane valido nell'individuazione di obiettivi prioritari (competitività del sistema produttivo, **diversificazione delle fonti e delle provenienze geopolitiche, sviluppo delle risorse nazionali**, protezione dell'ambiente e della salute dell'uomo e risparmio energetico).

In questo contesto che vede accentuarsi la valenza strategica di nuovi contributi alla produzione nazionale di idrocarburi, **trova una coerente collocazione il progetto di sviluppo del campo Vega B**. Il progetto ricopre, infatti, una rilevante importanza strategica per l'Italia in quanto finalizzato alla valorizzazione di riserve ad alto potenziale, in grado di garantire livelli di produzione significativi.

### 2.2 PIANO ENERGETICO AMBIENTALE REGIONALE DELLA REGIONE SICILIANA (PEARS)

Il Piano Energetico Ambientale Regionale della Regione Siciliana (PEARS) è stato approvato con Deliberazione di Giunta Regionale No. 1 del 9 Febbraio 2009. Tale DGR di approvazione è stata successivamente emanata con Decreto Presidenziale del 9 Marzo 2009 (GURS Parte I No. 13 del 2009).

#### 2.2.1 Contenuti ed Obiettivi

Le strategie di politica energetica regionale, in coerenza con le linee indicate di programmazione economica e finanziaria della Regione Siciliana, possono essere così sintetizzate:

- 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.

Tali strategie richiedono uno strumento di pianificazione che ben individui le fonti energetiche disponibili e da promuovere, correlato ad una analisi della struttura dei consumi territoriali e settoriali con individuazione delle aree di possibile intervento e la predisposizione di Piani d'Azione che possano garantire adeguati ritorni economici e sociali, nel rispetto dei principi di sostenibilità ambientale e della salvaguardia della salute pubblica.

Il Piano in esame sviluppa le strategie delineate dalla politica regionale, individuando obiettivi da perseguire, secondo principi di priorità, sulla base dei vincoli che il territorio e le sue strutture di governo, di produzione e l'utenza pongono. I principali obiettivi del PEARS sono:

- contribuire ad uno sviluppo sostenibile del territorio regionale attraverso l'adozione di sistemi efficienti di conversione ed uso dell'energia nelle attività produttive, nei servizi e nei sistemi residenziali;
- promuovere una forte politica di risparmio energetico in tutti i settori, in particolare in quello edilizio, organizzando un coinvolgimento attivo di enti, imprese e cittadini;
- promuovere una diversificazione delle fonti energetiche, in particolare nel comparto elettrico, con la produzione decentrata e la "decarbonizzazione";
- promuovere lo sviluppo delle Fonti Energetiche Rinnovabili ed assimilate e sviluppare le tecnologie energetiche per il loro sfruttamento;
- favorire il decollo di filiere industriali, l'insediamento di industrie di produzione delle nuove tecnologie energetiche e la crescita competitiva;
- favorire le condizioni per una sicurezza degli approvvigionamenti e per lo sviluppo di un mercato libero dell'energia;
- promuovere l'innovazione tecnologica con l'introduzione di Tecnologie più pulite (Clean Technologies - Best Available), nelle industrie ad elevata intensità energetica;
- assicurare la valorizzazione delle risorse regionali degli idrocarburi, favorendone la ricerca, la produzione e l'utilizzo con modalità compatibili con l'ambiente, in armonia con gli obiettivi di politica energetica nazionale contenuti nella L. 23 Agosto 2004, No. 239 e garantendo adeguati ritorni economici per il territorio siciliano;
- favorire la ristrutturazione delle Centrali termoelettriche di base, tenendo presenti i programmi coordinati a livello nazionale, in modo che rispettino i limiti di impatto ambientale compatibili con le normative conseguenti al Protocollo di Kyoto ed emanate dalla UE e recepite dall'Italia;
- favorire una implementazione delle infrastrutture energetiche, con particolare riguardo alle grandi reti di trasporto elettrico;
- sostenere il completamento delle opere per la metanizzazione per i grandi centri urbani, le aree industriali ed i comparti serricoli di rilievo;

- creare, in accordo con le strategie dell'U.E., le condizioni per un prossimo sviluppo dell'uso dell'Idrogeno e delle sue applicazioni nelle Celle a Combustibile, oggi in corso di ricerca e sviluppo, per la loro diffusione, anche mediante la realizzazione di sistemi ibridi rinnovabili/idrogeno;
- realizzare forti interventi nel settore dei trasporti (biocombustibili, metano negli autobus pubblici, riduzione del traffico auto veicolare nelle città, potenziamento del trasporto merci su rotaia e mediante cabotaggio).

Al fine perseguire gli obiettivi prefissati il PEARS definisce un piano d'azione articolato in due tipologie di interventi:

- formulazione di strumenti politico organizzativi per l'attuazione del Piano e di strutture di collegamento fra ricerca ed impresa per agevolare la formazione di filiere produttive e lo sviluppo dell'occupazione in campo energetico;
- mirare a interventi specifici di settore (primario, industriale, civile, trasporti, fonti rinnovabili ed uso dell'idrogeno) finalizzati all'efficienza energetica, all'innovazione tecnologica, alla diffusione delle fonti rinnovabili, ecc..

In particolare, la seconda tipologia prevede le seguenti azioni di settore:

- azioni di piano relative agli interventi per l'introduzione dell'economia dell'idrogeno;
- azioni di piano specifiche proposte per il settore primario;
- azioni di piano specifiche proposte per il settore civile;
- azioni di piano specifiche proposte per il settore industria;
- azioni di piano proposte per il settore trasporti;
- azioni per la valorizzazione delle risorse petrolifere e di gas naturale nella Regione Siciliana;
- azioni relative alle infrastrutture energetiche a rete;
- azioni relative al potenziamento della rete elettrica;
- azioni relative alla rete gasiera e completamento della metanizzazione;
- azioni per promuovere la ricerca in ambito energetico - ambientale correlata al PEARS della Regione Siciliana.

Le precedenti azioni sono state quindi analizzate in funzione dei possibili potenziali effetti sulle componenti ambientali. Sulla base di tale analisi sono state predisposte delle misure di mitigazione e compensazione al fine di impedire, ridurre e compensare nel modo più completo possibile gli eventuali effetti negativi significativi sull'ambiente dell'attuazione del piano.

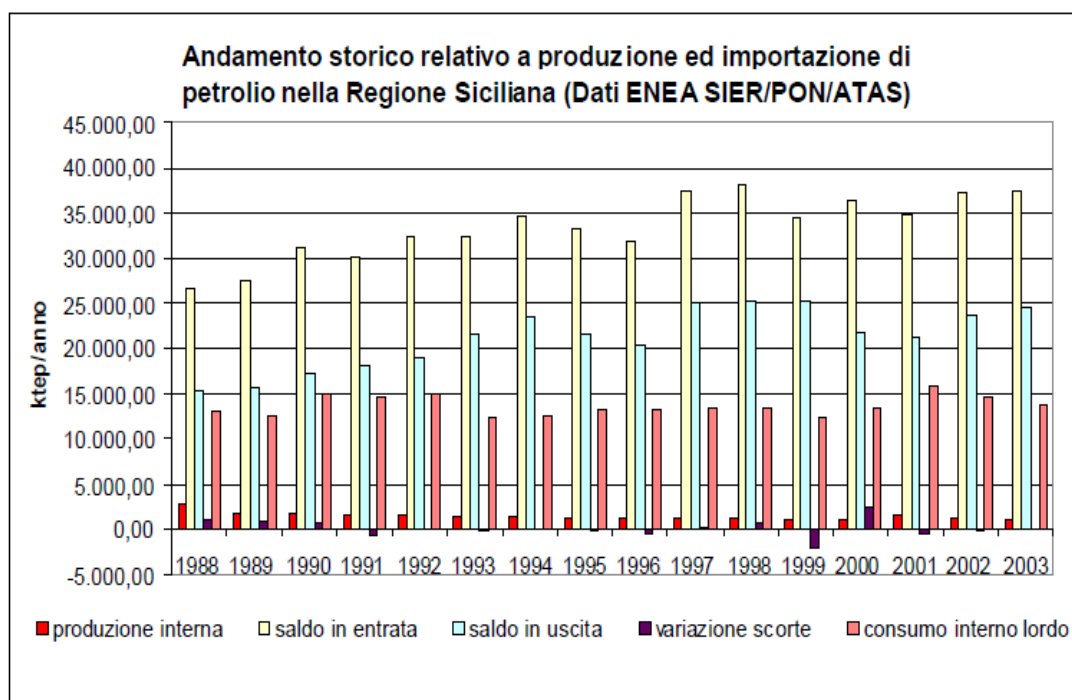
Le principali misure di mitigazione hanno riguardato i seguenti temi:

- interventi per la valorizzazione delle risorse petrolifere e di gas naturale;
- interventi nel settore elettrico;
- interventi per l'utilizzazione del gas naturale;
- interventi per la razionalizzazione dell'uso dell'energia nel settore industriale e civile;

- diffusione delle tecnologie di utilizzazione delle energie rinnovabili;
- interventi per l'introduzione dell'economia dell'idrogeno;
- interventi nel settore dei trasporti;
- realizzazione di un polo industriale mediterraneo per la ricerca, lo sviluppo e la produzione di tecnologie per lo sfruttamento dell'energia solare;
- ricerca in ambito energetico – ambientale correlata al PEAR.

Nel Documento del PEARS “Schema del Piano Energetico Regionale della Regione Siciliana” vengono riportati i dati relativi alla produzione di fonti primarie e alla dipendenza energetica dall'esterno. Come riportato nel PEARS nel panorama nazionale, la Regione Siciliana incide (dati del 2004) in modo abbastanza significativo (circa il 14.6%), specialmente per la produzione di petrolio greggio (circa il 12.9%). L'incidenza è maggiore se si considera anche la produzione off-shore, soggetta ad un diverso regime giuridico - istituzionale con competenze proprie degli Organi Centrali.

Per far fronte al fabbisogno di fonti primarie la Sicilia ricorre, storicamente, ad importazioni di petrolio greggio e semilavorati e ad importazioni di gas naturale attraverso il metanodotto algerino. L'andamento storico relativo alla produzione locale ed alle importazioni di petrolio e semilavorati nella Regione Siciliana è mostrato nella seguente Figura.



Elaborazione del Gruppo di lavoro del PER

**Figura 2.a: Produzione ed Importazione di Petrolio e Semilavorati nella Regione Siciliana, anni 1988-2003 (PEARS)**

Sempre secondo quanto riportato nel PEARS la Sicilia possiede ancora nel proprio territorio delle quantità significative di idrocarburi e per la loro ricerca e produzione esiste nell'industria siciliana un know how scientifico e tecnologico di primissimo livello. la Regione si pone dunque l'obiettivo di promuovere una specifica azione per la valorizzazione delle risorse regionali di idrocarburi favorendone la ricerca, la produzione e l'utilizzo, però, con modalità compatibili con l'ambiente.

### **2.2.2 Relazioni con il Progetto**

Il progetto in esame prevede lo sviluppo del Campo Olio Vega B grazie alla realizzazione di una nuova piattaforma, la perforazione di No. 4 nuovi pozzi e la posa di condotte e cavi sottomarini di collegamento alla piattaforma Vega A attualmente in produzione.

Per quanto riguarda le relazioni con il PEARS si evidenzia quanto segue:

- il Progetto contribuirà a favorire le condizioni per una sicurezza degli approvvigionamenti e per lo sviluppo di un mercato libero dell'energia;
- il Progetto valorizzerà le risorse regionali di idrocarburi.

**Il progetto non presenta elementi di contrasto con le indicazioni del PEAR.**



### 3 **REGOLAMENTAZIONE DELLE ATTIVITÀ DI RICERCA E COLTIVAZIONE DEGLI IDROCARBURI**

L'esecuzione delle attività di prospezione, ricerca e coltivazione di idrocarburi e la loro importanza dal punto di vista energetico è disciplinata, a livello nazionale, dalle seguenti normative principali, le cui indicazioni sono sintetizzate nel seguito:

- Legge No. 9 del 9 Gennaio 1991 “*Norme per l'attuazione del nuovo piano energetico nazionale: aspetti istituzionali, centrali idroelettriche ed elettrodotti, idrocarburi e geotermia, autoproduzioni e disposizioni fiscali*”;
- Decreto Legislativo 25 Novembre 1996, No. 625 “*Attuazione della direttiva 94/22/CEE relativa alle condizioni di rilascio e di esercizio delle autorizzazioni alla prospezione, ricerca e coltivazione di idrocarburi*”;
- Decreto Legislativo 31 Marzo 1998, No. 112 (Riforma Bassanini) e Riforma dell' Art. 117 della Costituzione;
- Legge 21 Dicembre 2001, No. 443 “*Delega al Governo in materia di infrastrutture ed insediamenti produttivi strategici ed altri interventi per il rilancio delle attività produttive*”;
- Legge 23 Agosto 2004, No. 239 “*Riordino del settore energetico, nonché delega al Governo per il riassetto delle disposizioni vigenti in materia di energia*”;
- Decreto Legislativo 29 Giugno 2010, No. 128 “*Modifiche ed integrazioni al decreto legislativo 3 Aprile 2006, No. 152, recante norme in materia ambientale, a norma dell'articolo 12 della legge 18 Giugno 2009, No. 69*”;
- Decreto Ministeriale 4 Marzo 2011 “*Disciplinare tipo per i permessi di prospezione e di ricerca e per le concessioni di coltivazione di idrocarburi liquidi e gassosi in terraferma, nel mare e nella piattaforma continentale*”;
- Decreto Direttoriale 22 Marzo 2011 “*Procedure operative di attuazione del Decreto Ministeriale 4 marzo 2011 e modalità di svolgimento delle attività di prospezione, ricerca e coltivazione di idrocarburi liquidi e gassosi e dei relativi controlli ai sensi dell'articolo 15, comma 5 del Decreto Ministeriale 4 Marzo 2011*”.

#### 3.1 **LEGGE NO. 9 DEL 9 GENNAIO 1991**

La Legge No. 9 del 9 Gennaio 1991 “*Norme per l'Attuazione del Nuovo Piano Energetico Nazionale: Aspetti Istituzionali, Centrali Idroelettriche ed Elettrodotti, Idrocarburi e Geotermia, Autoproduzione e Disposizioni Fiscali*” disciplina il settore idroelettrico, idrocarburi, geotermico, l'autoproduzione di energia elettrica e la realizzazione di elettrodotti. Nell'ottica di promuovere il risparmio energetico e la salvaguardia ambientale la legge introduce agevolazioni finanziarie per 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. In particolare la legge riporta:

- norme per gli impianti idroelettrici e per gli elettrodotti (Titolo I, Articoli 1 e 2);

- 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),
  - ricerca e coltivazione geotermica (Titolo II, Capo II, Articolo 15),
  - nuove norme in materia di lavorazione di oli minerali e autorizzazione di opere minori (Titolo II, Capo III, Articoli da 16 a 19);
- norme per gli autoproduttori e per le imprese elettriche degli Enti Locali (Titolo III, Articoli da 20 a 24);
- disposizioni fiscali (Titolo IV, Articoli da 25 a 32);
- disposizioni finanziarie e finali (Titolo V, Articoli da 33 a 35).

