

Edison S.p.A.

Milano, Italia



Progetto di Sviluppo
Campo Vega B
Concessione di Coltivazione
C.C6.EO – Canale di Sicilia
Perforazione di 8 Pozzi Addizionali

Studio di Impatto
Ambientale
Sintesi non Tecnica

Edison S.p.A. Milano, Italia



**Progetto di Sviluppo
Campo Vega B
Concessione di Coltivazione
C.C6.EO – Canale di Sicilia
Perforazione di 8 Pozzi Addizionali**

**Studio di Impatto
Ambientale
Sintesi non Tecnica**

Rev.	Descrizione	Preparato da	Controllato da	Approvato da	Data
0	Prima Emissione (Testo)	A. Giovanetti M. Donato	M. Compagnino	P. Rentocchini	Giugno 2016
0	Prima Emissione (Figure allegate)	A. Giovanetti M. Donato	M. Compagnino	P. Rentocchini	Aprile 2016

INDICE

	<u>Pagina</u>
LISTA DELLE TABELLE	III
LISTA DELLE FIGURE	IV
ABBREVIAZIONI E ACRONIMI	V
1 INTRODUZIONE	1
2 LE MOTIVAZIONI DEL PROGETTO	4
2.1 SVILUPPO DEL CAMPO OLIO VEGA	4
2.2 MOTIVAZIONI DI CARATTERE AMBIENTALE E SOCIALE	6
2.3 INQUADRAMENTO DEL MERCATO ENERGETICO	7
2.3.1 Mercato degli Idrocarburi - Situazione Mondiale	7
2.3.2 Mercato degli Idrocarburi - Situazione Nazionale	8
3 LA PIANIFICAZIONE NEL SETTORE ENERGETICO	10
3.1 IL PIANO ENERGETICO NAZIONALE	10
3.2 IL PIANO ENERGETICO AMBIENTALE REGIONALE DELLA REGIONE SICILIANA (PEARS)	11
4 ASPETTI AUTORIZZATIVI	13
4.1 LA CONCESSIONE MINERARIA C.C6.EO	13
4.2 IL DECRETO VIA/AIA VEGA B (SIA 2012-2013 - 4 POZZI)	14
4.3 AUTORIZZAZIONE ALL'ESERCIZIO E CAPACITÀ PRODUTTIVA	15
5 DESCRIZIONE DELL'ASSETTO AUTORIZZATO	17
5.1 CARATTERISTICHE GENERALI DEL GIACIMENTO	17
5.2 ASSETTO IMPIANTISTICO ATTUALE (PIATTAFORMA VEGA A)	17
5.2.1 La Piattaforma Vega A	17
5.2.2 Il FSO "Leonis"	18
5.2.3 Attività in Corso	19
5.3 ASSETTO FUTURO AUTORIZZATO (VEGA A + VEGA B)	20
5.3.1 Adeguamento Impiantistico Piattaforma Vega A	20
5.3.2 Piattaforma Vega B	21
5.3.3 Pozzi Vega B	22
5.3.4 Condotte Sottomarine	23
5.3.5 Cavi Elettrici	23
6 IL PROGETTO DI PERFORAZIONE (8 POZZI ADDIZIONALI) E LE SUE ALTERNATIVE	24
6.1 STUDIO DI GIACIMENTO 2013	24
6.2 DESCRIZIONE GENERALE DEL PROGETTO	24
6.3 DESCRIZIONE DELLE ATTIVITÀ DI PERFORAZIONE	26
6.3.1 Cronoprogramma e Fasi di Lavoro	26
6.3.2 Area di Lavoro	26
6.3.3 Caratteristiche dell'Impianto di Perforazione	26
6.3.4 Sequenza Operativa della Perforazione	29
6.3.5 Testa Pozzo e Apparecchiature di Sicurezza	33
6.3.6 Gestione dei Fluidi di Perforazione	35

6.4	FASE DI PRODUZIONE	35
6.5	DISMISSIONE DELLE OPERE A FINE ESERCIZIO	36
6.6	ANALISI DELLE ALTERNATIVE PROGETTUALI	36
7	I PRINCIPALI VINCOLI SUL TERRITORIO	39
7.1	REGIME GIURIDICO DELL'AREA DI STUDIO	39
7.1.1	Convenzione delle Nazioni Unite sul Diritto del Mare	40
7.1.2	Convenzione di Espoo	41
7.1.3	Convenzione di Barcellona	42
7.1.4	Convenzione di Londra "MARPOL 73/78"	44
7.1.5	Direttiva 2008/56/CE (Strategia per l'Ambiente Marino) e Decreto attuativo D.Lgs No. 190/2010	46
7.1.6	Direttiva 2013/30/UE e Decreto attuativo D.Lgs 145/2015 "Direttiva Offshore"	47
7.1.7	Normativa Nazionale di Settore	47
7.2	REGIME VINCOLISTICO ED AREE PROTETTE	49
7.2.1	Aree Marine Protette	49
7.2.2	Siti Natura 2000 e IBA	51
7.2.3	Aree Marine di Tutela o Vincolo	53
7.2.4	Aree Sottoposte a Restrizioni di Natura Militare	56
8	IL TERRITORIO, L'AMBIENTE E LE LORO RELAZIONI CON IL PROGETTO	58
8.1	QUALITÀ DELL'ARIA	58
8.2	ACQUE MARINE	58
8.3	SUOLO E SOTTOSUOLO	61
8.4	ECOSISTEMI NATURALI	65
8.5	RUMORE	69
8.6	ASPETTI SOCIO-ECONOMICI, INFRASTRUTTURE E SALUTE PUBBLICA	71
9	SINTESI DEGLI IMPATTI AMBIENTALI E DELLE MISURE DI MITIGAZIONE	79
9.1	IMPATTI E MISURE DI MITIGAZIONE IN FASE DI PERFORAZIONE	79
9.1.1	Qualità dell'Aria	79
9.1.2	Acque Marine	80
9.1.3	Suolo e Sottosuolo	82
9.1.4	Ecosistemi Naturali e Rumore Sottomarino	83
9.1.5	Aspetti Socio-Economici, Infrastrutture e Salute Pubblica	86
10	IMPATTI TRANSFRONTALIERI	89
11	IMPATTI CUMULATIVI	90
12	VALUTAZIONI CONCLUSIVE	92

RIFERIMENTI

APPENDICE A: DECRETO VIA/AIA 16 APRILE 2015

APPENDICE B: DECRETO PROPROGA CONCESSIONE 13 NOVEMBRE 2015

LISTA DELLE TABELLE

<u>Tabella No.</u>	<u>Pagina</u>
Tabella 4.1: Concessione Mineraria – Vertici (Sito Web UNMIG)	13
Tabella 4.2: Decreto VIA-AIA 2015 – Prescrizioni VIA	15
Tabella 4.3: Piattaforma Vega A - Produzione Annuo di Petrolio e Gas (Sito Web UNMIG)	16
Tabella 5.1: Piattaforma Vega A - Coordinate Geografiche (Edison, 2011e)	18
Tabella 5.2 : SPM - Coordinate Geografiche	19
Tabella 5.3: Vega B - Coordinate Geografiche (Edison, 2011f)	21
Tabella 6.1: Parametri PVT dell'Olio (Edison, 2015a)	25
Tabella 6.2: Dati Preliminari di Produzione per Pozzo (Edison, 2016)	25
Tabella 6.3: Cronoprogramma Perforazione 8 Pozzi Addizionali	26
Tabella 6.4: Caratteristiche Tecniche Impianto Perforazione Tipo TAD (Edison, 2011m)	27
Tabella 8.1: Distribuzione Direzionale di Propagazione della Corrente (VEGA A - Dati 2002-2012)	59
Tabella 8.2: Ambiente Idrico Marino, Elementi di Sensibilità e Potenziali Ricettori	61
Tabella 8.3: Suolo e Sottosuolo, Individuazione di Ricettori Potenziali ed Elementi di Sensibilità	65
Tabella 8.4: Vegetazione, Flora, Fauna ed Ecosistemi, Elementi di Sensibilità e Potenziali Ricettori	68
Tabella 8.5: Rumore, Elementi di Sensibilità e Potenziali Ricettori	70
Tabella 8.6: Catture, Ricavi e Prezzi per Sistemi di Pesca in Sicilia	72
Tabella 8.7: Componente Pesca, Aspetti Socio-Economici, Infrastrutture e Salute Pubblica, Individuazione di Ricettori Potenziali ed Elementi di Sensibilità	77

LISTA DELLE FIGURE

<u>Figura No.</u>		<u>Pagina</u>
Figura 1.1:	Ubicazione ed Assetto Autorizzato per il Campo Vega	2
Figura 2.1:	Giacimento Vega (Edison, 2015a)	4
Figura 2.2:	Consumo di Energia primaria per Carburante nel Caso di Riferimento, 1980-2040 (EIA, 2015)	8
Figura 5.1:	Piattaforma Vega A	18
Figura 6.1:	Principali Tipi di TAD	29
Figura 6.2:	Schema di Completamento del Pozzo (Edison, 2015b)	32
Figura 6.3:	Localizzazione Teste Pozzo in Progetto	33
Figura 6.4:	Vega B - Testa Pozzo (Edison, 2015b)	34
Figura 6.5:	Apparecchiature di Sicurezza sulla Testa Pozzo in Fase di Perforazione (Edison, 2015b)	35
Figura 6.6:	Alternative Impianto di Perforazione	37
Figura 7.1:	Inquadramento Territoriale	39
Figura 7.2:	Piattaforma Continentale Italiana	41
Figura 7.3:	Aree Candidate per la Creazione di Nuove ASPIM (UNEP - MAP, Sito Web)	44
Figura 7.4:	Aree Marine Protette Istituite e Aree Natura 2000	50
Figura 7.5:	Aree Marine di prossima Istituzione (MATTM, Sito Web)	51
Figura 7.6:	Aree Marine di Reperimento (MATTM, Sito Web)	51
Figura 7.7:	Zone di Tutela Biologica Stretto di Sicilia	53
Figura 7.8:	Relitti di Interesse Storico – Zone Regolamentate	55
Figura 7.9:	Aree Sottoposte a Restrizioni di Natura Militare	57
Figura 8.a:	Vega A – Rosa di Provenienza delle Onde (2013)	60
Figura 8.b:	Batimorfologia Generale del Canale di Sicilia e Ubicazione dei Banchi	62
Figura 8.c:	Ubicazione di Vega A e Vega B su Strato informativo Valori di Pericolosità Sismica	64
Figura 8.d:	Zona di Tutela Biologica per il Nasello	66
Figura 8.e:	Mappa dell'Indice di Persistenza Canale di Sicilia	67
Figura 8.f:	Trasmissione del Suono associato a una Piattaforma Fissa	69
Figura 8.g:	Principali Sorgenti Antropogeniche di Rumore in Mare	70
Figura 8.h:	Sicilia - Andamento Catture dal 2004 al 2012 (MIPAAF-IREPA, 2009/2012)	72
Figura 8.i:	Distribuzione Stagionale della Pressione di Pesca e Indicazione dell'Area di Interesse (in rosso) (Fiorentino et al., 2004)	74
Figura 8.j:	Principali Area di Pesca per la Flotta a Strascico Siciliana e Indicazione dell'Area di Interesse (in arancio) (da UNEP-MAP-RAC/SPA, 2014)	75
Figura 8.k:	Mappa della Distribuzione Spaziale della Pressione da Pesca a Strascico e Indicazione dell'Area di Interesse (in nero) (Vega Fernández, 2012)	75
Figura 8.l:	Mappa dello Schema di Zonizzazione della Pesca a Strascico e Indicazione dell'Area di Interesse (in nero) (Vega Fernández, 2012)	76
Figura 8.m:	Malta - Zona di Gestione della Pesca compresa entro le 25 mn (Camilleri, non datato)	77
Figura 9.a:	Stima delle Ricadute Medie Annue al Suolo di NOx in Fase di Perforazione e Esercizio Vega A	80

ABBREVIAZIONI E ACRONIMI

Mtep: Megatep (tonnellata equivalente di petrolio)
BTU: British thermal unit
AIA: Autorizzazione Integrata Ambientale
IEA: International Energy Agency,
EIA: Energy Information Administration -
D.LGS: Decreto Legislativo
DPCM: Decreto del Presidente del Consiglio dei Ministri
FSO: Floating Storage and Offloading
ISPRA: Istituto Superiore per la Protezione e la Ricerca Ambientale
MATTM: Ministero dell'Ambiente e della Tutela del Territorio e del Mare
MIBACT: Ministero dei Beni e delle Attività Culturali e del Turismo
MiSE: Ministero dello Sviluppo Economico
PEN: Piano Energetico Nazionale
SIA: Studio di Impatto Ambientale
SEN: Strategia Energetica Nazionale
s.m.i.: successive modifiche e interazioni
SPM Single Point Mooring
SIA: Studio di Impatto Ambientale
UE: Unione Europea
VIA: Valutazione di Impatto Ambientale

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

separatore delle migliaia = virgola (,)

separatore decimale = punto (.)