In base all'art. 2, Comma 3 della Legge No. 9/91 **le attività di prospezione, ricerca e coltivazione di idrocarburi liquidi e gassosi sono sottoposte all'applicazione della procedura di VIA**, 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.

L'Articolo 9, in particolare, riporta le disposizioni generali relative alla **concessione di coltivazione**. In particolare al comma 1 è stabilito che *“al titolare del permesso che, in seguito alla perforazione di uno o più pozzi, abbia rinvenuto idrocarburi liquidi o gassosi è accordata la concessione di coltivazione se la capacità produttiva dei pozzi e gli altri elementi di valutazione geo-mineraria disponibili giustificano tecnicamente ed economicamente lo sviluppo del giacimento scoperto”*.

La Legge stabilisce, inoltre, che l'area della concessione sia tale da consentire *“il razionale sviluppo del giacimento scoperto”* e che *“all'istanza di concessione venga allegato il programma di sviluppo del giacimento stesso”*.

### 3.2 **DECRETO LEGISLATIVO 25 NOVEMBRE 1996, NO. 625**

Il Decreto Legislativo 25 Novembre 1996, No. 625 *“Attuazione della Direttiva 94/22 CEE relativa alle Condizioni di Rilascio e di Esercizio delle Autorizzazioni alla Prospezione, Ricerca e Coltivazione di Idrocarburi”* è stato pubblicata sulla Gazzetta Ufficiale No. 239 del 14 Dicembre 1996. Tale decreto disciplina la prospezione, la ricerca, la coltivazione e lo stoccaggio di idrocarburi nell'intero territorio nazionale, nel mare territoriale e nella piattaforma continentale italiana e contiene, tra le altre, le seguenti indicazioni:

- disposizioni comuni alle attività di prospezione, ricerca, coltivazione e stoccaggio di idrocarburi (Titolo I, Capo III);
- armonizzazione delle disposizioni in materia di canoni e di aliquote di prodotto della coltivazione (Titolo I, Capo IV);
- cessazione dei regimi di esclusiva (Titolo II, Capo I);
- apertura delle aree residue a terzi (Titolo II, Capo II).

Il D.Lgs 625/96, in attuazione della Direttiva 94/22/CEE relativa alle condizioni di rilascio e di esercizio delle autorizzazioni alla prospezione, ricerca e coltivazione di idrocarburi e con riferimento agli aspetti di interesse, modifica ed integra la Legge 9 Gennaio 1991, No. 9 (si veda il Paragrafo 3.1); in particolare stabilisce che:

- la durata della concessione di coltivazione in terraferma, nel mare territoriale e nella piattaforma continentale è di 20 anni; dopo 15 anni dal conferimento il concessionario, quando è necessario al fine di completare lo slittamento del giacimento, ha diritto ad una proroga di 10 anni se ha eseguito i programmi di coltivazione e di ricerca e se ha adempiuto a tutti gli obblighi derivanti dal decreto di concessione;
- per quanto riguarda l'armonizzazione della disciplina sulle aliquote di prodotto della coltivazione, all'art. 19 punto 1: *“per le produzioni ottenute a decorrere dal 1° Gennaio 1997, il titolare di ciascuna concessione di coltivazione è tenuto a corrispondere annualmente allo Stato il valore di un'aliquota del prodotto della coltivazione pari al 7% della quantità di idrocarburi liquidi e gassosi estratti in terraferma, e al 7% della quantità di idrocarburi gassosi e al 4% della quantità di idrocarburi liquidi estratti in mare”*;
- per quanto riguarda la destinazione delle aliquote relative a giacimenti nel mare territoriale, all'art. 22: *“Per le produzioni ottenute a decorrere dal 1° Gennaio 1997, l'aliquota in valore di cui all'articolo 19, quando è relativa a un giacimento situato in tutto o prevalentemente nel sottofondo del mare territoriale è per il 55% corrisposta alla regione adiacente”*.

### **3.3 DECRETO LEGISLATIVO 112/98 (RIFORMA BASSANINI) E RIFORMA DELL'ART. 117 DELLA COSTITUZIONE**

In attuazione del processo di decentramento amministrativo, vanno ricordati il D.Lgs 112/98 *“Conferimento di Funzioni e Compiti Amministrativi dello Stato alle Regioni ed agli Enti Locali, in Attuazione del Capo I della Legge 15 Marzo 1997, No. 59”*, successivamente modificato e integrato dal D.Lgs 29 Ottobre 1999, No. 443, che in base al principio di sussidiarietà ha trasferito molte funzioni dallo Stato alle Regioni e agli Enti locali e la Legge Costituzionale 3/01 che ha modificato il Titolo V della parte seconda della Costituzione.

Da tali riforme emerge la forte tendenza normativa ad attribuire nuove competenze alle Regioni anche nel campo dell'energia, per cui è necessario affrontare anche con logiche locali il problema della pianificazione energetica.

Con i Decreti legislativi “Bassanini” del 1998/1999 ed il decentramento amministrativo di compiti e funzioni alle Regioni le cose sono cambiate per i seguenti aspetti:

- la competenza amministrativa relativa alla materia dell'upstream è stata conservata allo Stato (e cioè al MAP, ora MSE), ma per le attività sulla terraferma il MAP (ora MSE) deve svolgere tali funzioni d'intesa con le Regioni interessate: l'intesa deve essere raggiunta secondo modalità procedurali che sono state emanate nell'Aprile 2001 attraverso uno specifico Accordo, raggiunto in seno alla Conferenza Permanente Stato/Regioni tra il Ministro dell'Industria ed i Presidenti delle Regioni;
- la competenza in merito alla pronuncia di compatibilità ambientale per le attività di upstream sulla terraferma è stata altresì delegata alle Regioni.

Infine con Legge Costituzionale 18 Ottobre 2001 è stato modificato il Titolo V della Costituzione e, in particolare, l'articolo 117 per cui, in atto, l'intera materia dell'energia (che ricomprende anche l'upstream degli idrocarburi) rientra tra le materie di legislazione concorrente, mentre, in precedenza, la stessa materia era soggetta alla legislazione esclusiva dello Stato.

### **3.4 LEGGE 21 DICEMBRE 2001, NO. 443**

Con Legge No. 443/2001 "*Delega al Governo in materia di infrastrutture ed insediamenti produttivi strategici ed altri interventi per il rilancio delle attività produttive*", nota come "Legge Obiettivo" è stata data delega al Governo (art. 1, comma 2) di "*emanare entro 12 mesi dall'entrata in vigore della presente legge, uno o più decreti legislativi volti a definire un quadro normativo finalizzato alla celere realizzazione delle infrastrutture e degli insediamenti individuati ai sensi del comma 1, a tal fine riformando le procedure per la valutazione di impatto ambientale (VIA) e l'autorizzazione integrata ambientale, limitatamente alle opere di cui al comma 1 [... omissis...] introducendo un regime speciale in deroga a [... omissis...], nel rispetto di determinati principi e criteri direttivi (lettere da a) a o) [... omissis...]*".

L'individuazione di tali infrastrutture e degli insediamenti strategici (art.1, comma 1, secondo periodo) 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, 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 (all. 4, delibera CIPE No. 121/01).

### **3.5 LEGGE 23 AGOSTO 2004, NO. 239**

La Legge 23 Agosto 2004, No. 239 "*Riordino del Sistema Energetico, nonché Delega al Governo delle Disposizioni Vigenti in Materia di Energia*" è costituita da un articolo unico di 121 commi ed è finalizzata alla riforma ed al complessivo riordino del settore dell'energia; in particolare la Legge, sulla base dei principi di sussidiarietà, differenziazione, adeguatezza e leale collaborazione dallo Stato, dall'Autorità per l'Energia Elettrica e il Gas, dalle Regioni e dagli Enti Locali, si propone il raggiungimento degli obiettivi seguenti (Comma 3):

- a) garantire sicurezza, flessibilità e continuità degli approvvigionamenti di energia, in quantità commisurata alle esigenze, diversificando le fonti energetiche primarie, le zone geografiche di provenienza e le modalità di trasporto;

- b) promuovere il funzionamento unitario dei mercati dell'energia, la non discriminazione nell'accesso alle fonti energetiche e alle relative modalità di fruizione e il riequilibrio territoriale in relazione ai contenuti delle lettere da c) a l);
- c) assicurare l'economicità dell'energia offerta ai clienti finali e le condizioni di non discriminazione degli operatori nel territorio nazionale, anche al fine di promuovere la competitività del sistema economico del Paese nel contesto europeo e internazionale;
- d) assicurare lo sviluppo del sistema attraverso una crescente qualificazione dei servizi e delle imprese e una loro diffusione omogenea sul territorio nazionale;
- e) perseguire il miglioramento della sostenibilità ambientale dell'energia, anche in termini di uso razionale delle risorse territoriali, di tutela della salute e di rispetto degli impegni assunti a livello internazionale, in particolare in termini di emissioni di gas ad effetto serra e di incremento dell'uso delle fonti energetiche rinnovabili assicurando il ricorso equilibrato a ciascuna di esse;
- f) promuovere la valorizzazione delle importazioni per le finalità di sicurezza nazionale e di sviluppo della competitività del sistema economico del Paese;
- g) **valorizzare le risorse nazionali di idrocarburi, favorendone la prospezione e l'utilizzo con modalità compatibili con l'ambiente;**
- h) accrescere l'efficienza negli usi finali dell'energia;
- i) tutelare gli utenti-consumatori, con particolare riferimento alle famiglie che versano in condizioni economiche disagiate;
- l) favorire e incentivare la ricerca e l'innovazione tecnologica in campo energetico, anche al fine di promuovere l'utilizzazione pulita di combustibili fossili;
- m) salvaguardare le attività produttive con caratteristiche di prelievo costanti e alto fattore di utilizzazione dell'energia elettrica, sensibili al costo dell'energia;
- n) favorire, anche prevedendo opportune incentivazioni, le aggregazioni nel settore energetico delle imprese partecipate dagli enti locali sia tra di loro che con le altre imprese che operano nella gestione dei servizi.

Nel seguito del paragrafo vengono integralmente riportati i commi che contengono indicazioni sulle **attività di ricerca e coltivazione degli idrocarburi, con specifico riferimento alle attività offshore:**

- comma 2: Le attività del settore energetico sono così disciplinate:
  - lettera c) le attività di distribuzione di energia elettrica e gas naturale a rete, di esplorazione, coltivazione, stoccaggio sotterraneo di idrocarburi, nonché di trasmissione e dispacciamento di energia elettrica sono attribuite in concessione secondo le disposizioni di legge,
- comma 7: sono esercitati dallo Stato, anche avvalendosi dell'Autorità per l'energia elettrica e il gas, i seguenti compiti e funzioni amministrativi:
  - lettera l) l'utilizzazione del pubblico demanio marittimo e di zone del mare territoriale per finalità di approvvigionamento di fonti di energia,

- lettera n) le determinazioni inerenti la prospezione, ricerca e coltivazione di idrocarburi, ivi comprese le funzioni di polizia mineraria, sono adottate, per la terraferma, di intesa con le regioni interessate;
- comma 79<sup>3</sup>: il permesso di ricerca di idrocarburi liquidi e gassosi in mare, di cui all'articolo 6 della Legge 9 Gennaio 1991, No. 9, e s.m.i., è rilasciato a seguito di un procedimento unico al quale partecipano le amministrazioni statali interessate, svolto nel rispetto dei principi di semplificazione e con le modalità di cui alla Legge 7 Agosto 1990, No. 241. Esso consente lo svolgimento di attività di prospezione consistente in rilievi geologici, geofisici e geochimici, eseguiti con qualunque metodo o mezzo, e ogni altra operazione volta al rinvenimento di giacimenti, escluse le perforazioni dei pozzi esplorativi;
- comma 80: l'autorizzazione alla perforazione del pozzo esplorativo, alla costruzione degli impianti e delle opere necessari, delle opere connesse e delle infrastrutture indispensabili all'attività di perforazione è concessa, previa valutazione di impatto ambientale, su istanza del titolare del permesso di ricerca di cui al comma 79, da parte dell'ufficio territoriale minerario per gli idrocarburi e la geotermia competente;
- comma 82-ter. la concessione di coltivazione di idrocarburi liquidi e gassosi, di cui all'Articolo 9 della Legge 9 Gennaio 1991, No. 9, e successive modificazioni, è rilasciata a seguito di un procedimento unico al quale partecipano le amministrazioni competenti ai sensi del comma 7, lettera n), del presente articolo, svolto nel rispetto dei principi di semplificazione e con le modalità di cui alla legge 7 Agosto 1990, No. 241. Con Decreto dei Ministri dello Sviluppo Economico, delle Infrastrutture e dei Trasporti e dell'Ambiente e della Tutela del Territorio e del Mare sono individuate le attività preliminari che non comportano effetti significativi e permanenti sull'ambiente che, in attesa della determinazione conclusiva della conferenza di servizi, l'Ufficio nazionale minerario per gli idrocarburi e la geotermia è competente ad autorizzare;
- comma 82-sexies: le attività finalizzate a migliorare le prestazioni degli impianti di coltivazione di idrocarburi, compresa la perforazione, se effettuate a partire da opere esistenti e nell'ambito dei limiti di produzione ed emissione dei programmi di lavoro già approvati, sono soggette ad autorizzazione rilasciata dall'Ufficio nazionale minerario per gli idrocarburi e la geotermia.
- comma 112) rimangono a carico dello Stato le spese relative alle attività svolte dall'Ufficio nazionale minerario per gli idrocarburi e la geotermia per la prevenzione e l'accertamento degli infortuni e la tutela dell'igiene del lavoro negli impianti e nelle lavorazioni soggetti alle norme di polizia mineraria, nonché per i controlli di produzione e per la tutela dei giacimenti.

In sintesi è possibile riassumere i seguenti principali impatti della legge sulle attività di esplorazione e produzione di idrocarburi:

- la valorizzazione delle risorse nazionali di idrocarburi, favorendone la prospezione e l'utilizzo con modalità compatibili con l'ambiente;

---

<sup>3</sup> I commi da 77 a 82 dell'Articolo 1 della Legge 23 Agosto 2004, No. 239 sono stati sostituiti dai corrispondenti commi riportati all'Art. 34 della Legge 23 Luglio 2009, No. 99 “*Disposizioni per lo sviluppo e l'internazionalizzazione delle imprese, nonché in materia di energia*”

- la conferma del regime giuridico di concessione per le attività di esplorazione e produzione (E&P) di idrocarburi;
- la conferma della **competenza esclusiva dello Stato per le attività offshore**, mentre per la terraferma i compiti e le funzioni amministrative sono esercitati dallo Stato di intesa con le Regioni;
- l'introduzione della delega al Governo per l'adozione di Testi Unici in materia di energia, con il riordino della legislazione vigente in materia.

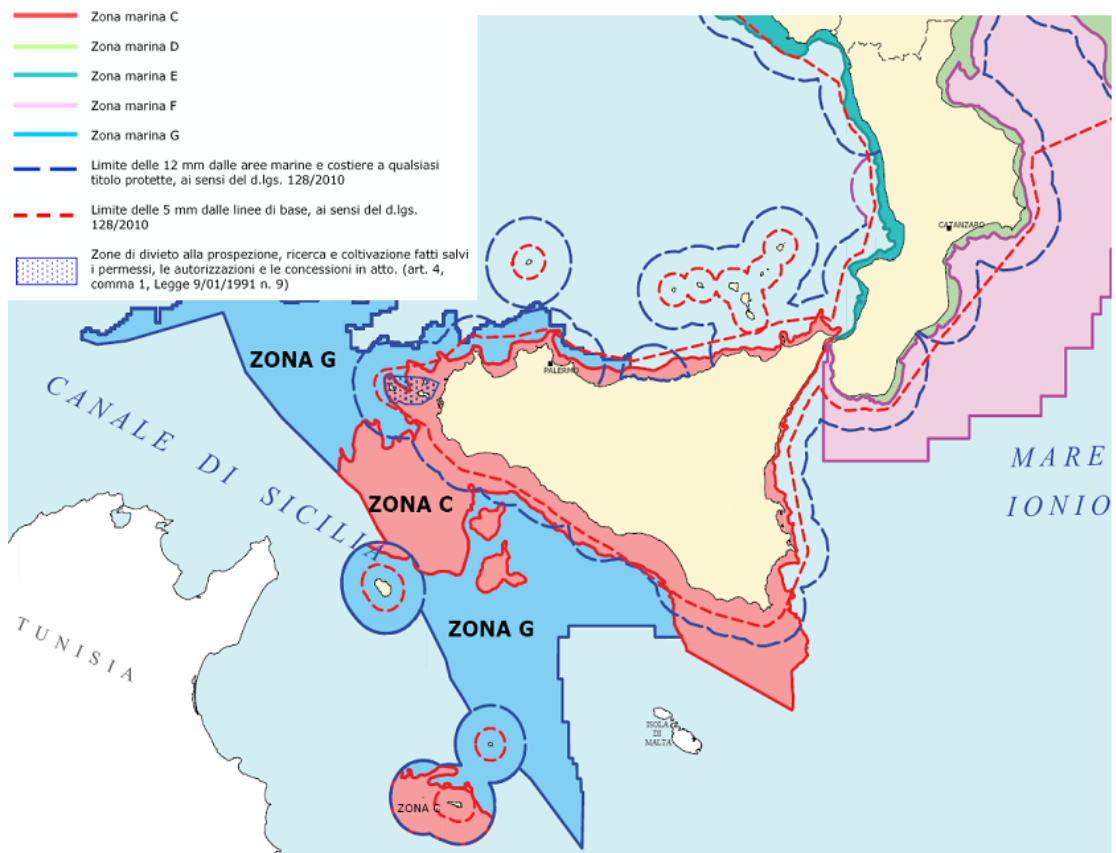
### 3.6 DECRETO LEGISLATIVO 29 GIUGNO 2010, NO. 128

Il Decreto Legislativo 29 Giugno 2010, No. 128 *“Modifiche ed integrazioni al Decreto Legislativo 3 Aprile 2006, No. 152, recante norme in materia ambientale, a norma dell'articolo 12 della legge 18 Giugno 2009, No. 69”* interviene sulla Parte I (disposizioni generali), nonché sulle Parti II (VIA, VAS, IPPC) e V (Aria) del D. Lgs 3 Aprile 2006, No. 152 *“Norme in materia ambientale”*, modificando le procedure per la valutazione di impatto ambientale e per la valutazione ambientale strategica, e dettando nuove disposizioni in materia di inquinamento atmosferico.

Con particolare riferimento alle attività in oggetto, si evidenzia che l'Articolo 2, comma 3, lett. h) aggiunge il seguente comma 17 all'Articolo 6 del D.Lgs No. 3 Aprile 2006, No. 152:

*“17. Ai fini di tutela dell'ambiente e dell'ecosistema, all'interno del perimetro delle aree marine e costiere a qualsiasi titolo protette per scopi di tutela ambientale, in virtù di leggi nazionali, regionali o in attuazione di atti e convenzioni internazionali sono vietate le attività di ricerca, di prospezione nonché di coltivazione di idrocarburi liquidi e gassosi in mare, di cui agli articoli 4, 6 e 9 della Legge 9 Gennaio 1991, No. 9. Il divieto è altresì stabilito nelle zone di mare poste entro dodici miglia marine dal perimetro esterno delle suddette aree marine e costiere protette, oltre che per i soli idrocarburi liquidi nella fascia marina compresa entro cinque miglia dalle linee di base delle acque territoriali lungo l'intero perimetro costiero nazionale. Al di fuori delle medesime aree, le predette attività sono autorizzate previa sottoposizione alla procedura di valutazione di impatto ambientale di cui agli articoli 21 e seguenti del presente decreto, sentito il parere degli enti locali posti in un raggio di dodici miglia dalle aree marine e costiere interessate dalle attività di cui al primo periodo. Le disposizioni di cui al presente comma si applicano ai procedimenti autorizzatori in corso alla data di entrata in vigore del presente comma. Resta ferma l'efficacia dei titoli abilitativi già rilasciati alla stessa data. Dall'entrata in vigore delle disposizioni di cui al presente comma e' abrogato il comma 81 dell'articolo 1 della Legge 23 Agosto 2004, No. 239”.*

Nella figura seguente è riportato un estratto, per l'area di interesse, della “Mappa delle Zone Marine aperte alla Prospezione, Ricerca e Coltivazione di Idrocarburi Liquidi e Gassosi e delle Aree Vietate” (UNMIG, 2011a), nella quale sono perimetrati i limiti imposti dal D.Lgs No. 128/2010.



**Figura 3.a: Mappa delle Zone Marine aperte alla Prospezione, Ricerca e Coltivazione di Idrocarburi Liquidi e Gassosi e delle Aree Vietate**

Come riportato nel successivo Paragrafo 5.2 e come illustrato nella Figura 5.1 allegata, l'area di prevista installazione della nuova piattaforma Vega B, la piattaforma Vega A e il corridoio interessato dalle condotte sottomarine congiungenti le due piattaforme non interessano aree sottoposte a divieto, essendo localizzata ad una distanza superiore alle 12 mn dalle aree protette presenti nell'area.

### **3.7 DECRETO MINISTERIALE 4 MARZO 2011 E DECRETO DIRETTORIALE 22 MARZO 2011**

Il Decreto del Ministero dello Sviluppo Economico 4 Marzo 2011 “Disciplinare Tipo per i Permessi di Prospezione e di Ricerca e per le Concessioni di Coltivazione di Idrocarburi Liquidi e Gassosi in Terraferma, nel Mare e nella Piattaforma Continentale” stabilisce, nell'ambito delle competenze del Ministero, 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.

Con successivo Decreto Direttoriale 22 Marzo 2011 sono state stabilite le procedure operative di attuazione del Decreto Ministeriale 4 Marzo 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.



Le modalità per il conferimento dei permessi di prospezione e ricerca e delle concessioni di coltivazione sono disciplinate dal Titolo II del Decreto. Il rilascio di tali titoli minerari è accordato dal Ministero dello Sviluppo Economico, fatte salve eventuali competenze e intese con le Regioni interessate.

L'Art. 3 stabilisce che l'istanza di richiesta del permesso al Ministero sia corredata di un "programma delle attività previste"; in particolare, nel caso di concessione devono essere allegate all'istanza:

- una relazione tecnica sui risultati dei lavori condotti nell'ambito del permesso di ricerca, in particolare dei pozzi attraverso i quali si è pervenuti al rinvenimento di idrocarburi;
- il programma dei lavori di sviluppo del giacimento con il dettaglio delle opere da realizzare;
- il programma di coltivazione con relativo profilo produttivo e l'eventuale programma degli ulteriori lavori di ricerca.

Nel Capo III del Titolo II sono stabilite le procedure per l'esercizio dei titoli minerari:

- il permesso di prospezione (Art. 5), di tipo non esclusivo, è accordato con Decreto, d'intesa con la Regione per i titoli in terraferma. Nell'ambito del procedimento unico per il rilascio (ex. L. 241/90) viene acquisito il parere di compatibilità ambientale o di valutazione di impatto ambientale, richiesto dal proponente entro 90 giorni dall'istanza di richiesta del permesso;
- il permesso di ricerca (Art. 6) abilita all'esecuzione di rilievi geologici, geofisici e geochimici per il rinvenimento di giacimenti, esclusa la perforazione di pozzi esplorativi. Per il rilascio del permesso, di tipo esclusivo, è previsto un periodo di 90 giorni dalla presentazione di istanza, entro il quale sono accettate domande in concorrenza. Nell'ambito del successivo procedimento unico di autorizzazione (ex art. 1 della L. 239/2004), viene acquisito il parere relativo alla richiesta di verifica di assoggettabilità o di valutazione di impatto ambientale, che il proponente deve presentare decorso 90 giorni dalla comunicazione dell'istanza prescelta (o dal termine del periodo di concorrenza);
- la perforazione di pozzi esplorativi (Art. 7) previsti nel programma lavori, nonché la costruzione di relativi impianti ed opere, è autorizzata dall'Ufficio competente territorialmente, d'intesa con la Regione interessata nel caso di perforazioni a terra. Il programma di perforazione è sottoposto a valutazione di impatto ambientale;
- la concessione di coltivazione (Art. 8) è accordata al titolare di permesso di ricerca che abbia rinvenuto idrocarburi. Il proponente presenta a tal fine una apposita istanza nonché, entro 90 giorni da essa, la richiesta di verifica di assoggettabilità ambientale o di valutazione di impatto ambientale, pena il rigetto dell'istanza. Il decreto di autorizzazione, rilasciato al termine del procedimento unico di autorizzazione (ex L. 241/90), è pubblicato nel BUIG e su internet, riportando il programma dei lavori approvato, i tempi di realizzazione e, nei casi di concorrenza, le motivazioni adottate per la selezione.

Il Titolo III disciplina l'esercizio dei titoli minerari. In particolare:

- il titolare del permesso di prospezione (Capo II) presenta il programma all'Ufficio territoriale e comunica trimestralmente gli esiti delle operazioni nonché una relazione conclusiva;

- il titolare del permesso di ricerca (Capo III) avvia le indagini entro i tempi stabiliti dal decreto di autorizzazione e comunica semestralmente gli esiti. Eventuali modifiche o proroghe del programma devono essere autorizzate espressamente. Il rinvenimento del giacimento deve essere riconosciuto dall'Ufficio territoriale competente. Sono inoltre disciplinate eventuali proroghe al programma dei lavori o l'eventuale presentazione di un programma unitario dei lavori che riguardi permessi confinanti in presenza di obiettivi minerari omogenei che possano essere così ricercati in maniera più razionale ed economica;

Il Titolo III, Capo IV disciplina la concessione di coltivazione. . Gli artt. da 19 a 24 stabiliscono le modalità per la modifica (ampliamento, rinuncia, trasferimento). L'art. 25 stabilisce le seguenti modalità di esercizio della concessione:

- **1. La concessione di coltivazione costituisce titolo per la costruzione degli impianti e delle opere necessarie, degli interventi di modifica delle opere connesse e delle infrastrutture indispensabili all'esercizio, che sono considerati di pubblica utilità ai sensi del comma 82 quater della Legge 23 Agosto 2004, No. 239, inserito dal comma 34 dell'articolo 27 della Legge 23 Luglio 2009, No. 99, sulla base del progetto che individui compiutamente i lavori da realizzare da presentare all'autorità competente per l'applicazione di quanto previsto dal decreto del Presidente della Repubblica 8 Giugno 2001, No. 327, e successive modificazioni;**
- 2. I lavori di ricerca, e di sviluppo e coltivazione del campo iniziano entro il termine stabilito nel decreto di concessione e proseguono senza ingiustificate soste. La coltivazione può iniziare contemporaneamente ai lavori di sviluppo;
- 3. L'inizio della produzione e l'esercizio dei relativi impianti è autorizzato dall'Ufficio territoriale competente, su istanza del concessionario ai sensi degli articoli 84, 85 e 93 del decreto legislativo 25 novembre 1996, No. 624;
- 4. Gli impianti di cui al comma 1 rientrano nell'ambito di applicazione del Decreto Legislativo 17 Agosto 1999, No. 334 e s.m.i, secondo i criteri definiti all'articolo 2 dello stesso decreto nonché al rispetto delle prescrizioni di cui al decreto legislativo 30 Maggio 2008, No. 117 relativo alla gestione dei rifiuti delle industrie estrattive;
- 5. Lo sviluppo e la coltivazione del campo devono essere condotti secondo i criteri tecnico-economici più aggiornati, in particolare per quanto concerne l'ubicazione, la spaziatura e la deviazione dei pozzi, l'utilizzazione dell'energia del giacimento, l'estrazione, eventualmente anche con l'applicazione di metodi di recupero secondario;
- 6. Il Ministero, su segnalazione dell'Ufficio territoriale competente, può imporre particolari condizioni per la tutela del giacimento qualora dall'esercizio della concessione, nonostante l'osservanza di tutti gli obblighi imposti dal decreto e dal presente disciplinare, derivi pregiudizio al giacimento stesso;
- 7. Il titolare deve fornire al Ministero i mezzi per effettuare ispezioni sui luoghi delle operazioni. Nei casi in cui sia richiesto il rilascio di autorizzazioni o certificazioni previste dal presente disciplinare, resta ferma la facoltà da parte del Ministero di disporre, a carico del richiedente, l'effettuazione preliminare di sopralluoghi o visite di controllo e di verifica agli impianti;
- 8 Il titolare deve fornire al Ministero le notizie richieste di carattere economico e tecnico relative all'attività”.

L'art. 27 stabilisce obblighi per il concessionario, e in particolare che:

- il titolare del permesso non può sospendere i lavori di coltivazione e ricerca né ridurre la produzione senza autorizzazione, salvo provata motivazione o cause di forza maggiore. Eventuali modifiche significative del programma di ricerca devono essere approvate. Tutte le attività finalizzate a migliorare le prestazioni degli impianti di coltivazione (inclusa la perforazione) effettuate a partire da opere esistenti nell'ambito dei limiti di produzione e dei programmi di lavoro approvati, sono soggette ad autorizzazione del Ministero;
- il concessionario presenta una relazione mensile sui lavori svolti e sulla produzione ed una comunicazione annuale sui quantitativi di idrocarburi prodotti ed avviati al consumo nonché eventuali ulteriori conoscenze geominerarie acquisite e un aggiornamento delle risorse e dei profili di produzione;

Il Titolo III, Capo V regola i lavori da eseguirsi all'interno del permesso di ricerca e della concessione di coltivazione.