**RAPPORTO
PROGETTO DI SVILUPPO CAMPO VEGA B
CONCESSIONE DI COLTIVAZIONE C.C6.EO, CANALE DI SICILIA
PERFORAZIONE DI 8 POZZI ADDIZIONALI
STUDIO DI IMPATTO AMBIENTALE
SINTESI NON TECNICA**

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.

Ad oggi le attività di coltivazione hanno interessato il solo Campo olio Vega A, nella culminazione orientale. Le principali installazioni in esercizio a servizio delle attività sono costituite dalla piattaforma “Vega A”, sulla quale sono oggi produttivi 19 pozzi (di cui 15 in produzione continua, 4 discontinua; in totale il numero di pozzi allacciati è 21) 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.

Con Decreto VIA-AIA No. 68 del 16 Aprile 2015 (riportato integralmente in Appendice A) Edison S.p.A. ha ricevuto la compatibilità ambientale, con prescrizioni, relativamente al progetto denominato “Sviluppo del Campo Vega B – Concessione di Coltivazione C.C6.EO”. Tale progetto prevede:

- la realizzazione di una nuova piattaforma satellite fissa denominata Vega B di tipo non presidiato, ubicata a circa 6 km di distanza dall’esistente piattaforma Vega A;
- la perforazione da Vega B di No. 4 pozzi a singolo completamento;
- la posa di due condotte sottomarine, di lunghezza di circa 6 km ciascuna, congiungenti Vega B e Vega A, una per la ricezione del diluente e una per l’invio del greggio diluito (blend) su Vega A;
- la posa di due cavi elettrici sottomarini congiungenti Vega B e Vega A per la fornitura di energia elettrica;
- la realizzazione di alcuni adeguamenti impiantistici su Vega A.

Il Decreto VIA-AIA sopra citato specifica in premessa che “*per eventuali future attività, comprese nel titolo abilitativo rilasciato ma non ricomprese nel presente procedimento, occorrerà presentare una nuova istanza di VIA*”.

Edison S.p.A., nel rispetto del programma lavori relativo alla Concessione di Coltivazione (rinnovata con Decreto del Ministero dello Sviluppo Economico del 13 Novembre 2015 - Prot. No. MS111/P/C.C6.EO - riportato integralmente in Appendice B), è tenuta a realizzare ulteriori No. 8 pozzi da Vega B, in aggiunta ai 4 già positivamente valutati in merito alla loro compatibilità ambientale. La realizzazione di tali pozzi non determinerà modifiche agli altri

interventi già autorizzati (adeguamento Vega A, condotte e cavi sottomarine di collegamento, Piattaforma Vega B).

L'ubicazione del campo Vega e dell'assetto autorizzato per il suo sviluppo sono indicati nella seguente figura.

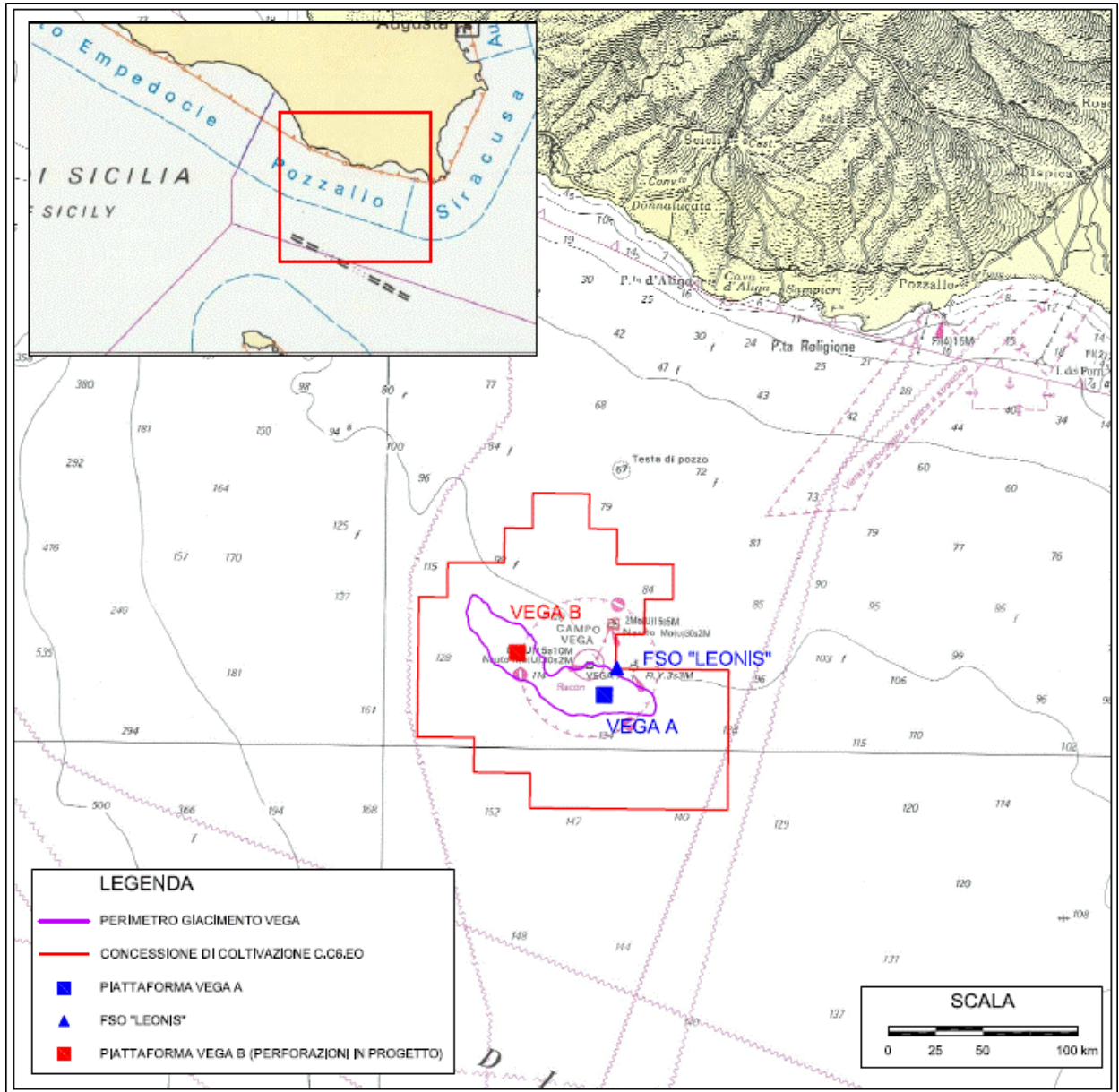


Figura 1.1: Ubicazione ed Assetto Autorizzato per il Campo Vega

Il presente documento costituisce la Sintesi non Tecnica dello Studio di Impatto Ambientale (D'Appolonia, 2016) predisposto ai sensi dell'Articolo 4 del DPCM 27 Dicembre 1988 e s.m.i. e Art. 22 e Allegato VII del D.Lgs 152/2006 e s.m.i.) con riferimento al progetto degli ulteriori No. 8 pozzi da Vega B che si prevede di perforare in continuità temporale con i precedenti 4 già autorizzati.

Il rapporto è strutturato come segue:

- il Capitolo 2 illustra le motivazioni del progetto;
- il Capitolo 3 illustra la pianificazione nel settore energetico;
- il Capitolo 4 descrive gli aspetti autorizzativi relativi al campo Vega;
- il Capitolo 0 illustra l'assetto autorizzato attuale e futuro (piattaforma Vega A esistente e piattaforme Vega A + Vega B – 4 pozzi);
- il Capitolo 6 descrive il progetto di perforazione degli 8 pozzi addizionali e le alternative progettuali;
- il Capitolo 7 illustra i principali vincoli sul territorio;
- il Capitolo 8 descrive il territorio, l'ambiente e le relazioni con il progetto;
- il Capitolo 9 illustra la sintesi degli impatti sull'ambiente e le misure di mitigazioni;
- il Capitolo 10 descrive in fine gli impatti transfrontalieri;
- il Capitolo 11 descrive gli impatti cumulativi;
- il Capitolo 12 illustra le valutazioni conclusive.

2 LE MOTIVAZIONI DEL PROGETTO

2.1 SVILUPPO DEL CAMPO OLIO VEGA

Come già riportato nello SIA del Progetto Vega B presentato nel Luglio 2012 e nelle successive integrazioni e chiarimenti (da qui in avanti SIA 2012-2013) che ha ottenuto il Decreto VIA-AIA nell'Aprile 2015, il giacimento Vega è situato nell'off-shore siciliano Sud-Orientale, a circa 20 km a Sud del tratto di costa compreso tra Pozzallo e Marina di Ragusa (si veda la Figura 1.1 riportata in precedenza).

Il giacimento è costituito da due culminazioni separate da un'area di sella e delimitate verticalmente da un acquifero comune e molto potente (Edison, 2006a). Nella seguente Figura è rappresentata la mappa strutturale al top del giacimento Vega (Edison, 2015a).

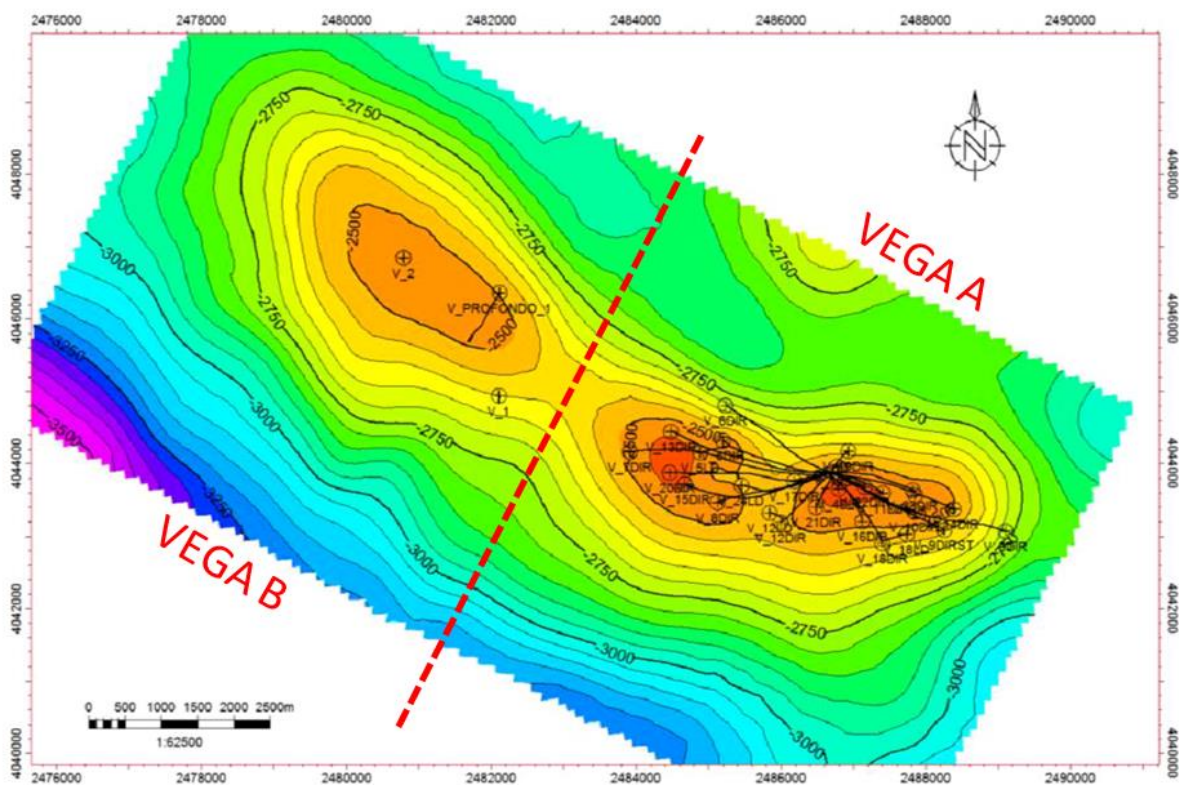


Figura 2.1: Giacimento Vega (Edison, 2015a)

La parte orientale del giacimento (Vega A nella figura) è stata sviluppata attraverso la perforazione di 26 pozzi ed è oggetto delle attività di coltivazione attualmente in atto. Di questi 26 pozzi, oggi 19 sono in produzione (15 in produzione continua, 4 discontinua). I restanti pozzi sono stati chiusi da tempo.

La parte occidentale (Vega B nella figura) è stata accertata con mineralizzazione ad olio tramite No. 3 pozzi esplorativi ("Vega 1" nel 1981, "Vega 1 profondo" nel 1992 e "Vega 2" nel 1982) ma non è stata ancora sviluppata (Edison, 2006a).

La coltivazione di tale parte del giacimento (Vega B) è prevista inizialmente (SIA 2012-2013 e Decreto VIA-AIA 2015) con la realizzazione iniziale di No. 4 pozzi inclinati (pozzi di tipo

direzionato, con profilo “slanted”, con inclinazione tale da consentire uno scostamento al target di circa 1,000-1,200 m rispetto alla testa pozzo). Nello stesso SIA 2012-2013 (Paragrafo 4.3) era indicato che *“In funzione degli esiti minerari della perforazione dei primi quattro pozzi di sviluppo di Vega B, potranno essere successivamente eseguite nuove perforazioni fino ad un massimo di 12 pozzi per sostenere i profili di produzione di Vega B”*. Nello stesso Decreto VIA-AIA 2015, come già riportato in introduzione, si specifica che *“per eventuali future attività, comprese nel titolo abilitativo rilasciato ma non ricomprese nel presente procedimento, occorrerà presentare una nuova istanza di VIA”*.

Nello SIA 2012-2013 il profilo preliminare di produzione annua previsto per il giacimento era pari a circa 6,400 barili/giorno (BOPD) con una produzione annuale iniziale (2016, anno in cui si prevedeva avviare la produzione) pari a circa 3,000 KSTB ed una produzione di circa 800 KSTB nel 2037.

Nel corso degli ultimi anni, in attesa dell’ottenimento del Decreto di compatibilità ambientale, Edison, tenendo conto del rafforzamento delle tecnologie e con l’obiettivo di ottimizzare il progetto sia di sfruttamento del giacimento sia in termini di performance ambientali ha proceduto a integrare la modellizzazione del giacimento Vega B per ottenere scenari di sviluppo aggiornati.

Lo scenario di sviluppo ottimale per Vega-B (limitato dal numero massimo di pozzi perforabili dalla piattaforma pari a 12) è quello ottimizzato (in termini di tipologia, ubicazione e sequenza produttiva dei pozzi) a 4+8 pozzi, non solo in termini redditività, di riserve di olio producibili e di profilo di produzione d’olio atteso, ma anche in termini di riduzione di rischio produttivo (Edison, 2015a).

Le riserve complessive dello scenario di sviluppo ottimizzato a 4+8 pozzi ammontano a circa 30.9 Milioni di barili (STBO), recuperabili in circa 22 anni a partire da Aprile 2019 (data assunta in base ai tempi di esecuzione del progetto e di completamento dell’iter autorizzativo).

Tali riserve corrispondono ad una produzione cumulativa media per pozzo di circa 2.6 Milioni STBO, in linea con la produzione cumulativa media storica dei pozzi di Vega-A (circa 2.7 Milioni STBO) su un analogo arco temporale.

Inoltre, fra i diversi scenari simulati, lo scenario ottimizzato a 4+8 pozzi è l’unico a consentire al Complesso Produttivo Vega A + Vega B di raggiungere valori di produzione giornaliera che si avvicinino ai valori attesi di 10,000 BOPD (massima capacità produttiva). Nell’ipotesi di partire con la produzione da Vega-B nell’Aprile 2019, i volumi di olio complessivamente producibili dalla concessione (Vega-A + Vega-B) nel prossimo periodo di vigenza decennale (2013-2022) sono pari a circa 15.1 Milioni STBO (7.4 MSTBO da Vega A + 7.7 MSTBO da Vega B, rispettivamente).

Nella configurazione Vega B con 12 pozzi sarà possibile estrarre dal giacimento un quantitativo di olio pari a circa il 60% quello estratto da Vega A nella sua intera storia produttiva mantenendo la produzione di olio nei limiti della capacità produttiva attualmente autorizzata con Decreto VIA-AIA per il complesso Vega A + B pari a 10,000 barili di olio /giorno.

Risulta utile evidenziare che lo stesso Decreto di proroga della concessione di coltivazione emanato in data 13 Novembre 2015 dal Ministero dello Sviluppo Economico (Prot. No. MS111/P/C.C6.EO) e riportato integralmente in Appendice B, riporta in premessa che:

“a fronte di una produzione cumulativa attuale di oltre 9,5 milioni di tonnellate di olio al 30.9.2014, la piattaforma "Vega B", collegata alla piattaforma madre "Vega A", completa il programma di sviluppo e coltivazione del giacimento concesso, ottimizzando il drenaggio delle riserve di olio dal giacimento su cui attualmente insiste la stessa piattaforma "Vega A", secondo un programma condiviso dei modi e nei tempi dal Ministero dello Sviluppo Economico;

I risultati degli studi minerari più recenti e le attuali possibilità tecnologiche rendono oggi interessante e fattibile la realizzazione della piattaforma satellite "Vega B" in condizioni di economicità;

La prosecuzione delle attività di produzione e lo sviluppo del campo attraverso la realizzazione della piattaforma "Vega B" rispondono pienamente al pubblico interesse per il completo sfruttamento del giacimento, tenuto conto anche dei vantaggi, in termini ambientali e minerari, derivanti dall'utilizzo delle più moderne tecnologie attualmente disponibili.

Le attività previste nel programma lavori non rientrano nei divieti introdotti dall'art. 2, comma 3, lett. h), del D.Lgs n. 128/2010 e ss.mm.ii, in quanto afferenti ad un titolo abilitativo già rilasciato alla data di entrata in vigore del medesimo D.Lgs n. 128/2010”.

2.2 MOTIVAZIONI DI CARATTERE AMBIENTALE E SOCIALE

Come evidenziato nel precedente Paragrafo, il Progetto in esame permetterà di garantire il razionale sfruttamento di idrocarburi dal giacimento Vega. Si stima che a partire dalla messa a regime del complesso produttivo Vega A + Vega B (2019) con i 12 pozzi (4 iniziali già autorizzati e 8 pozzi aggiuntivi oggetto del presente SIA) fino alla data di fine scenario previsionale (2041) si possa estrarre circa il 60% del quantitativo di olio estratto da Vega A nella sua intera storia produttiva.

La proposta progettuale di perforazione degli 8 pozzi aggiuntivi in continuità temporale con i precedenti 4 pozzi (autorizzati con Decreto VIA/AIA 2015) e l'utilizzo del medesimo impianto di perforazione permetteranno di:

- ottimizzare i tempi di perforazione, poiché si eviterà la ripetizione delle fasi di MOB/DEMOB dell'impianto di perforazione;
- ridurre le interazioni con l'ambiente in termini di:
 - ottimizzazione dell'approvvigionamento e utilizzo di materie prime e risorse,
 - produzione di rifiuti di perforazione (cuttings) a seguito della gestione per l'intera durata delle perforazioni del ciclo chiuso (impianto zero discharge) dei fanghi di perforazione,
 - interazione con i fondali marini in considerazione del fatto che non sarà ripetuta la fase di MOB/DEMOB dell'impianto di perforazione.

A fronte di un limitato e temporaneo impatto (come descritto nel dettaglio nel Quadro di Riferimento Ambientale del presente SIA) dovuto alla fase di perforazione è importante sottolineare anche che il Progetto proposto garantirà l'estensione temporale (ulteriori 22 anni) dell'attuale assetto occupazionale connesso alla presenza del Campo Vega. Il Distretto Operativo di Siracusa è infatti costituito da 8 persone mentre sulla piattaforma Vega A lavorano 12 persone, di cui 5 in turno (3 di giorno e 2 di notte) con cambio squadra ogni 14 giorni. Il lavoro indotto stabilmente creato dall'esercizio del Campo Vega è stimabile invece

con circa 40-50 ditte per la fornitura di servizi quali manutenzione, catering, servizi di trasporto (supply vessel e elicottero), servizi di ingegneria, monitoraggi, etc (per dare un ordine di grandezza del volume di lavoro creato dal Campo Vega si evidenzia che nel 2015 sono state registrate circa 160,000 ore di lavoro da ditte esterne).

Si segnala infine che:

- nel rispetto della vigente normativa ambientale, del quadro prescrittivo VIA e del Piano di Monitoraggio e Controllo AIA, è previsto un monitoraggio costante delle performance ambientali già in atto per la Piattaforme Vega A che sarà esteso alla futura Piattaforma Vega B;

le operazioni di pozzo saranno condotte nel pieno rispetto delle leggi e norme vigenti in materia di sicurezza, salute e ambiente ed in particolare in osservanza del recente D.Lgs 18 Agosto 2015, No. 145 (Attuazione della Direttiva 2013/30/UE sulla Sicurezza delle Operazioni in Mare nel Settore degli Idrocarburi e che modifica la Direttiva 2004/35/CE).

2.3 INQUADRAMENTO DEL MERCATO ENERGETICO

2.3.1 Mercato degli Idrocarburi - Situazione Mondiale

Il presente paragrafo riporta le principali previsioni proposte dalle principali agenzie internazionali e nazionali in materia di energia e petrolio.