L'Art. 28, in relazione all'individuazione ed ubicazione dei pozzi, stabilisce in particolare quanto segue:

- *“1. Ogni pozzo in terraferma è individuato mediante un toponimo, ricadente nell'area del permesso o della concessione, seguito da un numero d'ordine;*
- *2. Ogni pozzo in mare è individuato dalla sigla del permesso o della concessione, seguita da un numero d'ordine, nonché da un nome convenzionale;*
- *3. Il titolare, prima di dare inizio ad ogni perforazione, presenta il programma all'Ufficio territoriale competente per l'autorizzazione, che nel caso di permesso di ricerca segue la procedura di cui all'articolo 7;*
- *4. Il programma deve indicare la postazione del pozzo, l'obiettivo minerario, la profondità da raggiungere, il profilo previsto, la tipologia dell'impianto da impiegare, il programma di tubaggio e di cementazione, le attrezzature contro le eruzioni libere e la natura dei fluidi di perforazione;*
- *5. La postazione non può essere fissata a distanza inferiore a 125 metri dal confine del permesso o della concessione, salvo deroghe autorizzate dall'Ufficio territoriale competente, che peraltro può imporre una distanza maggiore;*
- *6. Ove il pozzo sia ubicato nel mare territoriale o in zona di demanio marittimo ovvero nella zona contigua a quest'ultimo, il titolare richiede apposita autorizzazione all'autorità marittima, ai sensi delle disposizioni vigenti in materia, inviando copia dell'istanza all'Ufficio territoriale competente;*
- *7. Per la perforazione di pozzi orientati a partire da altro titolo minerario, l'Ufficio territoriale competente comunica l'istanza relativa corredata dagli atti al titolare del permesso o concessione contigui, indicando un termine per la presentazione di eventuali osservazioni. Trascorso tale termine senza che pervengano osservazioni, si intende che il titolare destinatario non si oppone all'esecuzione del pozzo;*
- *8. L'ubicazione dei pozzi deve essere effettuata con sistema ottico o con radiolocalizzazione o con altri metodi topografici similari, trasmettendo all'Ufficio territoriale competente il rapporto tecnico redatto con l'indicazione del metodo seguito;*

- 9. *I pozzi ricadenti in terraferma devono essere contrassegnati in modo da renderne sicura l'individuazione sul campo. L'Ufficio territoriale competente redige il relativo verbale di ubicazione;*
- 10. *Fermo restando l'obbligo di applicare le disposizioni di cui al Decreto Legislativo 25 Novembre 1996, No. 624 si forniscono le ulteriori prescrizioni che si applicano alle perforazioni autorizzate successivamente all'entrata in vigore del presente decreto:*
  - a) *Prima dell'inizio dell'attività di perforazione il titolare predispone, per la valutazione del rischio di cui all'art. 66 del Decreto Legislativo 25 Novembre 1996, No. 624, una relazione dettagliata, firmata dal titolare, dal direttore responsabile e dalle imprese affidatarie, in cui viene analizzato anche il rischio residuo a fronte dell'intervento dei dispositivi di sicurezza. L'esito delle valutazioni svolte deve essere riportato nel DSS,*
  - b) *I sistemi e le attrezzature di sicurezza devono possedere i necessari requisiti di idoneità ed essere mantenuti in buono stato di conservazione ed efficienza. I sistemi e le attrezzature di sicurezza devono essere sottoposti a prove ed i relativi risultati devono essere registrati e tenuti a disposizione dell'organo di vigilanza,*
  - c) *Il titolare, ai sensi dell'articolo 67 del Decreto Legislativo 1996, No. 624, provvede affinché il personale addetto alla manovra dei dispositivi per l'azionamento delle attrezzature di sicurezza abbia adeguata formazione e addestramento in particolare relativamente alle tecniche controllo eruzioni, condizioni di impiego delle attrezzature, situazioni anomale prevedibili. La certificazione comprovante la formazione e l'addestramento è tenuta a disposizione degli Uffici territoriali,*
  - d) *I dispositivi di sicurezza contro le eruzioni libere (BOP stack) di cui all'articolo 83 del DPR No. 128/59, come modificato dall'art. 66 del D.Lgs No. 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,*
  - e) *Per le perforazioni in mare autorizzate a partire da tre mesi successivi all'entrata in vigore del presente decreto, 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,*
  - 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,*
- 11. *Ai sensi dell'articolo 5, commi 1, 5 e 6 del Decreto Legislativo 30 Maggio 2008, No. 117 il concessionario elabora un piano di gestione dei rifiuti di estrazione che viene presentato per l'approvazione all'Ufficio territoriale competente contestualmente all'istanza di autorizzazione alla perforazione”.*

L'Art. 29 descrive gli obblighi del permissionario e del concessionario durante la perforazione, mentre gli Articoli 30 e 31 riportano le indicazioni per le prove di produzione e per la chiusura dei pozzi.

L'Art. 33 stabilisce inoltre i seguenti ulteriori obblighi del concessionario:

- *“1. Per l'installazione di impianti fissi di produzione nel mare territoriale o nelle aree demaniali, il titolare deve rivolgere istanza all'amministrazione marittima per ottenere la concessione all'occupazione e all'uso di beni demaniali e di zone di mare territoriale ai sensi degli articoli 36 e, ove del caso, 52 del codice della navigazione, nonché degli articoli 5 e seguenti del relativo regolamento di esecuzione (parte marittima);*
- *2. Lo stesso titolare deve altresì ottenere la preventiva autorizzazione del capo della competente circoscrizione doganale nei casi previsti dall'articolo 19 del decreto legislativo 8 novembre 1990, n. 374 recante “riordinamento degli istituti doganali”.*

Il Titolo III, Capo VI definisce le modalità per la determinazione e corresponsione delle aliquote del prodotto allo Stato. A tal fine vengono stabilite le modalità con cui deve essere effettuata la rilevazione dell'attività giornaliera di estrazione (Art. 35); si evidenzia in particolare l'obbligo di *“installare nel centro di raccolta della concessione idonei dispositivi di misura per permettere la rilevazione giornaliera delle quantità di idrocarburi prodotti, tali da assicurare la continuità e la fedeltà delle misurazioni, utilizzando le apparecchiature in commercio aventi le più aggiornate e precise tecniche di misurazione, anche elettroniche”*. Inoltre *“nei casi di produzione e/o di trasporto di idrocarburi liquidi con ausilio delle tecniche di flussaggio, dovranno essere installati idonei dispositivi di misura per consentire la determinazione giornaliera delle quantità di flussante utilizzato”*.

Le modalità di realizzazione e gestione dei sistemi di misura della produzione di idrocarburi sono specificate al Titolo III, Capo VII.

### 3.8 RELAZIONI CON IL PROGETTO

Il progetto di sviluppo del Campo Olio Vega B prevede, all'interno della concessione di coltivazione C.C6.EO, la messa in produzione della parte occidentale del giacimento (Vega B), mentre quella più orientale (Vega A) è in produzione dal 1987.

Tale progetto risulta pienamente coerente con i contenuti della normativa vigente e, in particolare, con i provvedimenti di carattere puramente energetico, in quanto contribuisce a valorizzare le risorse nazionali di idrocarburi e a garantire pertanto sicurezza, flessibilità e continuità degli approvvigionamenti di energia, riducendo la dipendenza dell'Italia dagli approvvigionamenti provenienti dall'estero.

Si evidenzia che le attività in progetto, previste dal programma di sviluppo del giacimento, approvato contestualmente al rilascio della concessione di coltivazione con Decreto del Ministro dell'Industria, del Commercio e dell'Artigianato (MICA) del 17 Febbraio 1984, verranno eseguite in conformità alle disposizioni descritte nel Decreto Direttoriale 22 Marzo 2011.

## 4 NORMATIVA INTERNAZIONALE DI SETTORE

Come si può vedere in Figura 1.2 allegata, la localizzazione delle nuove *facilities* legate allo sviluppo del Campo Olio Vega B (Piattaforma Vega B e sealines di connessione con la Piattaforma Vega A) è prevista all'interno delle acque territoriali italiane.

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

- Convenzione delle Nazioni Unite sul Diritto del Mare, che definisce il regime giuridico del tratto di mare interessato dal progetto (Paragrafo 4.1);
- Convenzione di Espoo, sulla valutazione dell'influenza ambientale in un contesto transfrontaliero (Paragrafo 4.2);
- 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 (Paragrafo 4.3);
- Convenzione di Londra (MARPOL), che costituisce il documento internazionale di riferimento per la prevenzione dell'inquinamento da navi (Paragrafo 4.4).

### 4.1 CONVENZIONE DELLE NAZIONI UNITE SUL DIRITTO DEL MARE

#### 4.1.1 Inquadramento

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, No. 689 (in vigore dal 20 Dicembre 1994).

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

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

- Mare Territoriale e Zona Contigua (Parte II):
  - Mare Territoriale: i cui limiti (Art. 4) sono misurati a partire dalle linee di Base (determinate in conformità con gli Articoli 5 e 7) e si estendono in larghezza (art. 3) fino ad un limite non superiore alle 12 miglia nautiche. Lo stato costiero ha diritti sovrani nel mare territoriale, nello spazio aereo sovrastante e nel relativo fondo marino e al suo sottosuolo (Art. 2),
  - Zona Contigua (Art. 33), definita come la zona fino a 24 miglia nautiche dalla linea di Base (12 miglia nautiche dal limite esterno delle acque territoriali). In tale zona lo stato costiero esercita il controllo necessario per prevenire e punire violazioni delle proprie leggi e regolamenti doganali, fiscali, sanitari e di immigrazione;

- Zona Economica Esclusiva - ZEE (Parte V): la ZEE è la zona al di là del mare territoriale e ad esso adiacente (art. 55) e si estende sino le 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'acque sovrastanti il fondo marino, sul fondo marino e nel relativo sottosuolo ai fini dell'esplorazione, sfruttamento, conservazione e gestione delle risorse naturali, biologiche o non biologiche, compresa la produzione di energia dalle acque, dalle correnti o dai venti, la giurisdizione in materia di installazione ed uso di isole artificiali o strutture fisse, la ricerca scientifica in mare e la protezione e conservazione dell'ambiente marino;
- Piattaforma Continentale (Parte VI): la Piattaforma Continentale (art. 76) di uno Stato costiero comprende il fondo ed il sottosuolo marini che si estendono al di là del suo mare territoriale attraverso il prolungamento naturale del suo territorio terrestre fino all'orlo esterno del margine continentale, o fino alle 200 miglia nautiche dalle linee di base (dalle quali si misura la larghezza del mare territoriale), nel caso in cui l'orlo esterno del margine continentale si trovi ad una distanza inferiore.

Come stabilito all'Art. 83, la delimitazione della piattaforma continentale tra Stati a coste opposte o adiacenti, viene effettuata per accordo tra le parti interessate, come previsto all'art. 38 dello Statuto della Corte Internazionale di Giustizia. In Figura 3.1 allegata viene riportato il limite della piattaforma continentale italiana. Si sottolinea che per quanto concerne la delimitazione della piattaforma continentale tra Italia e Malta *“esiste un modus vivendi con Malta, instaurato con scambio di note verbali del 29 Aprile 1970, riguardante la delimitazione parziale, a carattere provvisorio, dei fondali entro la batimetrica dei 200 m per mezzo della linea di equidistanza tra le coste settentrionali di Malta e le prospicienti coste della Sicilia. La Corte Internazionale di Giustizia ha esaminato gli interessi italiani relativi alla delimitazione della piattaforma continentale nel Mediterraneo centrale nell'ambito della controversia tra Malta e la Libia per la suddivisione della rispettiva piattaforma continentale”* (UNMIG, 2011b);

- 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 è insieme alle sue risorse patrimonio comune dell'Umanità (art. 136).

#### 4.1.2 Relazioni con il Progetto

Il tratto di mare ed il relativo fondale interessato dal progetto di realizzazione della nuova Piattaforma Vega B e delle connessioni con la Piattaforma esistente Vega A **ricadono all'interno del mare territoriale** (si veda la Figura 1.2 allegata), su cui, in base all'Art. 2, lo Stato costiero esercita diritti sovrani.

Come stabilito dall'art. 21 lo Stato costiero può emanare leggi e regolamenti, conformemente alle disposizioni della Convenzione UNCLOS e ad altre norme del diritto internazionale, relativamente al passaggio inoffensivo attraverso il proprio mare territoriale, in merito a tutte o a una qualsiasi delle seguenti materie:

- sicurezza della navigazione e regolamentazione del traffico marittimo;

- protezione delle attrezzature e dei sistemi di ausilio alla navigazione e di altre attrezzature e installazioni;
- protezione di cavi e condotte;
- conservazione delle risorse biologiche del mare;
- prevenzione delle violazioni delle leggi e dei regolamenti dello Stato costiero relativi alla pesca;
- preservazione dell'ambiente dello Stato costiero e prevenzione, riduzione e controllo del suo inquinamento;
- ricerca scientifica marina e rilievi idrografici;
- prevenzione di violazioni delle leggi e regolamenti doganali, fiscali, sanitari o di immigrazione dello Stato costiero.

## 4.2 CONVENZIONE DI ESPOO

La **convenzione sulla valutazione dell'influenza ambientale in un contesto transfrontaliero**, firmata ad Espoo il 25 Febbraio 1991 e ratificata dall'Italia con Legge No. 640 del 3 Novembre 1994, è entrata in vigore il 10 Settembre 1997. Tale documento si prefigge di rispondere alla necessità di limitare gli impatti ambientali di alcuni settori di attività con particolare riferimento ai contesti transfrontalieri, ovvero per quei progetti i cui effetti in un'area sotto la giurisdizione di una Parte o Stato siano riconducibili ad attività localizzate interamente o parzialmente in una area sotto la giurisdizione di un'altra Parte o Stato.

La Convenzione, considerata come il riferimento normativo principale per la valutazione dell'impatto ambientale per progetti i cui effetti coinvolgano più Stati, ha permesso di regolamentare i compiti e le competenze delle diverse Parti contraenti della Convenzione stessa e coinvolte o interessate dal progetto e, in particolare:

- la Parte di origine, indica la Parte (o le Parti) contraente (i) alla presente Convenzione sotto la cui giurisdizione dovrebbe svolgersi l'attività prevista (Art.1 comma II);
- la Parte colpita, indica la Parte (o le Parti) contraente (i) alla presente Convenzione nella quale (o nelle quali) l'attività prevista potrebbe avere un impatto transfrontaliero (Art.1 comma III);
- le Parti interessate, indica la Parte di origine e la Parte colpita che procedono ad una valutazione dell'impatto ambientale in attuazione della presente Convenzione (Art.1 comma IV).

La lista della tipologia di attività da sottoporre all'iter previsto dalla Convenzione (nel caso in cui l'attività sia giudicata suscettibile di avere un impatto transfrontaliero significativo) è riportata nell'Appendice I della Convenzione. In particolare, il progetto di sviluppo risulta incluso al Punto 15 dell'Appendice I "*Produzione di Idrocarburi in Mare*".