Come riportato nella relazione Annuale 2015 dell'Unione Petrolifera (2015a), nel 2014 il petrolio si è confermato ancora una volta centrale nel soddisfare la domanda di energia a livello mondiale, mantenendo una quota sul totale intorno al 30%. Complessivamente le fonti fossili hanno soddisfatto oltre l'80% della domanda di energia primaria, con un'offerta apparsa in continuo aumento. Quanto alla domanda petrolifera mondiale, nel 2014 è stata rilevata una crescita contenuta (produzione media di 92.5 milioni barili/giorno) rispetto alla media dell'ultimo decennio con un incremento di circa 650,000 barili/giorno rispetto al 2013, grazie esclusivamente al contributo dei Paesi non-Ocse.

Per quanto riguarda gli scenari futuri, secondo l'Agenzia Internazionale per l'Energia (International Energy Agency, IEA) nel suo report "World Energy Outlook, 2015" (IEA, 2015) lo scenario previsto per i prossimi anni vedrà una crescita della domanda di petrolio fino al 2020, con un incremento medio annuo di 900,000 barili/giorno.

L'"International Energy Outlook 2015" (Energy Information Administration - EIA, 2015) in merito al consumo energetico prevede una proiezione in aumento con una crescita considerando il "Caso di riferimento" di 8.6×10^{15} Btu (8.9%), da 97.1×10^{15} Btu nel 2013 a 105.7×10^{15} Btu nel 2040 (Figura 2.1). Il consumo di prodotti petroliferi in tutti i settori nel 2040 è previsto essere invariato rispetto al 2013 e legato principalmente al settore dei carburanti.

Reference case, 1980-2040 (quadrillion Btu)

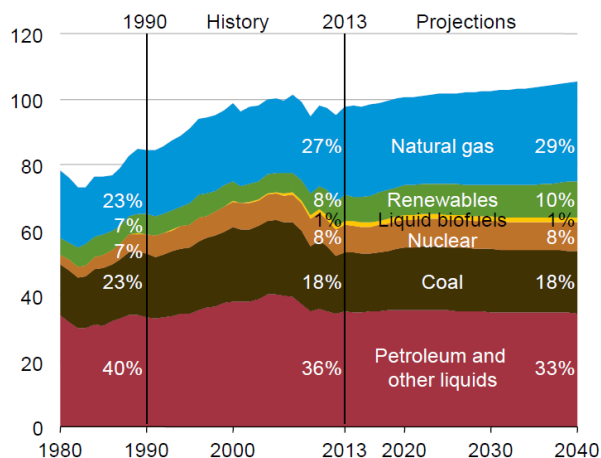


Figura 2.2: Consumo di Energia primaria per Carburante nel Caso di Riferimento, 1980-2040 (EIA, 2015)

Ancora, secondo IEA, a livello mondiale, per compensare il declino produttivo dei giacimenti esistenti e per mantenere la futura produzione ai livelli attuali, sarà dunque necessario investire annualmente 630 miliardi di dollari nell'upstream di petrolio e gas.

2.3.2 Mercato degli Idrocarburi - Situazione Nazionale

Come riportato nella relazione Annuale 2015 dell'Unione Petrolifera (2015a), nel 2014, così come negli ultimi anni, è proseguita la flessione dei consumi di energia, che si sono ridotti del 3.8%, fermandosi a 166.4 Mtep e così tornando sui valori dei primi anni '90.

Nel 2014 la produzione di greggio nel nostro Paese è risultata in crescita per il quinto anno consecutivo, registrando un aumento del 4.8% e toccando quota 5.7 milioni di tonnellate; il gas naturale ha invece segnato una ulteriore battuta di arresto, attestandosi sui 7.1 miliardi di metri cubi (-7.6%). Attualmente, la produzione di greggio nazionale rappresenta il 10.1% dei consumi nazionali, mentre quella di gas contribuisce all'11.5%.

Complessivamente, al momento sono attivi 894 pozzi eroganti, 92 centrali di trattamento a terra e 133 strutture a mare. Dai pozzi offshore sono stati estratti circa il 67% della produzione di gas e il 13% di quella di greggio.

In generale l'attenuarsi della crisi economica, insieme al contesto di prezzi finali in contrazione hanno frenato la discesa dei consumi di prodotti petroliferi, attestatisi nel 2014 a 57.6 milioni di tonnellate, con un calo del 4.4% in meno del 2013, rispetto al -6.2 e -9.6% del biennio precedente.

Alla luce di quanto sopra la realizzazione del progetto di sviluppo del Campo Vega B (che ha già ottenuto il Decreto di compatibilità ambientale) e l'implementazione di ulteriori 8 pozzi (in grado di garantire insieme ai 4 pozzi già autorizzati una produzione di circa 30.9 milioni di barili in 22 anni a partire dall'Aprile 2019¹) (Edison, 2015a) appare rivestire un ruolo fondamentale nell'assicurare i fabbisogni energetici del Paese

¹ data assunta in base ai tempi di esecuzione del progetto e di completamento dell'iter autorizzativo

soprattutto in considerazione del recente Decreto Legge “Sblocca Italia” DL 12 Settembre 2014, n. 133, che all’art. 38, come modificato dalla Legge 28 Dicembre 2015, No. 208, “Misure per la valorizzazione delle risorse energetiche nazionali”, primo comma, indica che *“Le attività di prospezione, ricerca e coltivazione di idrocarburi e quelle di stoccaggio sotterraneo di gas naturale sono di pubblica utilità”*.

Tale disposizione riprende e dà forza di legge alle scelte di politica energetica operate dal Governo con il Documento recante la Strategia Energetica Nazionale (SEN), approvato nel Marzo 2013 dal Ministero dello Sviluppo Economico e dal Ministero dell’Ambiente, del Territorio e del Mare (si veda a riguardo anche il Quadro di Riferimento Programmatico), nel quale lo sviluppo della produzione nazionale di idrocarburi, nel rispetto dei più elevati standards ambientali e di sicurezza internazionali, è incluso tra i sette obiettivi prioritari da realizzare entro il 2020. Com’è esplicitamente sottolineato in tale Documento, la piena valorizzazione delle risorse nazionali di idrocarburi, in uno scenario internazionale in cui le tradizionali fonti estere di approvvigionamento sono soggette a forti rischi di carattere geopolitico, mira a ridurre la dipendenza energetica del Paese e dunque a rafforzare la sua sicurezza.

3 LA PIANIFICAZIONE NEL SETTORE ENERGETICO

3.1 IL 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).

Recentemente il PEN è stato sostituito da un nuovo strumento di pianificazione energetica nazionale, denominato Strategia Energetica Nazionale (SEN), approvato con Decreto dell'8 Marzo 2013 che definisce gli obiettivi strategici, le priorità di azione e i risultati attesi in materia di energia.

La strategia energetica nel suo complesso è improntata su obiettivi quali (MATTM e MiSE, 2013):

- energia più competitiva in termini di costi a vantaggio di famiglie e imprese;
- raggiungimento degli obiettivi ambientali definiti dal Pacchetto europeo Clima-Energia 2020 (cosiddetto "20-20-20");
- maggiore sicurezza e indipendenza di approvvigionamento;
- crescita economica sostenibile attraverso lo sviluppo del settore energetico.

Il perseguimento di tali obiettivi, fissati nel medio-lungo periodo, ossia per il 2020 (principale orizzonte di riferimento del SEN), si basa sulla considerazione delle seguenti priorità:

- efficienza energetica;
- promozione di un mercato del gas più competitivo;
- sviluppo del settore elettrico;
- sviluppo sostenibile delle energie rinnovabili;
- ristrutturazione della raffinazione e della rete di distribuzione dei carburanti;

- **rilancio della produzione nazionale degli idrocarburi;**
- modernizzazione del sistema di governance.

In particolare, riguardo al rilancio della produzione nazionale degli idrocarburi, il SEN considera la possibilità di **incrementare la produzione di idrocarburi dall'attuale 10% al 20% dei consumi**, determinando:

- l'incremento di investimenti ed occupazione;
- la riduzione della bolletta elettrica;
- l'incremento di entrate fiscali.

Il progetto in esame prevede la realizzazione di 8 pozzi addizionali rispetto ai 4 del progetto originale di sviluppo del Campo Olio Vega B, che ha già ottenuto il decreto di compatibilità ambientale. Analogamente a quanto predisposto originariamente per lo Sviluppo del Campo Vega B, il presente progetto ricopre 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; tale nuovo sviluppo consentirà incrementare il profilo di produzione atteso di olio rispetto a quanto previsto originariamente. In tal senso il progetto potrà contribuire ancora di più al rilancio della produzione nazionale degli idrocarburi e contemporaneamente contribuire al raggiungimento degli obiettivi di sicurezza e indipendenza di approvvigionamento energetica.

In questo contesto, **l'ulteriore sviluppo del Campo Vega B trova una coerente collocazione.**

3.2 IL 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.

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

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 autoveicolare nelle città, potenziamento del trasporto merci su rotaia e mediante cabotaggio).

Per quanto riguarda le relazioni con il PEARS, il progetto in esame, anche in coerenza con quanto previsto dalla politica energetica nazionale, potrà contribuire ancora di più rispetto al progetto originario a:

- valorizzare le risorse energetiche non rinnovabili in coerenza con gli obiettivi della politica energetica nazionale;
- sviluppare il contesto economico/sociale del territorio siciliano;
- favorire le condizioni per una sicurezza degli approvvigionamenti e per lo sviluppo di un mercato libero dell'energia.

Il progetto, nel suo complesso, risulta coerente con le indicazioni del PEARS.

4 ASPETTI AUTORIZZATIVI

4.1 LA CONCESSIONE MINERARIA C.C6.EO

Il giacimento Vega ricade nella concessione di coltivazione denominata “C.C6.EO”, operata da Edison S.p.A. La concessione di coltivazione “C.C6.EO” è intestata alle società:

- Edison S.p.A. (60%, in qualità di rappresentante unico);
- eni S.p.A. (40%).

La concessione è delimitata dai vertici elencati nella seguente Tabella, nella quale sono riportate le rispettive coordinate geografiche (sito web UNMIG).

Tabella 4.1: Concessione Mineraria – Vertici (Sito Web UNMIG)

Vertice	Longitudine E (Greenwich)	Latitudine N	Vertice	Longitudine E (Greenwich)	Latitudine N
A	14° 35'	36° 38'	O	14° 42'	36° 29'
B	14° 37'	36° 38'	P	14° 35'	36° 29'
C	14° 37'	36° 37'	Q	14° 35'	36° 30'
D	14° 38'	36° 37'	R	14° 33'	36° 30'
E	14° 38'	36° 36'	S	14° 33'	36° 31'
F	14° 40'	36° 36'	T	14° 31'	36° 31'
G	14° 40'	36° 35'	U	14° 31'	36° 35'
H	14° 39'	36° 35'	V	14° 32'	36° 35'
I	14° 39'	36° 34'	Z	14° 32'	36° 36'
L	14° 38'	36° 34'	a'	14° 34'	36° 36'
M	14° 38'	36° 33'	b'	14° 34'	36° 37'
N	14° 42'	36° 33'	c'	14° 35'	36° 37'

In data 13 Novembre 2015 il MISE ha rilasciato il Decreto di Proroga decennale della Concessione di Coltivazione (28 Dicembre 2012 – 28 Dicembre 2022), contenente in Appendice B il Programma dei lavori approvato (si veda il seguente Paragrafo 4.2).