L'art. 3 della Convenzione stabilisce che "se un'attività prevista iscritta sulla lista che figura nell'Appendice I è suscettibile di avere un impatto transfrontaliero pregiudizievole importante, la Parte di origine, in vista di procedere a consultazioni sufficienti ed efficaci come previsto dall'art. 5, ne da notifica ad ogni Parte che potrebbe a suo avviso essere



colpita, non appena possibile e al più tardi quanto detta Parte da avviso pubblico di tale attività”.

Dove per “attività prevista” s’intende “ogni attività o ogni progetto mirante a modificare sensibilmente un’attività, e per la cui esecuzione è richiesta una decisione di un’Autorità competente secondo ogni procedura nazionale applicabile (art.1, comma v). Autorità competente è definita “l’autorità (o le Autorità Nazionali) designate da una Parte per compiere le funzioni di cui nella presente Convenzione e/o l’autorità (o le Autorità) abilitata (e) da una Parte ad esercitare poteri decisionali concernenti un’attività prevista” (art.1, comma IX).

In accordo a quanto riportato nell’art. 4 e nell’Appendice II della Convenzione, l’elenco della documentazione sulla valutazione dell’impatto ambientale da sottoporre all’autorità competente della Parte di origine deve comprendere come minimo:

- una descrizione dell’attività prevista e delle sue finalità;
- una descrizione di eventuali alternative ragionevoli (ubicazione dell’opera, scelte progettuali, ecc...) in sostituzione delle attività previste, compresa l’opzione di non-azione o opzione “zero”;
- una descrizione dell’ambiente in cui verrà inserita l’opera proposta e le eventuali alternative;
- una descrizione del potenziale impatto ambientale ed una descrizione degli accorgimenti progettuali per minimizzare gli impatti stessi;
- una descrizione dei modelli previsionali utilizzati per la stima degli impatti, delle ipotesi di base selezionate, dei dati ambientali di fondo adottati e l’individuazione di eventuali lacune esistenti;
- un eventuale programma di monitoraggio e di gestione a medio - lungo termine dell’opera, nonché eventuali piani per un’analisi successiva del progetto;
- una sintesi non tecnica dell’intero progetto integrata da eventuali presentazioni visive, carte, layout, grafici, ecc..

Una volta predisposta la documentazione per la valutazione di impatto ambientale, la parte di origine avvia le consultazioni con la parte colpita (art. 5) individuando le effettive interferenze a carattere transfrontaliero indotte dall’attività proposta e gli accorgimenti progettuali adottati per ridurre gli impatti. Le Parti interessate concorderanno quindi un periodo di tempo ragionevole per lo svolgimento delle consultazioni che, nel caso, potranno essere effettuate nel quadro di un organo comune appropriato, qualora esistente.

Una volta valutati i risultati e visionata la documentazione predisposta, le eventuali osservazioni ricevute e l’esito delle diverse consultazioni, la Parte di origine comunica alla Parte colpita la decisione definitiva adottata in merito all’attività prevista nonché i motivi e le considerazioni sulle quali essa è fondata (art. 6).

Nel caso una delle Parti contraenti venga a conoscenza di un significativo impatto transfrontaliero dell’attività proposta, inizialmente non noto ma che avrebbe potuto influire sensibilmente sulla decisione adottata, la Parte in questione ne informa immediatamente l’altra (o le altre) Parte (i) interessata (e) e, qualora una di esse lo richieda, verranno avviate ulteriori consultazioni per valutare l’eventuale riesame della decisione.

**La convenzione di Espoo è stata firmata dalla Repubblica di Malta in data 20 Ottobre 2010 ed è entrata in vigore in data 18 Gennaio 2011. In ogni caso, la nuova piattaforma Vega B sarà situata a circa 32 mn (circa 58 km) dalle coste maltesi e quindi a circa 20 mn dal limite delle 12 mn delle acque territoriali maltesi. In relazione a tale distanza, si esclude la presenza di qualsiasi impatto di tipo transfrontaliero.**

## 4.3 CONVENZIONE DI BARCELLONA

### 4.3.1 Inquadramento

La protezione del Mare Mediterraneo contro l'inquinamento è sancita dalla Convenzione di Barcellona, adottata il 16 Febbraio 1976 ed entrata in vigore il 12 Febbraio del 1978 il cui scopo è stato quello di formalizzare il quadro legislativo del Piano di Azione per il Mediterraneo (MAP - Fase I) stipulato a Barcellona nel 1975 e che divenne il primo piano riconosciuto come Programma dei Mari regionali sotto l'egida dell'UNEP (Programma per l'Ambiente delle Nazioni Unite). Tale Piano aveva inizialmente come obiettivi principali l'assistenza agli Stati del Mediterraneo limitatamente alle attività di controllo dell'inquinamento marino, all'attuazione di politiche ambientali, al miglioramento della capacità dei governi, nell'identificare modelli di sviluppo alternativi e ottimizzare le scelte per lo stanziamento delle risorse.

Successivamente la Convenzione, a cui attualmente hanno aderito tutti i 21 Stati del Mediterraneo e l'Unione Europea, è stata modificata durante la conferenza intergovernativa tenutasi a Barcellona il 10 Giugno 1995 e resa pubblica come "*Convenzione per la protezione dell'ambiente marino e della regione costiera del Mediterraneo*", MAP - Fase II (entrata in vigore il 9 Luglio 2004). L'obiettivo di tale ratifica è stato quello di adeguare la Convenzione all'evoluzione della disciplina internazionale in materia di protezione ambientale, impegnando le parti contraenti a promuovere programmi di sviluppo sostenibile.

L'Italia ha ratificato la Convenzione con Legge 11 Gennaio 1979, No. 30 e, successivamente, con la Legge 27 Maggio 1999, No. 175 "*Ratifica ed esecuzione dell'Atto finale della Conferenza dei plenipotenziari sulla Convenzione per la protezione del Mar Mediterraneo dall'inquinamento, con relativi protocolli, tenutasi a Barcellona il 9 e 10 Giugno 1995*".

La "Convenzione di Barcellona" ha prodotto 7 protocolli indirizzati ad altrettanti specifici aspetti della protezione dell'ambiente mediterraneo (Sito Web: <http://www.unepmap.org>):

- **Protocollo sugli scarichi in mare** (Dumping Protocol): "Protocollo per la prevenzione dell'inquinamento nel Mediterraneo derivante dagli scarichi di mezzi navali ed aerei", adottato il 16 Febbraio 1976 (Barcellona, Spagna) ed entrato in vigore il 12 Febbraio 1978. Il protocollo è stato successivamente emendato e registrato come "Protocollo per la prevenzione dell'inquinamento nel Mediterraneo derivante da scarichi di mezzi navali ed aerei o da incenerimento di rifiuti in mare", adottato il 10 Giugno 1995 (Barcellona, Spagna) e non ancora non entrato in vigore;
- **Protocollo sulla prevenzione e sulle emergenze** (Prevention and Emergency Protocol): "Protocollo sulla cooperazione per la prevenzione dell'inquinamento derivante dal traffico marittimo e, in casi di emergenza, per combattere ogni altra forma di inquinamento nel Mar Mediterraneo". È stato adottato il 25 Gennaio 2002 (Malta) ed è entrato in vigore 17 Marzo 2004;

- Protocollo sull'inquinamento derivante da sorgenti e attività sulla terraferma (LBS, Land-Based Sources Protocol): “Protocollo sull'inquinamento derivante da fonti presenti e attività umane svolte sulla terraferma che costeggia il Mediterraneo”, adottato il 7 Marzo 1996 (Siracusa, Italia) ed entrato in vigore l'11 Maggio 2008;
- Protocollo sulle Aree Protette di Particolare Interesse e sulla Biodiversità (SPA, Specially Protected Areas and Biodiversity Protocol): “Protocollo sulle Aree Protette di Particolare Interesse e sulla Diversità Biologica nel Mediterraneo”, adottato il 10 Giugno 1995 (Barcellona, Spagna) ed entrato in vigore il 12 Dicembre 1999. Gli Allegati Annessi (Annexes) allo “SPA and Biodiversity Protocol” sono stati approvati il 24 Novembre 1996 a Monaco;
- Protocollo sull'Alto Mare (Offshore Protocol): “Protocollo per la Protezione del Mediterraneo contro l'inquinamento derivante dall'esplorazione e dallo sfruttamento della Piattaforma Continentale e dei suoi fondali, nonché del relativo sottosuolo”, adottato il 14 Ottobre 1994 (Madrid, Spagna) e non ancora entrato in vigore;
- Protocollo sui rifiuti pericolosi (Hazardous Wastes Protocol): “Protocollo contro il pericolo di inquinamento del Mediterraneo derivante dal trasporto e dallo scarico in mare di sostanze pericolose”, adottato il 1 Ottobre 1996 (Izmir, Turchia) e entrato in vigore il 19 Gennaio 2008;
- Protocollo sul controllo per uno sviluppo ecosostenibile delle Zone Costiere nel Mediterraneo (Integrated Coastal Zone Management - ICZM Protocol), adottato il 21 Gennaio 2008 (Madrid, Spagna) e non ancora entrato in vigore.

Dei sette protocolli attualmente risultano in vigore in l'Italia i seguenti (United Nations Environment Programme - Mediterranean Action Plan, 2011a):

- Protocollo relativo alle Aree Specialmente Protette e la Biodiversità dal 12 Dicembre 1999;
- Protocollo sull'Inquinamento derivante da Sorgenti e Attività sulla Terraferma dal 11 Maggio 2008.

Il protocollo relativo alle Aree Specialmente Protette e la Biodiversità in Mediterraneo (Protocollo SPA), prende in considerazione anche le specie protette e quelle sfruttate commercialmente; inoltre prevede l'istituzione di Aree Speciali Protette di Importanza Mediterranea (ASPIM), con criteri che prendono in considerazione il grado di biodiversità vero e proprio, la peculiarità dell'habitat e la presenza di specie rare, minacciate o endemiche.

#### **4.3.2 Relazioni con il Progetto**

Non si evidenzia la presenza di ASPIM istituite nell'area di interesse per il presente progetto, la più vicina è rappresentata dall'area “Plemmirio”, classificata anche come area marina protetta istituita (si veda il Paragrafo 5.1.2.1).

Si rileva che in occasione della riunione straordinaria di esperti e rappresentanti del Centro regionale dell'UNEP/MAP tenutasi ad Istanbul in Turchia nei giorni 1-2 Giugno 2010, poco prima della celebrazione del World Environment Day del 5 Giugno 2010, sono state identificate 12 nuove ASPIM, di cui 5 localizzate in parte nelle acque territoriali italiane (United Nations Environment Programme - Mediterranean Action Plan, 2011b); tra esse si

evidenzia la presenza di una vasta area che interessa tutto lo stretto di Sicilia (si veda la Figura seguente).



**Figura 4.a: Aree Candidate per la Creazione di Nuove ASPIM  
(United Nations Environment Programme - Mediterranean Action Plan, 2011b)**

## 4.4 CONVENZIONE DI LONDRA “MARPOL”

### 4.4.1 Inquadramento

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

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

Questa convenzione è corredata da sei allegati:

- prevenzione dall'inquinamento da sostanze oleose (Allegato I), entrato in vigore il 2 Ottobre 1983 (l'emendamento del 2004 a tale allegato è in vigore dal 1° Gennaio 2007);
- controllo dell'inquinamento da sostanze liquide dannose trasportate alla rinfusa (Allegato II), in vigore dal 6 Aprile 1987 (l'emendamento del 2004 a tale allegato è in vigore dal 1° Gennaio 2007);
- prevenzione dell'inquinamento da sostanze dannose trasportate in mare in colli o in contenitori, cisterne mobili, camion-cisterna, vagoni-cisterna (Allegato III), in vigore dal 1 Luglio 1992;
- prevenzione dell'inquinamento da acque di scarico provenienti da navi (Allegato IV), in vigore dal 27 Settembre 2003 (l'emendamento del 2004 è in vigore dal 1° Agosto 2005);

- prevenzione dell'inquinamento da rifiuti delle navi (Allegato V), in vigore dal 31 Dicembre 1988;
- prevenzione dell'inquinamento atmosferico prodotto ad navi (Allegato VI), in vigore dal 19 Maggio 2005 (ratificato dall'Italia con Legge 6 Febbraio 2006 No. 57: "Adesione al Protocollo del 1997 di emendamento della Convenzione internazionale per la prevenzione dell'inquinamento causato da navi del 1973, come modificata dal Protocollo del 1978, con Allegato VI ed Appendici, fatto a Londra il 26 settembre 1997").

#### 4.4.1.1 Idrocarburi (MARPOL 73/78, Allegato I)

Ai fini dell'Allegato I della Convenzione MARPOL 73/78, per "idrocarburi" s'intende il petrolio in tutte le sue forme, ed in particolare il petrolio greggio, l'olio combustibile, le morchie, i residui d'idrocarburi e i prodotti raffinati (diversi dai prodotti petrolchimici che sono soggetti alle disposizioni dell'Allegato II alla MARPOL 73/78) e per "miscela di idrocarburi" s'intende ogni miscela contenente degli idrocarburi.

La convenzione individua una serie di aree speciali, incluso il Mediterraneo, soggette a particolari prescrizioni e limitazioni degli scarichi.

La MARPOL è stata oggetto negli anni di continue revisioni ed emendamenti; ad oggi, nel 2011, risulta in vigore la versione consolidata del 2006 in cui in particolare sono stati effettuati degli emendamenti da parte del MEPC (Marine Environment Protection Committee) di interesse per il progetto in esame. Tale versione in particolare contiene il Capitolo 7 "Special Requirments for Fixed or Floating Platforms" relativo alle piattaforme fisse o galleggianti inclusi le piattaforme di perforazione, galleggianti di produzione, stoccaggio e scarico (Floating Production Storage and Offloading, FPSO) e ai galleggianti di stoccaggio (FSU o FSO, Floating Storage Units e Floating Storage and Offloading), utilizzati nell'industria petrolifera offshore.

La Norma 39 indica (Paragrafo 2) che le piattaforme fisse o galleggianti impegnate nella produzione di idrocarburi debbano essere in linea con i requisiti dell'Allegato I della stessa MARPOL relativi alle navi (diverse dalle petroliere) di stazza maggiore di 400 tonnellate, e inoltre con quanto segue:

- devono essere equipaggiate, nel limite della praticabilità tecnica, con gli equipments indicati nelle Norme 12 e 14 dell'Allegato I della MARPOL (relativi rispettivamente ai serbatoi per gli oli residui e ai sistemi di trattamento delle acque oleose);
- devono mantenere un registro di tutte le operazioni che coinvolgono scarichi di idrocarburi o miscele di idrocarburi in accordo con le Autorità;
- in accordo alla Norma 4 dell'Allegato I della MARPOL lo scarico in mare di idrocarburi o miscele di idrocarburi è proibito eccetto quando venga rispettato il limite di emissione, senza diluizioni, di 15 ppm.

Relativamente alle FSO in aggiunta a quanto sopra riportato la Norma 39 fa riferimento alle Linee Guida MEPC.139(59). In definitiva in accordo alla MARPOL sia le piattaforme fisse sia le FSO devono rispettare le indicazioni della MARPOL sopra riportate con riferimento agli scarichi che provengono esclusivamente dai sistemi di drenaggio degli spazi adibiti ai macchinari e dalle acque di zavorra (escluse le zone di pompaggio del carico). La MARPOL non si applica agli scarichi delle acque di produzione (non presenti su Vega A), alle acque provenienti dai drenaggi delle aree di processo

#### 4.4.1.2 Ratifica della MARPOL in Italia

L'Italia ha ratificato e dato esecuzione alla convenzione internazionale per la prevenzione dell'inquinamento causato da navi con la Legge 29 Settembre 1980, No. 662 (MARPOL 73). Successivamente, con Legge 4 Giugno 1982, No. 438 ha aderito e dato esecuzione ai protocolli relativi alle convenzioni internazionali, e ai rispettivi allegati (MARPOL 78).

L'attuazione del regime di prevenzione stabilito dalla convenzione di MARPOL è avvenuto con la Legge 31 Dicembre 1982, No. 979 sulla Difesa del Mare che vieta “a tutte le navi” di versare idrocarburi o altre sostanze nocive nelle acque territoriali o interne del nostro Paese. La stessa legge impone anche alle navi italiane di non scaricare in mare tali sostanze anche al di fuori delle acque territoriali italiane.

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

Nel 2007 l'Italia ha emanato il D.Lgs No. 202/2007 “Attuazione della direttiva 2005/35/CE relativa all'inquinamento provocato dalle navi e conseguenti sanzioni” (G.U. No. 261 del 9 Novembre 2007). Tale Decreto Legislativo, che attua la direttiva 2005/35/CE relativa all'inquinamento provocato dalle navi, recepisce e attua di fatto la Convenzione MARPOL (Edizione consolidata 2006) tenendo in considerazione quanto già recepito dalla Legge 662/80 e dalla Legge 979/1982 (di cui abolisce gli articoli 16, 17, primo comma, e 20).

Il D. Lgs 202/2007 introduce una nuova definizione di “nave” diversamente da quanto contenuto nella Direttiva 2005/35/CE; essa infatti inserisce nella definizione di “nave” anche i termini “galleggianti” “piattaforme fisse e galleggianti” (Art. 2, comma 1 punto “d”).

In termini generali il D.Lgs 202/2007 impone, nelle “*acque territoriali*” (Art. 3, comma 1 punto “b”) e in ogni caso anche in “*alto mare*” (Art. 3, comma 1 punto “e”), “*il divieto di scarico delle sostanze inquinanti di cui all'articolo 2, comma 1, lettera b)*”.

Nell'Art. 5, comma 1, relativo alle “Deroghe” riporta per le acque territoriali, quanto segue “**1. Lo scarico di sostanze inquinanti di cui all'articolo 2, comma 1, lettera b), in una delle aree di cui all'articolo 3, comma 1, è consentito se effettuato nel rispetto delle condizioni di cui all'allegato I, norme 15, 34, 4.1 o 4.3 o all'allegato II, norme 13, 3.1 o 3.3 della Convenzione Marpol 73/78.**

## 5 AREE MARINE PROTETTE E REGIME VINCOLISTICO (ZONE MARINE DI TUTELA)

Nel presente capitolo sono analizzati:

- aree marine protette (Paragrafo 5.1);
- Siti Natura 2000 e IBA (Paragrafo 5.2);
- aree marine di tutela o vincolo, con particolare riferimento a:
  - Zone di Tutela Biologica Marina (Paragrafo 5.3.1),
  - Zone Interdette alla Pesca e alla Navigazione ed Ancoraggio (Paragrafo 5.3.2),
  - Zone e Siti di Interesse Storico e Archeologico (Paragrafo 5.3.3);
- aree sottoposte a restrizioni di natura militare (Paragrafo 5.4).

### 5.1 AREE MARINE PROTETTE

#### 5.1.1 Riferimenti Normativi

##### 5.1.1.1 Legge No. 979/1982

La Legge No. 979/82 “Disposizioni per la difesa del mare” individua i principi e i criteri per la protezione dell’ambiente marino e per la prevenzione degli effetti dannosi sulle risorse del mare. In particolare:

- istituisce il servizio di protezione e vigilanza del mare;
- organizza il pronto intervento per la difesa del mare e delle zone costiere dagli inquinamenti causati da incidenti;
- individua le norme penali per la discarica di sostanze vietate da parte del naviglio mercantile,
- individua i criteri per l’istituzione delle riserve marine, mediante apposito decreto ministeriale, su proposta della Consulta per la difesa del mare dagli inquinamenti, in seguito all’accertamento di opportuni requisiti di qualità ambientale.

Per quanto concerne nello specifico le riserve marine, disciplinate dal Titolo V, queste sono individuate come “*ambienti marini, dati dalle acque, dai fondali e dai tratti di costa prospicienti, che presentano un rilevante interesse per le caratteristiche naturali, geomorfologiche, fisiche e biochimiche, con particolare riguardo alla flora e alla fauna marine e costiere, nonché per l’importanza scientifica, ecologica, culturale, educativa ed economica*”. In queste aree le attività possibili, i divieti e le limitazioni sono disciplinati da apposito regolamento, sulla base della finalità per cui la riserva è stata istituita.

L’Art. 31 individua le seguenti 20 aree su cui eseguire gli accertamenti preliminari, ai fini dell’istituzione delle riserve marine:

- Golfo di Portofino;
- Cinque Terre;

- Secche della Meloria;
- Arcipelago Toscano;
- Isole Pontine;
- Isola di Ustica;
- Isole Eolie;
- Isole Egadi;
- Isole Ciclopi;
- Porto Cesareo;
- Torre Guaceto;
- Isole Tremiti;
- Golfo di Trieste;
- Tavolara - Punta Coda Cavallo;
- Golfo di Orosei - Capo Monte Santu;
- Capo Caccia - Isola Piana;
- Isole Pelagie;
- Punta Campanella;
- Capo Rizzuto;
- Penisola del Sinis - Isola di Mal di Ventre.

#### 5.1.1.2 Legge No. 394/1991

La Legge 394/91 “Legge quadro sulle aree protette” definisce la classificazione delle aree naturali protette e istituisce l’elenco ufficiale delle aree protette, nel quale vengono iscritte tutte le aree che rispondono ai criteri stabiliti dal Comitato Nazionale per le Aree Protette.

Il sistema delle aree naturali protette è classificato come segue:

- Parchi Nazionali, costituiti da aree terrestri, fluviali, lacuali o marine che contengono uno o più ecosistemi intatti o anche parzialmente alterati da interventi antropici, una o più formazioni fisiche, geologiche, geomorfologiche, biologiche, di rilievo internazionale o nazionale per valori naturalistici, scientifici, estetici, culturali, educativi e ricreativi tali da richiedere l’intervento dello Stato ai fini della loro conservazione per le generazioni presenti e future;
- Parchi Naturali Regionali e Interregionali, costituiti da aree terrestri, fluviali, lacuali ed eventualmente da tratti di mare prospicienti la costa, di valore naturalistico e ambientale, che costituiscono, nell’ambito di una o più regioni limitrofe, un sistema omogeneo, individuato dagli assetti naturalistici dei luoghi, dai valori paesaggistici e artistici e dalle tradizioni culturali delle popolazioni locali;



- Riserve Naturali, costituite da aree terrestri, fluviali, lacuali o marine che contengono una o più specie naturalisticamente rilevanti della flora e della fauna, ovvero presentino uno o più ecosistemi importanti per la diversità biologica o per la conservazione delle risorse genetiche. Le riserve naturali possono essere statali o regionali in base alla rilevanza degli elementi naturalistici in esse rappresentati;
- Zone Umide di Interesse Internazionale, costituite da aree acquitrinose, paludi, torbiere oppure zone naturali o artificiali d'acqua, permanenti o transitorie comprese zone di acqua marina la cui profondità, quando c'è bassa marea, non superi i sei metri che, per le loro caratteristiche, possono essere considerate di importanza internazionale ai sensi della convenzione di Ramsar;
- Altre Aree Naturali Protette, aree (oasi delle associazioni ambientaliste, parchi suburbani, ecc.) che non rientrano nelle precedenti classi. Si dividono in aree di gestione pubblica, istituite cioè con leggi regionali o provvedimenti equivalenti, e aree a gestione privata, istituite con provvedimenti formali pubblici o con atti contrattuali quali concessioni o forme equivalenti;
- Aree di Reperimento Terrestri e Marine, che costituiscono aree la cui conservazione attraverso l'istituzione di aree protette è considerata prioritaria.

Per quanto concerne in particolare quest'ultime, l'Art. 36 stabilisce che possono essere istituiti parchi marini o riserve marine, oltre che nelle aree di cui all'articolo 31 della Legge 31 Dicembre 1982, No. 979 e s.m.i., in altre 29 aree di reperimento marine, di seguito elencate:

- Isola di Gallinara;
- Monti dell'Uccellina - Formiche di Grosseto - Foce dell'Ombrone Talamone;
- Secche di Torpaterno;
- Penisola della Campanella - Isola di Capri;
- Costa degli Infreschi;
- Costa di Maratea;
- Penisola Salentina (Grotte Zinzulusa e Romanelli);
- Costa del Monte Conero;
- Isola di Pantelleria;
- Promontorio Monte Cofano - Golfo di Custonaci;
- Acicastello - Le Grotte;
- Arcipelago della Maddalena (isole ed isolotti compresi nel territorio del Comune della Maddalena);
- Capo Spartivento - Capo Teulada;
- Capo Testa - Punta Falcone;
- Santa Maria di Castellabate;
- Monte di Scauri;

- Monte a Capo Gallo - Isola di Fuori o delle Femmine;
- Parco Marino del Piceno;
- Isole di Ischia, Vivara e Procida, area marina protetta integrata denominata "regno di Nettuno";
- Isola di Bergeggi;
- Stagnone di Marsala;
- Capo Passero;
- Pantani di Vindicari;
- Isola di San Pietro;
- Isola dell'Asinara
- Capo Carbonara.
- Parco marino "Torre del Cerrano";
- Alto Tirreno-Mar Ligure "Santuario dei Cetacei";
- Penisola Maddalena – Capo Murro di Porco.

#### 5.1.2 Aree Marine 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".

Le aree marine protette sono istituite ai sensi delle Leggi No. 979/1982 e No. 394/1991, analizzate nel precedente Paragrafo 5.1.1, con un Decreto del Ministro dell'Ambiente che contiene la denominazione e la delimitazione dell'area, gli obiettivi e la disciplina di tutela a cui è finalizzata la protezione.

Le aree marine protette generalmente sono suddivise al loro interno in diverse tipologie di zone denominate A, B e C caratterizzati da decrescenti gradi di tutela. L'intento è quello di assicurare la massima protezione agli ambiti di maggior valore ambientale, che ricadono nelle zone di riserva integrale (Zona A). Con le Zone B e C si vuole assicurare una gradualità di protezione attuando, delle deroghe alla normativa al fine di coniugare la conservazione dei valori ambientali con la fruizione ed uso sostenibile dell'ambiente marino.

In generale la suddivisione si può distinguere in:

- Zona A, di riserva integrale, interdetta a tutte le attività che possano arrecare danno o disturbo all'ambiente marino. La zona A è il vero cuore della riserva. In tale zona, individuata in ambiti ridotti, sono consentite in genere unicamente le attività di ricerca scientifica e le attività di servizio;
- Zona B, di riserva generale, dove sono consentite, spesso regolamentate e autorizzate dall'organismo di gestione, una serie di attività che, pur concedendo una fruizione ed uso sostenibile dell'ambiente influiscono con il minor impatto possibile. Anche le zone B di solito non sono molto estese;

- Zona C, di riserva parziale, che rappresenta la fascia tampone tra le zone di maggior valore naturalistico e i settori esterni all'area marina protetta, dove sono consentite e regolamentate dall'organismo di gestione, oltre a quanto già consentito nelle altre zone, le attività di fruizione ed uso sostenibile del mare di modesto impatto ambientale. La maggior estensione dell'area marina protetta in genere ricade in zona C.

Ad oggi in Italia le aree marine protette sono 27 oltre a 2 parchi sommersi che tutelano complessivamente circa 222,000 ha di mare e circa 700 km di costa (si veda il successivo Paragrafo 5.1.2.1).

Vi è inoltre il Santuario Internazionale dei mammiferi marini, detto anche Santuario dei Cetacei (Sito web: [www.minambiente.it](http://www.minambiente.it)).

#### 5.1.2.1 Aree Marine Protette Istituite

Nella Figura seguente sono individuate le Aree Marine Protette Istituite a scala nazionale (Sito web: [www.minambiente.it](http://www.minambiente.it)).



Figura 5.a: Aree Marine Protette Istituite

### 5.1.2.2 Aree Marine Protette di Prossima Istituzione

Nella Figura seguente sono riportate le Aree Marine Protette di Prossima Istituzione, ossia le Aree di Reperimento per le quali è in corso l'iter istruttorio. Tale iter è previsto per le aree comprese nell'elenco delle 49 "Aree di reperimento" indicate dalle Leggi No. 979/82 (Art. 31) e No. 394/91 (Art. 36) (si veda il precedente Paragrafo 5.1.1). In Figura sono rappresentate le 17 aree marine protette di prossima istituzione, qualunque sia lo stato di avanzamento del previsto iter amministrativo. (Sito web: [www.minambiente.it](http://www.minambiente.it)).



**Figura 5.b: Aree Marine Protette di Prossima Istituzione**

### 5.1.2.3 Aree Marine di Reperimento

Nella Figura seguente sono riportate le rimanenti Aree Marine di Reperimento, indicate dalla legge come meritevoli di tutela ma per le quali non è ancora iniziato alcun iter amministrativo per l'istituzione (Sito web: [www.minambiente.it](http://www.minambiente.it)).



**Figura 5.c: Aree Marine di Reperimento**

### 5.1.3 Relazioni con il Progetto

Come evidenziato nei precedenti Paragrafi (Figure 5.a-b-c) **le aree protette istituite, in corso di istituzione e di reperimento sono tutte ubicate a considerevole distanza dalle aree interessate dal progetto.** In particolare:

- l'Area Marina Protetta più vicina, l'AMP "Plemmirio" è ubicata a oltre 80 km (pari a circa 43 mn) di distanza;
- l'Area Marina Protetta in corso di istituzione più prossima, la futura AMP "Pantani di Vindicari" è ubicata a oltre 50 km (pari a circa 27 mn) di distanza;
- l'Area Marina di Reperimento (individuata dalla Legge 394/91) più vicina è costituita da "Capo Passero", ubicata in Provincia di Siracusa ad una distanza dalle aree di progetto di circa 50 km (pari a circa 27 mn).

In considerazione di quanto sopra esposto non si rilevano elementi di contrasto con la normativa vigente in tema di aree protette.

## 5.2 SITI NATURA 2000 E IBA

### 5.2.1 Rete Natura 2000

#### 5.2.1.1 Normativa Comunitaria e Nazionale

La Direttiva 79/409/CEE concernente la conservazione degli uccelli selvatici (anche denominata Direttiva "Uccelli") ha designato le Zone di Protezione Speciale (ZPS), costituite da territori idonei per estensione e/o localizzazione geografica alla conservazione delle specie di uccelli di cui all'allegato I della direttiva citata.