Il Decreto, in premessa, evidenzia che:

- **la prosecuzione delle attività di produzione e sviluppo del campo attraverso la realizzazione della piattaforma Vega B rispondono pienamente al pubblico interesse per il completo sfruttamento del giacimento, tenuto conto anche dei vantaggi, in termini ambientali e minerari, derivanti dall'utilizzo delle più moderne tecnologie attualmente disponibili;**

- le attività previste nel programma lavori non rientrano nei divieti introdotti dall'Art. 2, comma 3, lettera h) del D.Lgs. 128/2010 e s.m.i., in quanto afferenti ad un titolo abilitativo già rilasciato alla data di entrata in vigore del medesimo D.Lgs. 128/2010.

L'Art. 2 del Decreto di Proroga della Concessione del Novembre 2015 riporta il "Programma Lavori" come segue:

1. Il programma lavori consiste nella prosecuzione della coltivazione del campo e nel suo sviluppo, ottenuti mediante:

a) la continuazione della produzione dalla esistente piattaforma "Vega A", attraverso i pozzi già perforati;

b) la realizzazione della piattaforma satellite, collegata alla piattaforma madre "Vega A" e denominata "Vega B", dalla quale vengono perforati nuovi pozzi finalizzati alla ottimizzazione del drenaggio delle riserve, fino a un massimo di 12 unità.

2. La perforazione di nuovi pozzi dalla piattaforma "Vega B", anche se previsti nel programma dei lavori ma ulteriori rispetto a quelli già sottoposti a procedura di V.I.A., è soggetta a preventiva valutazione di compatibilità ambientale.

Proprio nell'ambito delle indicazioni dell'Art. 2 si inserisce il presente Studio di Impatto Ambientale volto all'avvio della procedura di VIA.

4.2 IL DECRETO VIA/AIA VEGA B (SIA 2012-2013 - 4 POZZI)

Il progetto "Sviluppo del Campo Vega B – Concessione di Coltivazione C.C6.EO" ha ricevuto la compatibilità ambientale con Decreto VIA-AIA No. 68 del 16 Aprile 2015. Tale Decreto costituisce anche l'Autorizzazione Integrata Ambientale (AIA) al successivo esercizio del complesso produttivo piattaforma Vega A e piattaforma Vega B nonché autorizza, sotto il punto di vista ambientale, la Piattaforma Vega A nell'attuale configurazione.

Per quanto riguarda il progetto di sviluppo, il Decreto autorizza, con prescrizioni, la realizzazione di una nuova piattaforma satellite fissa denominata Vega B di tipo non presidiato (ubicata a circa 6 km di distanza dall'esistente piattaforma Vega A), la perforazione da Vega B di No. 4 pozzi a singolo completamento, la posa di due condotte sottomarine, di lunghezza di circa 6 km ciascuna, congiungenti Vega B e Vega A, una per la ricezione del diluente e una per l'invio del greggio diluito (blend) su Vega A, la posa di due cavi elettrici sottomarini congiungenti Vega B e Vega A per la fornitura di energia elettrica e la realizzazione di alcuni adeguamenti impiantistici su Vega A.

Il Decreto VIA-AIA riporta in Allegato 1 il Quadro Prescrittivo. Le prescrizioni relative alla VIA sono elencate di seguito in tabella (il testo completo della prescrizione è riportato in Appendice A).

Tabella 4.2: Decreto VIA-AIA 2015 – Prescrizioni VIA

Codice	Oggetto
A1	Cronoprogramma Attività
A2	Tutela mammiferi marini (mitigazioni, MMO)
A3	Nuova VIA per indagini sismiche diverse da airgun
A4	Osservanza Ordinanze CP interessate
A5	1. Approfondire valutazione degli impatti per le attività di pesca; 2. prevedere adeguate forme di compensazione.
A6	1. Analisi di rischio delle condotte a mare DnV RP-F107 (in fase di progettazione esecutiva e prima dell'avvio dei lavori); 2. Rispetto della normativa internazionale DnV-OS-F101 "Submarine Pipeline System"
A7	1. redigere profili geologici dettagliati 2. analisi della sismicità locale legata ad attività tettonica
A8	Piano di monitoraggio degli effetti prodotti sull'ambiente marino e pesca dalla realizzazione ed esercizio delle opere (I contenuti del piano dovranno essere concordati con ISPRA)
A9	Campagna di monitoraggio ante-operam finalizzata ad aggiornare e confermare i dati già in possesso (Sedimenti Marini)
A10	1. Battitura dei pali: impiego di MMO (Marine Mammal Observer) 2. Protocollo sospensione/ritardo battitura in caso di avvistamento
A11	Scenario previsionale effetti sull'habitat marino in caso di incidente (perforazione, coltivazione, incendio), con valutazione danno, riparabilità, mitigazioni, compensazioni, e quantificazione dei costi per gli interventi
A12	Progetto di dismissione e ripristino con relativi costi (In fase di progettazione esecutiva e prima dell'avvio dei lavori)
A13	Piano operativo per lo svolgimento di attività di perforazione e requisiti
A14	Collaudo delle sealines: definire con ARPA Sicilia caratterizzazione delle acque, smaltimento o re-immissione in mare
A15	Composizione della lega metallica anodi sacrificali da sottoporre a ARPA Sicilia per eventuale monitoraggio ambientale sedimenti
A16	Relazione riassuntiva lavori realizzati e verifica Oneri Istruttori (0.5 per mille)
A17	Aggiornamento piano di emergenza antinquinamento
A18	Modalità di controllo ed eventuale presidio della nuova piattaforma Vega

L'assetto autorizzato del campo Vega (Piattaforma Vega A esistente e futura Piattaforma Vega B) è rappresentato nella Figura 1.1.

4.3 AUTORIZZAZIONE ALL'ESERCIZIO E CAPACITÀ PRODUTTIVA

L'esercizio definitivo del complesso Vega è stato autorizzato dal Ministero dell'Industria Commercio e Artigianato con Prot. No. 1040 del 15 Febbraio 1988.

Nella Documentazione allegata alla Domanda di AIA la capacità produttiva per il complesso produttivo da autorizzare (piattaforme Vega A e Vega B) la massima capacità produttiva per il Complesso Produttivo (Vega A+Vega B) è stata stimata cautelativamente pari a 10,000 barili/giorno (BOPD), pari alla somma delle portate dalle piattaforme Vega A e Vega B. Tali valori sono stati definiti considerando un margine cautelativo rispetto ai valori indicati nel profilo preliminare di produzione del giacimento.

Alla produzione di petrolio è associata quella di gas. Il rapporto tra gas prodotto e olio estratto, espresso in Gas Oil Ratio (GOR, misurato in Sm³ gas/m³ olio) è attualmente pari a

circa 9 (media 2015) . Il quantitativo di gas prodotto è quindi pari a circa 3,200-3,300 Nm³/giorno alla produzione effettiva (anno 2015).

Nella seguente Tabella sono riportate le produzioni annue di petrolio e di gas prodotti su Vega A registrate nel periodo 2009-2015 (UNMIG, scheda di dettaglio²). Si evidenzia che i valori relativi al 2009 riguardano il periodo di interruzione della produzione dovuto alla sostituzione del galleggiante FSO; la produzione è ripresa a fine 2009.

**Tabella 4.3: Piattaforma Vega A - Produzione Annuale di Petrolio e Gas
(Sito Web UNMIG)**

Anno	Produzione Olio (barili)	Produzione GAS (Sm ³)
2009	65,704	49,487
2010	1,305,294	964,691
2011	1,108,687	807,789
2012	1,013,542	858,956
2013	972,668	849,891
2014	896,279	937,130
2015 (*)	748,963	945,340

Nota: i valori di produzione sono stati desunti dalla scheda di dettaglio UNMIG e convertiti in barili assumendo un peso di volume di 0.15264 t/barile. (*) al 30 novembre 2015

² <http://unmig.sviluppoeconomico.gov.it/unmig/titoli/dettaglio.asp?cod=991>

5 DESCRIZIONE DELL'ASSETTO AUTORIZZATO

5.1 CARATTERISTICHE GENERALI DEL GIACIMENTO

Nel periodo 1978-80 è stato possibile, tramite l'acquisizione sismica, individuare la struttura del giacimento Vega e la sua estensione. Il giacimento Vega è stato scoperto tramite la perforazione del pozzo esplorativo Vega 1 (1980-81). Altri pozzi esplorativi (Vega 2, Vega 3 e Vega 1 Profondo) sono stati perforati negli anni 1982-1983 e 1992 per delineare la struttura e stimare l'estensione del giacimento.

Lo sviluppo del campo è avvenuto tra il 1983 e il 1987, anno in cui è iniziata la produzione di olio dalla piattaforma Vega A.

Dal giacimento si estrae olio ad alta densità: la mineralizzazione, infatti, è rappresentata da un olio pesante (15.4°API), sottosaturo (pressione di bolla 31 bar) e molto viscoso (punto di congelamento a 18° C).

Il giacimento (si veda la Figura 2.2) si trova ad una profondità sotto il livello del fondale marino variabile da 2,400 a 2,800 metri, ha una forma allungata con dimensione maggiore in direzione Nord-Nord-Ovest/Sud-Sud-Est di 14 km, una larghezza variabile da 1 a 2 km e si estende su una superficie di circa 28 km². Il contatto olio-acqua originario si trova ad una profondità di circa 2,750 m s.l.m .

5.2 ASSETTO IMPIANTISTICO ATTUALE (PIATTAFORMA VEGA A)

Gli impianti e le infrastrutture a servizio delle attività di coltivazione in corso per il campo Vega sono costituiti da:

- No. 19 pozzi attualmente produttivi;
- la piattaforma di estrazione, denominata "Vega A";
- un deposito galleggiante FSO ("Floating Storage and Offload") denominato "Leonis" ormeggiato ad una monoboa SPM ("Single Point Mooring");
- condotte sottomarine di collegamento tra la piattaforma e il galleggiante.

5.2.1 La Piattaforma Vega A

Vega A, rappresentata nella successiva Figura, è la più grande piattaforma petrolifera realizzata nell'Offshore italiano (Edison, 2009a).



Figura 5.1: Piattaforma Vega A

Le coordinate geografiche della piattaforma, riferite al Datum WGS84, sono riportate nella seguente Tabella (Edison, 2011e).

Tabella 5.1: Piattaforma Vega A - Coordinate Geografiche (Edison, 2011e)

Piattaforma	Latitudine WGS84	Longitudine WGS84
VEGA A	36° 32' 23.600" N	14° 37' 38.600" E

Il fondale marino, in corrispondenza della piattaforma, si trova a una profondità di circa 120 m.

La superficie complessiva della struttura è di circa 6.000 m²; la massima altezza sul livello del mare è di 58,7 m (sommità torcia).

La piattaforma Vega A è presidiata da un equipaggio che varia dalle 18 alle 28 persone per ciascuno dei due turni (12.00-24.00 e 24.00-12.00).

5.2.2 Il FSO "Leonis"

La piattaforma è collegata tramite condotte sottomarine al sistema di ormeggio SPM del deposito galleggiante FSO, situato a circa 2 km dalla piattaforma in direzione Nord. Le condotte sottomarine adibite al trasporto del diluente (linea da 8") e della produzione (linea da 6") hanno una lunghezza circa 2.5 km. Sono inoltre presenti due condotte sottomarine

originariamente dedicate al trasporto di acqua dalla piattaforma al SPM che risultano, però, attualmente non utilizzate.

Le coordinate geografiche dell'ormeggio SPM sono riportate nella seguente Tabella.

Tabella 5.2 : SPM - Coordinate Geografiche

Installazione	Latitudine WGS84	Longitudine WGS84
SPM	36° 33' 33,069" N	14° 38' 14,075" E

5.2.3 Attività in Corso

La piattaforma Vega A, alla quale afferiscono 21 pozzi di cui 15 in produzione regolare, 4 in produzione discontinua, 2 chiusi, attualmente (Dicembre 2015) produce circa 2,350 barili di greggio al giorno in condizione quasi anidre, ovvero contenendo la produzione di acqua associata al di sotto dell'1% di WC. Il greggio estratto dai pozzi viene trattato in piattaforma e diluito con gasolio al fine di prevenire la solidificazione dell'olio e favorirne il trasporto attraverso le condotte sottomarine fino al SPM ed il caricamento sulla nave di stoccaggio FSO, che funge da terminale per il caricamento delle navi cisterna che trasportano a terra il greggio prodotto.

Il blend (greggio+diluyente) viene inviato a un primo stadio di separazione, quindi attraverso uno scambiatore di calore a fascio tubiero (greggio/Hot Oil) per la fase di riscaldamento e l'invio nel separatore di secondo stadio, dove avviene una seconda separazione del gas. La produzione viene quindi inviata tramite le pompe di trasferimento attraverso le condotte sottomarine fino al FSO.

Il riscaldamento dell'olio diatermico (Hot Oil) viene effettuato da un generatore di aria calda (combustore) che utilizza come combustibile il gas a bassa pressione separato dall'olio greggio.

La parte eccedente di gas che non viene impiegata per usi di processo, viene bruciata in torcia.

La generazione di energia elettrica sulla piattaforma avviene mediante 4 gruppi generatori elettrici con motore diesel Caterpillar, da 1,150 kVA (920 kW) ciascuno (Edison, 2011h). Nelle normali condizioni operative sono in marcia 2 gruppi generatori, i rimanenti gruppi sono fermi come riserva (Edison, 2010a).

In caso di avaria dei generatori Caterpillar un generatore diesel di emergenza entra automaticamente in funzione per garantire la funzionalità delle apparecchiature essenziali (pompa acqua mare, compressore aria, pompa diluyente, pompa iniezione diluyente ad alta pressione, segnali ottici ed acustici, impianti di telecomunicazioni, sistemi di monitoraggio e di allarme, le luci di emergenza etc.). A bordo è inoltre presente un sistema di batterie di emergenza.

Il greggio prodotto dal Campo Vega viene inviato periodicamente tramite navi cisterna (shuttle tanker da 30,000-50,000 t e lunghezza fino a 180 m) alle raffinerie (di norma la raffineria eni di Gela).

L'accosto alla FSO Leonis delle petroliere avviene sul lato di dritta, con ormeggio in configurazione a coppia - "side to side" (Edison, 2010b).

L'approvvigionamento di gasolio diluente può essere effettuato con le stesse navi, dato che Vega A è in grado di accettare diluente con presenza di greggio del 5% circa.

Il gasolio e la nafta necessari come combustibile per i motori diesel e le caldaie possono essere riforniti sia da navi cisterna sussidiarie sia da bettoline.

5.3 ASSETTO FUTURO AUTORIZZATO (VEGA A + VEGA B)

Il progetto di sviluppo del campo olio Vega B, autorizzato con Decreto VIA-AIA dell'Aprile 2015 consiste in:

- realizzazione di alcune modifiche impiantistiche su Vega A, la principale delle quali è relativa alla sostituzione del sistema di generazione di energia elettrica con impianti maggiormente performanti di nuova generazione;
- realizzazione di una piattaforma fissa di tipo "minimum facilities", denominata "Vega B" con jacket in circa 130 m d'acqua, ubicata a circa 6 km di distanza da Vega A, in direzione Nord-Ovest;
- perforazione da Vega B di No. 4 pozzi iniziali a singolo completamento;
- posa di due condotte sottomarine congiungenti 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 produzione dei pozzi esistenti;
- posa di due cavi elettrici sottomarini congiungenti Vega B e Vega A per la fornitura di energia elettrica.

5.3.1 Adeguamento Impiantistico Piattaforma Vega A

Per fornire la potenza elettrica necessaria al funzionamento delle due piattaforme è prevista la sostituzione del sistema di generazione di energia elettrica esistente su Vega A con impianti maggiormente performanti di nuova generazione (da installare sempre su Vega A). Si prevede la dismissione dei 4 motori Caterpillar e l'installazione di nuovi motori secondo la seguente configurazione base (Edison, 2011h):

- No. 2 gruppi elettrogeni da 1,400 kVA, con motori alimentati con il gas di giacimento opportunamente trattato;
- No. 2 gruppi elettrogeni da 1,700 kVA, con motori diesel.

In alternativa potranno essere valutati gruppi elettrogeni di tipologia "dual fuel", in grado cioè di essere alimentati sia a gas di giacimento che a diesel, fermo restando che questa soluzione tecnica, in termini di emissioni in fase di esercizio, è del tutto analoga alla configurazione base sopra riportata.

Questa configurazione consentirà di massimizzare il recupero del gas di separazione dal greggio ai fini della generazione elettrica, minimizzando allo stesso tempo l'impatto sull'ambiente rispetto ad una soluzione con solo motori diesel, che comporterebbe invece la necessità di inviare a combustione in torcia tutto il gas di separazione non utilizzato per l'alimentazione del combustore.

Nella configurazione prescelta sarà previsto un recupero termico dai fumi di scarico; potrà inoltre essere previsto un ulteriore recupero termico dai circuiti dei motori (principalmente circuiti camicie olio ed intercooler), in modo da ridurre il carico termico che dovrà essere generato dal combustore.

Il quantitativo di gas in eccesso sarà inviato alla torcia esistente.

I motori a gas saranno normalmente eserciti a carico parziale, due in marcia in parallelo, in modo da sostenere i carichi elettrici di Vega A e Vega B. In caso di funzionamento di back-up anche i motori diesel, analogamente a quelli a gas, saranno eserciti a carico parziale (due in marcia in parallelo). I motori potranno essere eserciti anche in modalità combinata con un motore a gas e un motore diesel.

L'alimentazione delle utenze elettriche della piattaforma Vega B avverrà via cavo da Vega A.

Al fine di garantire il trattamento della produzione del giacimento Vega B, sulla piattaforma Vega A saranno, inoltre, necessarie alcune modifiche impiantistiche di seguito elencate:

- installazione di riser³ da 8" per trasferimento sul deck di produzione di Vega A del blend di Vega B;
- installazione di riser da 4" per trasferimento del diluente (flussante) da Vega A a Vega B;
- nuove pompe di trasferimento del flussante da Vega A a Vega B: esse saranno in configurazione 2 x 100% (1 spare) con una portata nominale di circa 20 m³/h;
- nuove pompe di trasferimento blend da Vega A a FSO Leonis: esse saranno in configurazione 3 x 50% (1 spare) con una portata complessiva pari a circa 40 m³/h ciascuna;
- integrazioni al sistema di telecomunicazione, controllo, ESD e F&G su Vega A per telecontrollare la piattaforma Vega B;
- interventi di tie-ins sulle tubazioni esistenti su Vega A per consentire di connettere la nuova linea di blend da 8" sul manifold di produzione di Vega A e per consentire il prelievo di flussante dal circuito esistente di Vega A per alimentare le nuove pompe di trasferimento flussante su Vega B.

Qualora nel corso del tempo non fosse più possibile produrre anidro, le eventuali acque di strato recuperate su Vega A, potranno essere re iniettate attraverso apposito pozzo iniettore nella stessa unità geologica di provenienza, previa richiesta e rilascio di apposita autorizzazione ministeriale (Edison, 2011d).

5.3.2 Piattaforma Vega B

Le coordinate di prevista ubicazione della piattaforma Vega B, in WGS84, sono indicate nella seguente Tabella (Edison, 2011b; 2011f; 2011i).

Tabella 5.3: Vega B - Coordinate Geografiche (Edison, 2011f)

VEGA B ⁽¹⁾	Latitudine	Longitudine
	36° 33' 20" N	14° 34' 22" E

Nota:

- (1) Coordinate riferite al Sistema di Riferimento WGS84, ottenute con conversione delle coordinate metriche in Gauss Boaga Est (Edison, 2011f) mediante software ReGeo.

³ Riser: tubazione che collega la piattaforma con un elemento a fondo mare.

Il fondale marino sottostante si trova a una profondità di circa 130 m (Edison, 2011f).

Si prevede l'installazione di una piattaforma fissa a quattro gambe dotata di sovra-struttura (deck) di tipo integrato in grado di contenere gli impianti minimi indispensabili per assolvere le funzioni essenziali della piattaforma, che sarà normalmente non presidiata ma dotata di modulo di sopravvivenza (da utilizzare in caso di impossibilità all'evacuazione della piattaforma causa maltempo/emergenza, adatto ad ospitare 8 persone per un massimo di 7 giorni e completo delle apparecchiature di distribuzione acqua per le docce, per i bagni e per la cucina e del sistema di climatizzazione) e di helideck.

La piattaforma Vega B è progettata per rispondere ai seguenti obiettivi:

- produzione e invio del greggio in multifase sulla piattaforma Vega A (dalla quale proverrà il diluente);
- garanzia che tutte le utilities necessarie per un normale funzionamento della piattaforma;
- produzione anidra (water cut⁴ < 1%), in analogia allo stato attuale della coltivazione del campo Vega;
- piattaforma non presidiata, controllata da Vega A e alimentata da Vega A con cavo elettrico sottomarino;
- configurazione strutturale in grado di ospitare un impianto di perforazione assistito da mezzo di appoggio (TAD). La piattaforma Vega B è anche dimensionata per ospitare impianti di perforazione tipo "Sundowner rig", interamente alloggiati sul piano superiore della piattaforma. Tali impianti potranno essere impiegati nel caso di interventi di work-over sui pozzi.

5.3.3 Pozzi Vega B

Per lo sviluppo iniziale del campo olio Vega B è prevista la perforazione di No. 4 pozzi iniziali di sviluppo a partire dalla nuova piattaforma Vega B che sarà ubicata sulla culminazione occidentale del giacimento.

L'obiettivo è la formazione geologica denominata "Siracusa" a 2,448 m di profondità effettiva (True Vertical Depth⁵, TVD) s.l.m.⁶.

I pozzi saranno direzionati con profilo tipo "slanted", ovvero con una inclinazione tale da consentire uno scostamento al target di circa 1,000-1,200 m rispetto alla testa pozzo di superficie.

Il profilo di tubaggio, comune a tutti i pozzi, sarà quello tipico dei pozzi Vega, cioè con il seguente schema:

- conductor pipe da 30" (o 26");
- casing superficiale da 18 5/8";
- casing intermedio da 13 3/8";
- casing di produzione da 9 5/8" al top della formazione Siracusa;
- foro da 8 1/2" non tubato attraverso la formazione produttiva.

⁴ Water cut: rapporto tra l'acqua ed il volume totale del fluido estratto dal giacimento.

⁵ True Vertical Depth: differenza di quota tra il punto di riferimento in superficie e il fondo pozzo.

⁶ s.l.m. = sotto il livello del mare

Il completamento sarà quello tipico dei pozzi del giacimento Vega, cioè da open hole (foro scoperto), con packer di produzione⁷ fissato a circa 1,200 m TVD nel casing da 9 5/8", senza sollevamento artificiale.

Come già evidenziato, nell'Istanza VIA-AIA di cui al Decreto VIA-AIA No. 68 del 15 Aprile 2015 era prevista, in funzione degli esiti minerari della perforazione dei primi quattro pozzi di sviluppo di Vega B, la possibile successiva perforazione di altri pozzi fino ad un massimo di 12 pozzi per sostenere i profili di produzione di Vega B.