Successivamente la Direttiva 92/43/CEE relativa alla conservazione degli habitat naturali e seminaturali e della flora e della fauna selvatiche (anche denominata Direttiva "Habitat") ha designato i siti di importanza comunitaria e le zone speciali di conservazione, con la seguente definizione:

- Sito di Importanza Comunitaria (SIC): un sito che, nella o nelle regioni biogeografiche cui appartiene, contribuisce in modo significativo a mantenere o a ripristinare un tipo di habitat naturale di cui all'allegato I o una specie di cui all'allegato II della direttiva in uno stato di conservazione soddisfacente e che può inoltre contribuire in modo significativo alla coerenza della Rete Natura 2000 (si tratta della rete ecologica europea coerente di zone speciali di conservazione istituita ai sensi dell'art. 3 della direttiva), e/o che contribuisce in modo significativo al mantenimento della diversità biologica nella regione biogeografica o nelle regioni biogeografiche in questione. Per le specie animali che occupano ampi territori, i siti di importanza comunitaria corrispondono ai luoghi, all'interno dell'area di ripartizione naturale di tali specie, che presentano gli elementi fisici o biologici essenziali alla loro vita e riproduzione;
- Zona Speciale di Conservazione (ZSC): un sito di importanza comunitaria designato dagli Stati membri mediante un atto regolamentare, amministrativo e/o contrattuale in cui sono applicate le misure di conservazione necessarie al mantenimento o al ripristino, in uno stato di conservazione soddisfacente, degli habitat naturali e/o delle popolazioni delle specie per cui il sito è designato.

Gli ambiti territoriali designati come SIC, che al termine dell'iter istitutivo diverranno ZSC, e come ZPS costituiscono la rete ecologica Natura 2000, formata da ambiti territoriali in cui si trovano tipi di habitat e habitat di specie di interesse comunitario. I dispositivi normativi nazionali in materia sono richiamati nella seguente tabella (Ministero dell'Ambiente e della Tutela del Territorio e del Mare, Sito web: [www.minambiente.it](http://www.minambiente.it)):

**Tabella 5.1: Rete Natura 2000, Principali Riferimenti Normativi Nazionali**

<b>DM 14 Marzo 2011</b>	Quarto elenco aggiornato dei siti di importanza comunitaria per la regione biogeografia alpina in Italia, ai sensi della direttiva 92/43/CEE
<b>DM 14 Marzo 2011</b>	Quarto elenco aggiornato dei siti di importanza comunitaria per la regione biogeografia continentale in Italia, ai sensi della direttiva 92/43/CEE
<b>DM 14 Marzo 2011</b>	Quarto elenco aggiornato dei siti di importanza comunitaria per la regione biogeografia mediterranea in Italia, ai sensi della direttiva 92/43/CEE.
<b>DM 19 Giugno 2009</b>	Elenco delle zone di protezione speciale (ZPS) classificate ai sensi della direttiva 79/409/CEE
<b>DM 22 Gennaio 2009</b>	Modifica del Decreto 17 Ottobre 2007, concernente i criteri minimi uniformi per la definizione di misure di conservazione relative a Zone Speciali di Conservazione (ZSC) e Zone di Protezione Speciale (ZPS)
<b>DM 17 Ottobre 2007</b>	Criteri minimi uniformi per la definizione di misure di conservazione relative a Zone Speciali di Conservazione (ZSC) e a Zone di Protezione Speciale (ZPS)
<b>DPR 12 Marzo 2003, No. 120</b>	Regolamento recante modifiche ed integrazioni al DPR 8 Settembre 1997 No. 357, concernente attuazione della Direttiva 92/43/CEE relativa alla conservazione degli habitat naturali e seminaturali, nonché della flora e della fauna selvatiche
<b>Legge 3 Ottobre 2002, No. 221</b>	Integrazioni alla Legge 11 Febbraio 1992, No. 157, in materia di protezione della fauna selvatica e di prelievo venatorio, in attuazione dell'articolo 9 della direttiva 79/409/CEE
<b>DM 3 Settembre 2002</b>	Linee guida per la gestione dei siti della Rete Natura 2000
<b>DPR 8 Settembre 1997, No. 357</b>	Regolamento recante attuazione della Direttiva 92/43/CEE relativa alla conservazione degli habitat naturali e seminaturali, nonché della flora e della fauna selvatiche
<b>Legge 11 Febbraio 1992, No. 157</b>	Norme per la protezione della fauna selvatica omeoterma e per il prelievo venatorio

#### 5.2.1.2 Normativa Regionale

Con Decreto dell'Assessorato Territorio e Ambiente No. 46 del 21 Febbraio 2005 "*Elenco dei Siti di Importanza Comunitaria e delle Zone di Protezione Speciale ricadenti nel territorio della Regione, individuati ai sensi delle Direttive No. 79/409/CEE e No. 92/43/CEE*", la Regione ha individuato i Siti d'Importanza Comunitaria (SIC) e le Zone di Protezione Speciale (ZPS).

Con successivo Decreto dell'Assessorato Territorio e Ambiente del 5 Maggio del 2006 "*Approvazione delle cartografie delle aree di interesse naturalistico SIC e ZPS e delle schede aggiornate dei siti Natura 2000 ricadenti nel territorio della Regione*", ha approvato le cartografie delle aree di interesse naturalistico SIC e ZPS, nonché le schede aggiornate dei siti Natura 2000 ricadenti nel territorio regionale. Alcune ZPS sono state in seguito estese con il successivo Decreto dell'Assessorato Territorio e Ambiente No. 45 del 12 Marzo 2007 "*Nuova delimitazione ed estensione di alcune Zone di Protezione Speciale*".

### 5.2.1.3 Relazioni con il Progetto

In Figura 5.1 allegata è riportato un inquadramento generale dei Siti della Rete Natura 2000 localizzati nel tratto di costa prospiciente l'area interessata dagli interventi a progetto, costituiti da:

- realizzazione della piattaforma Vega B;
- perforazione di No. 4 pozzi a singolo completamento;
- realizzazione delle 2 sealines e dei 2 cavi elettrici di collegamento tra la nuova piattaforma Vega B e l'esistente piattaforma Vega A..

**I Siti Natura 2000 presenti nell'area si trovano tutti a distanza superiore a 12 mn dalla nuova piattaforma Vega B, dalla piattaforma Vega A e dal corridoio interessato dalle condotte sottomarine congiungenti le due piattaforme.**

## 5.2.2 Important Bird Areas (IBA)

### 5.2.2.1 Inquadramento

Le Important Bird Areas (IBA) sono state individuate come aree prioritarie per la conservazione, definite sulla base di criteri ornitologici quantitativi, da parte di associazioni non governative appartenenti a "BirdLife International". L'inventario delle IBA di BirdLife International è stato riconosciuto dalla Corte di Giustizia Europea (sentenza C-3/96 del 19 Maggio 1998) come strumento scientifico di riferimento per l'identificazione dei siti da tutelare come ZPS.

In Italia il progetto è curato da LIPU (rappresentante italiano di BirdLife International): il primo inventario delle IBA (Aree Importanti per l'Avifauna) è stato pubblicato nel 1989 ed è stato seguito nel 2000 da un secondo inventario più esteso. Una successiva collaborazione tra LIPU e Direzione per la Conservazione della Natura del Ministero Ambiente ha permesso la completa mappatura dei siti in scala 1:25,000, l'aggiornamento dei dati ornitologici ed il perfezionamento della coerenza dell'intera rete. Tale aggiornamento ha portato alla redazione nel 2003 della Relazione Tecnica "*Sviluppo di un sistema nazionale delle ZPS sulla base della rete delle IBA*", pubblicata sul sito web della LIPU (LIPU, 2003).

Con il loro recepimento da parte delle Regioni, le aree IBA dovrebbero essere classificate come ZPS (Zone di Protezione Speciale) ai fini del completamento della Rete Natura 2000.

### 5.2.2.2 Relazioni con il Progetto

Il progetto in esame non presenta elementi di contrasto con le IBA. Come si può vedere in Figura 5.1 allegata, le IBA presenti lungo il tratto di costa prospiciente l'area interessata dalle nuove installazioni sono situate a significativa distanza dalle stesse (oltre 30 km, pari a circa 16 mn).



## 5.3 AREE MARINE DI TUTELA O VINCOLO

### 5.3.1 Zone di Tutela Biologica Marina

#### 5.3.1.1 Inquadramento

Le Zone di Tutela Biologica Marina sono istituite con la finalità di proteggere gli ambiti marino-costieri caratterizzati dalla presenza di zone di mare riconosciute come aree di riproduzione o di accrescimento di specie marine di importanza economica o che risultassero impoverite da un troppo intenso sfruttamento.

L'istituzione delle zone di tutela biologica è prevista dalla normativa in materia di pesca marittima e, in particolare, da:

- Legge del 14 Luglio 1965, No. 963 recante disciplina della pesca marittima, così come modificata dai Decreti Legislativi No. 153 e No. 154 del 26 Maggio 2004;
- Decreto del Presidente della Repubblica del 2 Ottobre 1968, No. 1639, recante il Regolamento per l'esecuzione della Legge del 14 Luglio 1965, No. 963 e, in particolare, dall'Art. 98 che stabilisce che l'istituzione di tali zone venga disposta sulla base di studi scientifici o tecnici;
- Decreto del Ministero delle Politiche Agricole e Forestali del 19 Giugno 2003 concernente il Piano di Protezione delle Risorse Acquatiche che, all'Art. 7, comma 1, statuisce l'istituzione di zone di tutela biologica da adottarsi ai sensi dell'Art. 98 sopra citato.

In Italia, con appositi Decreti del Ministero delle Politiche Agricole e Forestali, sono state istituite un totale di 12 Zone di Tutela Biologica Marina.

Con Decreto del Ministero delle Politiche Agricole, Alimentari e Forestali del 22 Gennaio 2009 si evidenzia che:

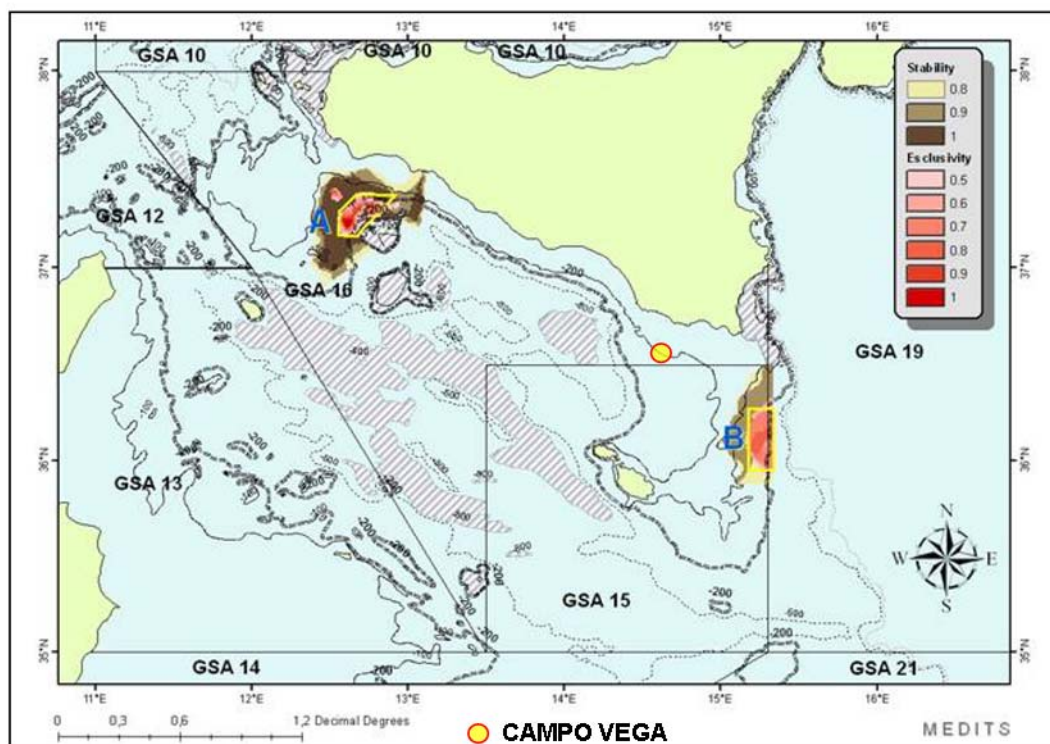
- le zone di tutela biologica denominate rispettivamente “Area Tremiti” e “Area prospiciente Amantea”, entrambe già sperimentali dal 2004, sono state dichiarate zone di tutela biologica permanenti;
- la zona denominata “Banco di Santa Croce”, compresa nel tratto di mare davanti ai comuni di Castellammare di Stabia e Vico Equense ed istituita nel 1993, è stata ampliata fino a 1.000 m di diametro;
- viene vietata la pesca del novellame di tutte le specie ittiche per tutto il 2009;
- viene vietata la pesca professionale, sportiva e ricreativa, compresa quella subacquea, in tutte le aree di tutela biologica, se non diversamente stabilito.

Le zone di tutela biologica marina ad oggi istituite ai sensi della normativa nazionale sono tutte localizzate a significativa distanza dall'area interessata dagli interventi a progetto.

Per quanto concerne la Regione Sicilia si evidenzia che, essendo una Regione a statuto speciale, ha la possibilità di legiferare entro le acque territoriali (12 miglia marine). Pertanto, nel rispetto delle leggi Nazionali e Comunitarie, promuove e coordina la pesca in tutte le marinerie.

Con il R.D. No. 455 del 15 Maggio 1946 “*Approvazione dello Statuto della Regione Siciliana*” e con il D.P.R. No. 913 del 12 Novembre 1975 “*Norme di Attuazione dello Statuto per la Regione Siciliana in materia di Pesca Marittima*” sono state specificate le competenze regionali in materia di pesca. In base alle leggi regionali le misure tecniche di conservazione delle risorse della pesca (fermo biologico, zone di tutela biologica, ecc.) vengono adottate con decreti emanati dall’assessorato competente.

Nella seguente figura sono riportate le zone di tutela biologica indicate dal Piano di Gestione della Pesca per la Geographical Sub-Area (GSA) No 16 relativa allo Stretto di Sicilia, avente per oggetto le navi da pesca con lunghezza fuori tutta maggiore di 18 metri iscritte nei compartimenti marittimi ricadenti nella GSA 16 che praticano la pesca a strascico (Regione Sicilia, 2010).



**Figura 5.d: Zone di Tutela Biologica Stretto di Sicilia**

La ZTB indicata con la lettera A in figura è riconducibile alla nursery sita sulla porzione di levante del Banco Avventura, sita in acque internazionali all’interno della GSA No. 16. Tale area, estesa circa 1,040 km<sup>2</sup> e ricadente quasi per intero entro l’isobata 200 m, è attualmente interessata in modo esclusivo dall’attività di strascico svolta da imbarcazioni siciliane.