5.3.4 Condotte Sottomarine

Per permettere il trasporto del greggio dalla nuova piattaforma Vega B alla piattaforma Vega A è prevista l'installazione di due condotte sottomarine, una per il trasporto del blend (olio + diluente) e una per il trasporto del diluente (proveniente da Vega A), che si miscierà all'olio prodotto in piattaforma (Vega B) per consentirne il trasporto su Vega A.

5.3.5 Cavi Elettrici

L'alimentazione elettrica di Vega B avverrà tramite No. 2 cavi sottomarini (uno in ridondanza rispetto all'altro) in media tensione a 6 kV.

I cavi saranno posati tra le due piattaforme Vega A e Vega B, ad una distanza di circa 20-25 m dalle condotte sottomarine.

⁷ Packer di produzione: elemento utilizzato per separare due sezioni del pozzo, è dotato di elementi elastici di tenuta in gomma per la tenuta idraulica e di cunei di ancoraggio per la tenuta meccanica

6 IL PROGETTO DI PERFORAZIONE (8 POZZI ADDIZIONALI) E LE SUE ALTERNATIVE

6.1 STUDIO DI GIACIMENTO 2013

A fine 2013 è stato concluso il nuovo studio di giacimento (Edison, 2015a) basato su un'aggiornata interpretazione dell'assetto strutturale e geologico del campo e della distribuzione delle fratture. La nuova interpretazione sismica resasi recentemente disponibile ha permesso di stimare un ragguardevole aumento del volume di roccia serbatoio al di sopra del contatto olio-acqua e una notevole riduzione dell'area di sella posta tra le culminazioni di Vega A e Vega B e della originaria separazione strutturale tra le due zone.

Sulla base dei risultati delle simulazioni effettuate sono state tratte le conclusioni tecniche ed operative che, tenendo conto del rischio associato all'estremo livello di eterogeneità del giacimento, hanno definito le possibili strategie tecniche ed economiche di sviluppo dell'area di Vega-B.

Gli studi effettuati hanno permesso di verificare che gli scenari di sviluppo ottimali prevedono la realizzazione di un totale di 12 pozzi ad elevata deviazione (fino a sub-orizzontali).

Le riserve complessive ammontano a circa 30.9 Milioni STBO, recuperabili in circa 22 anni a partire da aprile 2019 (data assunta in base ai tempi di esecuzione del progetto e di completamento dell'iter autorizzativo).

Tali riserve corrispondono ad una produzione cumulativa media per pozzo di circa 2.6 Milioni STBO, in linea con la produzione cumulativa media storica dei pozzi di Vega-A (circa 2.7 Milioni STBO) su un analogo arco temporale.

Inoltre, fra i vari scenari simulati, tale scenario ottimizzato a 12 pozzi è l'unico a consentire una produzione che si avvicini alla produzione massima di 10,000 BOPD per il Complesso Produttivo Vega A + Vega B.

In conclusione, lo scenario di sviluppo ottimale per Vega B (fermo restando il numero massimo di pozzi perforabili) è quello ottimizzato (in termini di tipologia, ubicazione e sequenza produttiva dei pozzi) a 12 pozzi, di cui i primi 4 rappresentano quelli a maggior potenziali produttivo e nel pieno rispetto delle prescrizioni previste nel Decreto VIA-AIA 2015, non solo in termini di redditività, di riserve di olio producibili e di profilo di produzione d'olio atteso, ma anche in termini di riduzione di rischio produttivo e soprattutto di impatto ambientale (Edison, 2015a).

6.2 DESCRIZIONE GENERALE DEL PROGETTO

Come riportato in introduzione il Progetto oggetto del presente SIA prevede la perforazione di 8 pozzi addizionali a partire dalla nuova piattaforma Vega B autorizzata con Decreto VIA-AIA Aprile 2015. Si evidenzia già in questa sezione introduttiva che i nuovi 8 pozzi saranno perforati in modo del tutto analogo ai 4 pozzi già autorizzati.

La perforazione in continuità temporale con i precedenti pozzi e l'utilizzo del medesimo impianto di perforazione permetteranno di ottimizzare i tempi e di limitare le interazioni con l'ambiente legate in particolare alle fasi preliminari di MOB/DEMOB dell'impianto stesso, l'utilizzo di materie prime e la produzione di rifiuti di perforazione (ottimizzazione del ciclo chiuso dei fanghi di perforazione per l'intera fase di perforazione dei pozzi, 4 già autorizzati

e successivi 8 pozzi oggetto del presente SIA).L'obiettivo minerario dei nuovi pozzi, analogamente ai pozzi già autorizzati, è costituito dalla F.ne "Siracusa" localizzata a circa 2,470-2,510 m di profondità effettiva (TVD ssl , a secondo la conformazione del top del giacimento.

La formazione sarà interessata dal tratto di foro scoperto, con andamento sub-orizzontale di diametro 8 1/2" e lunghezza da definire secondo la reale situazione, assunta per gli scopi del programma preliminare di perforazione, di circa 550-600 m.

Il profilo di tubaggio, comune a tutti i pozzi, sarà quello tipico dei pozzi Vega (si veda il Paragrafo 5.3.3). Anche il completamento è quello tipico dei pozzi Vega, con packer di produzione fissato nel casing da 9 5/8", senza sollevamento artificiale.

Le attività di perforazione e completamento si intendono condotte in simultanea con le operazioni di produzione e/o testing dei pozzi già completati.

Nelle seguenti Tabelle sono riportati i dati di progetto relativi ai parametri caratteristici PVT dell'olio, ai dati preliminari di produzione per pozzo e alla composizione del greggio attesi (Edison, 2011b).

Tabella 6.1: Parametri PVT dell'Olio (Edison, 2015a)

Parametri PVT	
Condizioni di giacimento: P – T @ datum di 2440 m s.l.m.	250.9 kg/cm ² 93 °C
Densità olio	15.4° API
Viscosità olio @ Res. Cond.	60-160 cP

Tabella 6.2: Dati Preliminari di Produzione per Pozzo (Edison, 2016)

Produzione per Pozzo	
Portata massima (dipendente dal pozzo considerato)	Da 230 a 2,800 barili/giorno
Portata minima	~70-370 barili/giorno
Water cut	1% ⁸
GOR	5-10 Sm ³ gas/m ³ olio

⁸ Greggio quasi anidro in analogia con l'attuale coltivazione del campo olio Vega A

6.3 DESCRIZIONE DELLE ATTIVITÀ DI PERFORAZIONE

6.3.1 Cronoprogramma e Fasi di Lavoro

Per la perforazione ed il completamento degli 8 pozzi si stimano cautelativamente circa 626 giorni complessivi di lavoro, suddivisi come illustrato in Tabella 6.3.

Tabella 6.3: Cronoprogramma Perforazione 8 Pozzi Addizionali

Fase di Lavoro	Giorni			
	Vari	Perforazione	Test/ Completamento	Totale
Installazione Impianto (*)	10	--	-	10
Perforazione e completamento	--	522	75	597
Disinstallazione Impianto (**)	10	--	--	10
Contingenza Meteo "Contingent WOW" (***)	9	--	--	9
Totali	29	522	75	626

Note:

(*) Per il TAD, arrivo a 500 m dalla piattaforma, ormeggio & installazione Derrick Set; Per il jack up, approccio da 500 m dalla piattaforma, jacking up, skid e preparazione.

(**) Per il TAD, disinstallazione Derrick Set, disormeggio e move off a 500 m dalla piattaforma; Per il jack up, general rig/down, jacking down e move off a 500 m dalla piattaforma.

(***) dato per operazioni con Jack-up; Per un TAD, data la tipologia di impianto, si assume un WOW "Wait(ing) On Weather" di circa 32 giorni (tempi totali per TAD: 649.5 giorni stimati).

Si evidenzia tuttavia che i tempi stimati includono anche le fasi di presa in carico e di rilascio dell'unità di perforazione (500 m dalla piattaforma), che nello scenario di continuità temporale proposto non dovranno essere considerati.

6.3.2 Area di Lavoro

La perforazione degli 8 pozzi addizionali avverrà dalla Piattaforma Vega B analogamente ai 4 pozzi iniziali già autorizzati.

6.3.3 Caratteristiche dell'Impianto di Perforazione

Le attività di perforazione e completamento saranno condotte in simultanea con le operazioni sui pozzi già autorizzati.

La Piattaforma Vega B sarà in grado di ricevere sia unità di tipo TAD (Tender Assisted Drilling) sia unità di tipo Jack-up. In analogia a quanto previsto per il primi 4 pozzi, si descrivono di seguito – come scenario di riferimento – le caratteristiche principali dell'unità TAD di tipo semi-sub, self-erecting ritenuta rappresentativa ai fini della valutazione degli impatti (Edison, 2011m) (si veda il successivo Paragrafo 6.6 per la descrizione delle alternative).

**Tabella 6.4: Caratteristiche Tecniche Impianto Perforazione Tipo TAD
(Edison, 2011m)**

Caratteristica	U.M.	Valore
TAD		
Tipologia unità		TAD di tipo Semi-sub, self-erecting in configurazione "Zero discharge"
Classe		+A1 Column Stabilized Unit
Lunghezza	m	circa 95
Larghezza	m	circa 36
Altezza	m	circa 27
Stazionamento		con ancore (circa 125 m WD)
Consumo medio di combustibile (Fase di Perforazione)	m ³ /d	circa 14
Profondità Operativa	m	> 130
Helideck		per Sikorsky S61
Alloggio		120-140 operatori
Stoccaggio diesel fuel	m ³	circa 1,000
Stoccaggio drilling water	m ³	circa 1,700
Stoccaggio acqua potabile	m ³	circa 500
Stoccaggio fango	m ³	circa 500
Pompe fango (mud pumps)		Ottimale 3 pompe da 1,600 HP ognuna
Sistema circolazione alta pressione	psi	5,000
Silos per barite (capacità totale)	m ³	circa 180
Silos per cemento (capacità totale)	m ³	circa 180
Potenza totale installata	kW	6,500
Deck Set Package (DSP)		
Derrick Static HL capacity	ton	minimo 450 ton (1,000 kips)
Nominal drilling Capacity w/ 5" DPs	m	6,000
Top drive		si (tipo TDS-4), minimo 1,000 HP

Caratteristica	U.M.	Valore
Drawworks	HP	minimo 2,000 HP
Rotary type e carico statico	"/ton	37 ½" 726 ton
Stand Pipe size & rated press.		4 1/16" 5,000 psi
Shakers		No. 4, capacità per 850-900 gpm
Diverter ⁹		29 ½" - 500 psi (c/w overshot installation)
21 ¼" BOP Stack ¹⁰		1 anulare 21 ¼" – 2,000 psi 2 a ganasce 21 ¼" – 2,000 psi (w/ shearing capacity)
12 5/8" BOP Stack		1 anulare 13 5/8" – 5,000 psi 1 a singola ganascia 13 5/8" – 10,000 psi 2 a doppia ganascia 13 5/8" – 10,000 psi (one set of rams w/ shearing capacity)
Sistema di controllo BOP		Unità principale, pannello di comando remoto su piattaforma e tender
Choke&kill Manifold ¹¹		4 1/6" – 10,000 psi WP
Number of DSP lifts		12-16
Max DSP lift weight	ton	circa 700

Nota:

Per quanto riguarda la scelta dell'impianto di perforazione, è possibile considerare impianti di tipo "Jack Up" di tipologia "High Specification" ovvero adatti alle grandi profondità (si veda il Paragrafo 6.6).