La ZTB indicata con la lettera B ricade invece nelle acque internazionali entro la GSA No. 15 (Malta), ha un’estensione di circa 1,020 km<sup>2</sup> ed è posta anch’essa entro l’isobata 200 m.

#### 5.3.1.2 Relazioni con il Progetto

**In considerazione delle distanze tra l'area di intervento e le ZTB segnalate nel Canale di Sicilia non si riscontra alcun elemento di contrasto tra progetto e Zona di Tutela Biologica.**

#### 5.3.2 **Zone Interdette alla Pesca e alla Navigazione ed Ancoraggio**

L'esame della Figura 1.2 allegata, dove è riportato uno stralcio della Carta Nautica per l'area vasta interessata dal progetto (scala 1:250,000), non evidenzia la presenza di aree sottoposte a vincoli o restrizioni nelle vicinanze delle aree di progetto, eccezion fatta per l'area di interdizione alla navigazione per la piattaforma Vega A, di raggio pari a 4 km, istituita con Ordinanza della Capitaneria di Porto di Siracusa No. 46/86.

Alcune aree interdette alla pesca e all'ancoraggio sono localizzate, come si può vedere in figura, nei tratti costieri in prossimità dei porti e delle zone interessate da condotte sottomarine.

All'interno dell'area vasta, sempre in ambito costiero, si evidenzia la presenza di due aree soggette a temporanea interdizione per ritrovamento di presunti ordigni bellici e oggetti metallici di possibile natura esplosiva, in particolare:

- specchio acqueo antistante il litorale del Comune di Ispica, interdetto alla navigazione, balneazione, pesca, immersioni e altre attività connesse ad usi pubblici, con Ordinanza della Capitaneria di Porto di Pozzallo No. 135/2010 per ritrovamento di presunti ordigni bellici;
- specchio acqueo antistante la riviera Camarina, in località Scoglitti (Comune di Vittoria), interdetto alla navigazione, balneazione, pesca immersioni e altre attività connesse ad usi pubblici, con Ordinanza della Capitaneria di Porto di Pozzallo No. 84/2010 per ritrovamento di presunti oggetti metallici di possibile natura esplosiva.

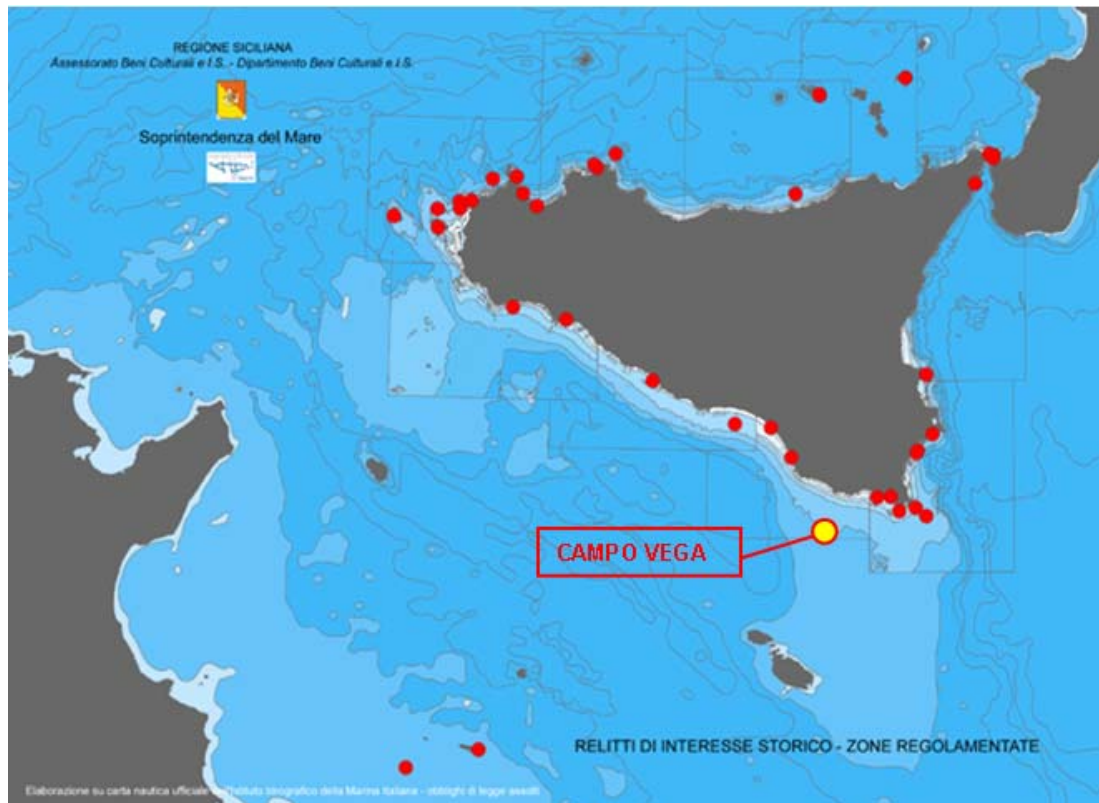
#### 5.3.3 **Zone e Siti di Interesse Storico e Archeologico**

##### 5.3.3.1 Inquadramento

La Soprintendenza per i Beni Culturali e Ambientali del Mare della Regione Sicilia ha in corso un censimento che attualmente conta oltre ottocento relitti di età post-medioevale giacenti sui fondali dei mari siciliani e del Mediterraneo meridionale (Regione Sicilia, Assessorato Regionale dei Beni Culturali e dell'Identità Siciliana, Dipartimento dei Beni Culturali e dell'Identità Siciliana, Servizio Soprintendenza per i Beni Culturali e Ambientali del Mare, 2011, Sito web: <http://www.regione.sicilia.it/beniculturali/archeologiasottomarina/index.htm>).

Si evidenzia a tal proposito che le acque intorno all'isola e il tratto di mare che divide dal Nord Africa sono stati oggetto di innumerevoli affondamenti di unità mercantili e militari in tutti i secoli, ma presumibilmente i più rilevanti numericamente sono gli inabissamenti risalenti al secondo conflitto mondiale.

Nella seguente figura è riportata la Mappa dei Relitti elaborata dalla Soprintendenza per i Beni Culturali e Ambientali del Mare della Regione Sicilia, dove sono visualizzati i siti subacquei caratterizzati da reperti/relitti di interesse storico-artistico e/o etno-antropologico delle acque siciliane nei quali vige attualmente un'ordinanza di regolamentazione.



**Figura 5.e: Relitti di Interesse Storico – Zone Regolate**

#### 5.3.3.2 Relazioni con il Progetto

Come si può osservare in Figura 5.e riportata nel precedente paragrafo i siti subacquei caratterizzati da reperti/relitti di interesse storico-artistico e/o etno-antropologico delle acque siciliane nei quali vige attualmente un'ordinanza di regolamentazione sono localizzati a significativa distanza dalle aree di progetto. I siti più vicini, localizzati in prossimità della costa siciliana, sono rappresentati da:

- “Cannoni di Cammarana”, sito subacqueo di particolare interesse storico limitrofo ad una vasta area marina connotata da reperti subacquei di interesse archeologico in prossimità della zona di Camarina, in località Scoglitti (Comune di Ragusa), a circa 80 m dalla riva e circa 3 m di profondità, regolamentato da Ordinanza della Capitaneria di Porto di Pozzallo No. 23/07;
- “Cannone di Secca della Circe”, sito subacqueo di particolare interesse storico, in prossimità delle coste del Comune di Ispica (RG), a circa 500 m dalla costa e circa 8 m di profondità, regolamentato da Ordinanza della Capitaneria di Porto di Pozzallo No. 24/07.

Oltre a tali siti, nell'area vasta si segnala la presenza di:

- un relitto di nave a due alberi, presumibilmente di rilevanza storica, situato a circa 20 m dalla riva in località "Spinasantà" nel Comune di Sciacca, ad una profondità di 2 m. Con Ordinanza della Capitaneria di Porto di Pozzallo No. 99/2010 è stato interdetto lo specchio acqueo antistante il ritrovamento del relitto per un raggio di 20 m;
- due relitti (entrambi non pericolosi con battente d'acqua sconosciuto) indicati nella Carta Nautica (si veda la Figura 1.2 allegata):
  - al largo di Capo Scaramia (Marina di Ragusa), a circa 2 km dalla costa e ad una profondità di circa 20 m,
  - a Sud Est rispetto al Campo Vega, ad una distanza di circa 30 km, ad una profondità dell'acqua di circa 108 m.

Con riferimento alle aree direttamente interessate dal progetto, si evidenzia che sono stati condotti nel 1991 studi geofisici dettagliati volti a caratterizzare gli aspetti geomorfologici, stratigrafici e strutturali, sia superficiali sia profondi, dei fondali del Campo Vega (Edison-GAS, 1991). Le indagini, effettuate mediante rilevamento batimetrico con ecoscandaglio, Side Scan Sonar, Sub-Bottom Profiler e Sparker, non hanno evidenziato la presenza di target associabili a oggetti di origine antropica nei pressi delle future installazioni. Nuove indagini, eseguite nel mese di Settembre 2011, hanno confermato tali risultati.

## 5.4 AREE SOTTOPOSTE A RESTRIZIONI DI NATURA MILITARE

### 5.4.1 Inquadramento

Lungo le coste italiane esistono alcune zone di mare nelle quali sono saltuariamente eseguite esercitazioni navali di Unità di superficie e di sommergibili, di tiro, di bombardamento, di dragaggio ed anfibe.

Dette zone sono pertanto soggette a particolari tipi di regolamentazioni dei quali viene data notizia a mezzo di apposito Avviso ai Naviganti.

I tipi di regolamentazione che possono essere istituiti sono:

- interdizione alla navigazione od avvisi di pericolosità all'interno delle acque territoriali;
- avvisi di pericolosità nelle acque extraterritoriali.

Ciascuna zona di esercitazione è indicata con una lettera alfabetica seguita da cifre, il cui significato è in sigle il seguente:

- lettera distintiva (indica il tipo di attività che causa l'interdizione o la pericolosità della zona);
- i numeri (la prima delle cifre individua il tipo di zona ed è uguale per tutte le zone dello stesso tipo, la seconda cifra individua il Dipartimento M.M. o C.M.M.A. di giurisdizione);
- le ulteriori cifre identificano la zona specifica.

La lettera distintiva di zona e la corrispondente prima cifra sono:

- T: zone impiegate per esercitazioni di tiro (Mare - Terra);

- E: zone impiegate per esercitazione di tiro (Terra - Mare);
- M: zone in cui sono presenti ostacoli subacquei (Esercitazioni di dragaggio);
- S: zone nelle quali vengono svolte esercitazioni con sommergibili.

Oltre a queste aree esistono altre zone soggette a restrizione dello spazio aereo la cui perimetrazione è ricavata da “Pubblicazione Informazioni Aeronautiche, edita dall’Ente Nazionale di Assistenza al Volo” e riportata nella cartografia dall’Istituto Idrografico della Marina, uno stralcio della quale è riportato nella Figura 5.2 allegata.

Anche queste zone sono identificate con una lettera, indicante il tipo di restrizione in atto, seguita da un numero che serve per individuare la zona specifica.

#### 5.4.2 Relazioni con il Progetto

In Figura 5.2 si riporta l’indicazione delle “Zone normalmente impiegate per le esercitazioni navali di tiro e delle zone dello spazio aereo soggette a restrizioni” per quanto riguarda l’area di interesse (Carta No. 1050, Scala 1:700,000, dell’Anno 2002).

Dall’analisi della Figura l’area interessata dalle opere a progetto risulta prossima all’area militare regolamentata indicata come R38. Per tale zona R38 è stato approntato l’aggiornamento relativo al fascicolo “Avvisi ai Naviganti No. 1 – 2011” redatto dall’Istituto Idrografico della Marina:

Zona R38 “Zone per Esercitazioni dello spazio aereo soggette a restrizioni” delimitata come segue:

*“Cerchio di raggio 15 M e centro in Pachino: 36° 40' 20" N - 015° 00' 53" E, delimitato a S dalla congiungente i punti:*

- *36° 30' 00" N - 014° 47' 03" E;*
- *36° 30' 00" N - 015° 14' 26" E”*,

*“Traffico aereo vietato (pericoloso fuori delle acque territoriali), eccetto voli militari precedentemente autorizzati, dalla superficie sino al livello di volo (flight-level-FL) 370 (circa 11,850 m), per intensa attività di tiro a fuoco aria/terra” (Istituto Idrografico della Marina – Genova, 2011).*

Come evidenziato in Figura 5.2 allegata la nuova piattaforma Vega B così come anche l’esistente piattaforma Vega A ricadono al di fuori dell’area militare R38. La distanza tra gli interventi a progetto e l’area militare è pari a circa 10 km.

AC/MRD/AGV/MCO/CSM/RC: mcs

## RIFERIMENTI

LIPU, 2003 “Sviluppo di un sistema nazionale delle ZPS sulla base della rete delle IBA (Important Bird Areas). Relazione Finale”.

EDISON-GAS, 1991, Geophysical Survey, Sicily Channel Vega Field C.C6. IS, Final Reports: “Sealine Vega Profondo 1 Testa Pozzo Vega B1”, “ Well Sites Vega Profondo 1 and Testa Pozzo Vega B1”, produced for Edison S.p.a. by G.A.S. Geological Assistance & Services, Bologna Italy

Istituto Idrografico della Marina – Genova, 2011, “Premessa agli Avvisi ai Naviganti 2011 e Avvisi ai Naviganti di Carattere Generale - Allegato al Fascicolo Avvisi ai Naviganti No. 1 – 2011”.

Regione Sicilia, Assessorato Regionale dei Beni Culturali e dell'Identità Siciliana, Dipartimento dei Beni Culturali e dell'Identità Siciliana, Servizio Soprintendenza per i Beni Culturali e Ambientali del Mare, 2011, Sito web: <http://www.regione.sicilia.it/beniculturali/archeologiasottomarina/index.htm>

Regione Sicilia, 2010, “Piano di Gestione GSA 16 (Stretto di Sicilia) – Strascico > 18 m”.

United Nations Environment Programme - Mediterranean Action Plan (UNEP/MAP), 2011a, Sito web: <http://www.unepmap.org/index.php>.

United Nations Environment Programme - Mediterranean Action Plan (UNEP/MAP), 2011b, Sito web: <http://www.unepmap.org/index.php?module=news&action=detail&id=90>

UNMIG (Ufficio Nazionale Minerario per gli Idrocarburi e le Georisorse), 2011a, “Mappa delle zone marine aperte alla prospezione, ricerca e coltivazione di idrocarburi liquidi e gassosi e delle aree vietate” (Sito web: <http://unmig.sviluppoeconomico.gov.it/dgrme/dgrme.asp>).

UNMIG (Ufficio Nazionale Minerario per gli Idrocarburi e le Georisorse), 2011b, Sito web: <http://unmig.sviluppoeconomico.gov.it/dgrme/dgrme.asp>.