- ⁹ Sistema di sicurezza usato per allontanare dal pozzo i fluidi che ne fuoriescono in caso di eruzione, all'inizio della perforazione, quando non sono ancora montati i dispositivi di sicurezza (BOP Stack)
- ¹⁰ Dispositivo di sicurezza installato sulla testa pozzo per la prevenzione e il controllo delle eruzioni (blowout) durante le operazioni di perforazione, completamente e workover. La sua azione è di chiudere il pozzo, sia esso libero che ingombrato da attrezzature. Il controllo dell'ingresso in pozzo dei fluidi di strato avviene principalmente in modo idraulico gestendo in modo appropriato il fluido di perforazione (fango). Quando il controllo idraulico si rivela insufficiente, viene attivato il BOP per isolare meccanicamente il pozzo dall'ambiente esterno e per ripristinare le condizioni idrauliche di sicurezza indispensabili per la continuazione delle operazioni.
- ¹¹ Choke Manifold: insieme di tubi, valvole e ugelli per circolare il fango con BOP chiuso in caso di ingresso in pozzo di fluidi di strato a maggior pressione. Kill a well: controllare la pressione dei fluidi di strato e neutralizzarla contrastandola idrostaticamente con un fluido di opportuna densità ("kill mud"); tale operazione viene effettuata a BOP chiuso e circolazione attraverso il Choke Manifold.

Nelle seguenti Figure si mostrano i 2 principali tipi di TAD:

- “Barge”, cioè con scafo galleggiante, generalmente a fondo piatto;
- “Semi-submersible”, costituito da pontoni e colonne che sostengono il ponte principale.



Barge



Semi-Submersible

Figura 6.1: Principali Tipi di TAD

In aggiunta al TAD saranno impiegati mezzi navali per il trasporto, la movimentazione e le attività di carico e scarico di materiali ed attrezzature. In particolare, i mezzi navali saranno impiegati saranno del tipo “all purpose vessel” ossia, in grado di svolgere allo stesso tempo le funzioni di tug (rimorchiatore), supply vessel (trasporto materiali e forniture) e oil recovery ship (mezzo per l’eventuale recupero di olio in caso di sversamenti accidentali). Si può prevedere, in particolare, l’impiego di circa 2 unità AHT (“Anchor Handling Tug vessel”) per la movimentazione ancore e di un supply vessel.

6.3.4 Sequenza Operativa della Perforazione

6.3.4.1 Mob/Demob

Come anticipato sopra gli 8 pozzi addizionali saranno perforati dallo stesso impianto di perforazione previsto per i 4 pozzi già autorizzati. La perforazione in continuità temporale con i precedenti pozzi e l’utilizzo del medesimo impianto di perforazione permetteranno di

ottimizzare i tempi e di limitare le interazioni con l'ambiente legate in particolare alle fasi preliminari di MOB/DEMOB dell'impianto stesso.

In generale le attività di Mob/demob comprenderanno il rimorchio (wet towing) o il trasporto (dry towing) in postazione e quindi l'ancoraggio dell'unità vicino alla Piattaforma Vega B da dove saranno perforati i pozzi. Tali attività sono già state valutate positivamente nel Decreto VIA-AIA No. 68/2015.

6.3.4.2 Perforazione del Pozzo Tipo

Le operazioni principali che costituiscono la fase di perforazione sono di seguito elencate:

- accettazione dell'impianto in piattaforma e preparativi per la perforazione (confezionamento dello "spud mud"¹², kill mud, etc);
- installazione e test del diverter 29 1/2" da 500 psi sul conductor pipe già predisposto durante l'installazione della piattaforma;
- perforazione con scalpello 24" da fondo mare a circa 350 m TVD s.l.m. con l'impiego di spud mud (per le caratteristiche dei fanghi si veda il precedente Paragrafo 6.2.5);
- tubaggio del casing da 18 5/8" fino a circa 350 m TVD s.l.m. e cementazione in risalita fino a fondo mare;
- sollevamento del diverter e taglio del conductor pipe e del casing da 18 5/8" a misura per l'installazione della flangia base da 21 1/4" – 2,000 psi;
- installazione e prova a pressione della flangia base 21 1/4" da 2,000 psi; installazione e test del BOP stack da 21 1/4" 2,000 psi;
- composizione della batteria di perforazione per il foro da 17 1/2" e discesa in pozzo per il fresaggio del collare e della scarpa¹³ del casing 18 5/8";
- ripresa della perforazione con lo scalpello da 17 1/2"; nel corso della perforazione di questa sezione di foro verrà eseguita la deviazione dei pozzi. Il fango di perforazione potrà essere a base acqua o, alternativamente a base olio Low Toxicity, con proprietà inibenti all'idratazione delle argille e con buona capacità di trasporto dei detriti perforati;
- perforazione del foro da 17 1/2" fino alla prevista profondità finale di circa 1,100-1,150 m TVD-s.l.m.;
- predisposizione per il controllo di perdite di circolazione, anche severe, che potrebbero verificarsi durante la perforazione delle formazioni "Ragusa" e/o "Amerillo";
- circolazione al fondo di fango condizionato per l'esecuzione dei log elettrici (se previsti);
- tubaggio del casing 13 3/8" a circa 1,100-1,150 m TVD-s.l.m. e cementazione con risalita a fondo mare o entro la scarpa del casing precedente;
- sollevamento del BOP stack da 21 1/4" e taglio del casing a misura per l'installazione del casing spool 21 1/4" 2000 x 13 5/8" 3000 psi e esecuzione dei test di tenuta;
- installazione e prova a pressione del BOP stack da 13 5/8" 5000 psi (o superiore, secondo la dotazione dell'impianto);

¹² Spud mud: fango utilizzato per la perforazione della prima parte di pozzo

¹³ Casing shoe: fondello o parte terminale del casing, sagomata per facilitarne la discesa. Generalmente dotata di un foro per il passaggio di fango o cemento.

- composizione della batteria di perforazione per il foro da 12 ¼” e discesa in pozzo per il fresaggio del collare e della scarpa del casing da 13 3/8”.
- ripresa della perforazione con lo scalpello da 12 ¼”; in genere, nel corso della perforazione di questa sezione di foro sarà completata la prima fase di deviazione dei pozzi che proseguirà ad inclinazione costante fino al punto in cui si aumenterà l’inclinazione onde consentire, con la successiva sezione di foro da 8 ½”, di entrare nella Formazione Siracusa con una inclinazione tale da poter proseguire con traiettoria orizzontale o sub orizzontale;
- il fango di perforazione, analogamente alle precedenti fasi di perforazione, potrà essere a base acqua o, alternativamente a base olio Low Toxicity con proprietà inibenti dell’idratazione delle argille e con buona capacità di trasporto dei detriti perforati.
- perforazione del foro da 12 ¼” fino alla prevista profondità per il casing 9 5/8”, a circa 2480 m TVD-s.l.m.. L’effettiva profondità per il casing da 9 5/8” sarà definita sulla base delle correlazioni geologiche, tese a definire con esattezza il top della formazione “Siracusa”;
- predisposizione del controllo di potenziali perdite di circolazione, anche severe, che potrebbero verificarsi durante la perforazione delle formazioni “Buccheri” ed al top della formazione “Ragusa”;
- circolazione al fondo di fango condizionato per l’esecuzione dei log elettrici (se previsti);
- tubaggio del casing da 9 5/8” alla profondità finale e cementazione con risalita del cemento adeguata ad assicurare il buon isolamento della scarpa del casing al di sopra della formazione Siracusa;
- sollevamento del BOP stack da 13 5/8” e taglio del casing a misura per l’installazione del tubing spool da 13 5/8”-3,000 psi o 11”-3,000 psi, eseguendo i test di tenuta;
- re installazione e prova a pressione del BOP stack da 13 5/8”;
- composizione della batteria di perforazione per il foro da 8 ½” e discesa in pozzo per il fresaggio del collare e della scarpa del casing da 9 5/8”;
- ripresa della perforazione con lo scalpello da 8 ½” con lo stesso fango utilizzato per il precedente foro, nel caso si utilizzasse fango a base acqua, oppure sostituendo il fango a base olio Low Toxicity con un fango a base acqua; in casi contingenti si ipotizza l’utilizzo di fanghi a base olio Low Toxicity anche in questa fase. Sono possibili perdite totali di circolazione nella perforazione della formazione Siracusa; in tal caso si procederà a perforare in perdita con acqua di mare;
- perforazione del foro da 8 1/2” fino alla profondità finale del pozzo; la perforazione di questa sezione attraverserà la parte superiore della formazione Siracusa in orizzontale o con andamento sub-orizzontale. L’effettiva profondità finale sarà definita sulla base delle correlazioni geologiche e sulle effettive condizioni del reservoir carbonatico.
- registrazione dei log elettrici come e dove richiesto dal programma geologico;
- prosecuzione delle operazioni con il completamento del pozzo.

Il completamento sarà di tipo singolo senza sollevamento artificiale, con il packer di produzione¹⁴ fissato nel casing di produzione da 9 5/8" alla profondità che sarà definita sulla base delle risultanze dello studio di flow assurance. Il pozzo sarà dotato di valvola di sicurezza (Surface Controlled Sub-Surface Safety Valve - "SCSSSV") posta circa 50 m sotto il fondo mare.

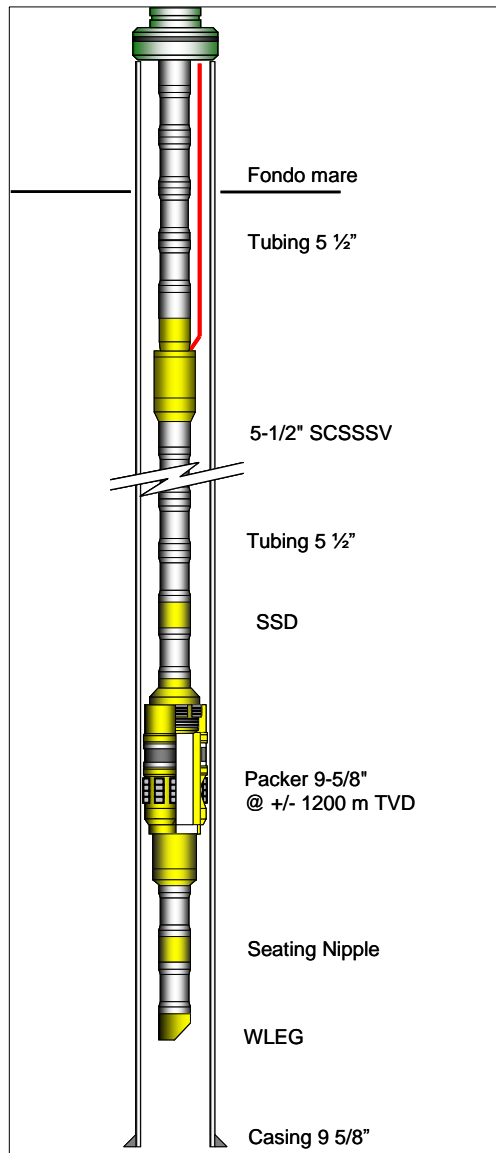


Figura 6.2: Schema di Completamento del Pozzo (Edison, 2015b)

Per l'esecuzione delle operazioni di perforazione è previsto l'utilizzo delle tipologie di fango a base acqua e Base Olio Low Toxicity ("LTOBM").

¹⁴ Packer di produzione: elemento utilizzato per separare due sezioni del pozzo, posizionato mediante la batteria di perforazione o con il tubing di produzione. E' dotato di elementi elastici di tenuta in gomma per la tenuta idraulica e di cunei di ancoraggio per la tenuta meccanica

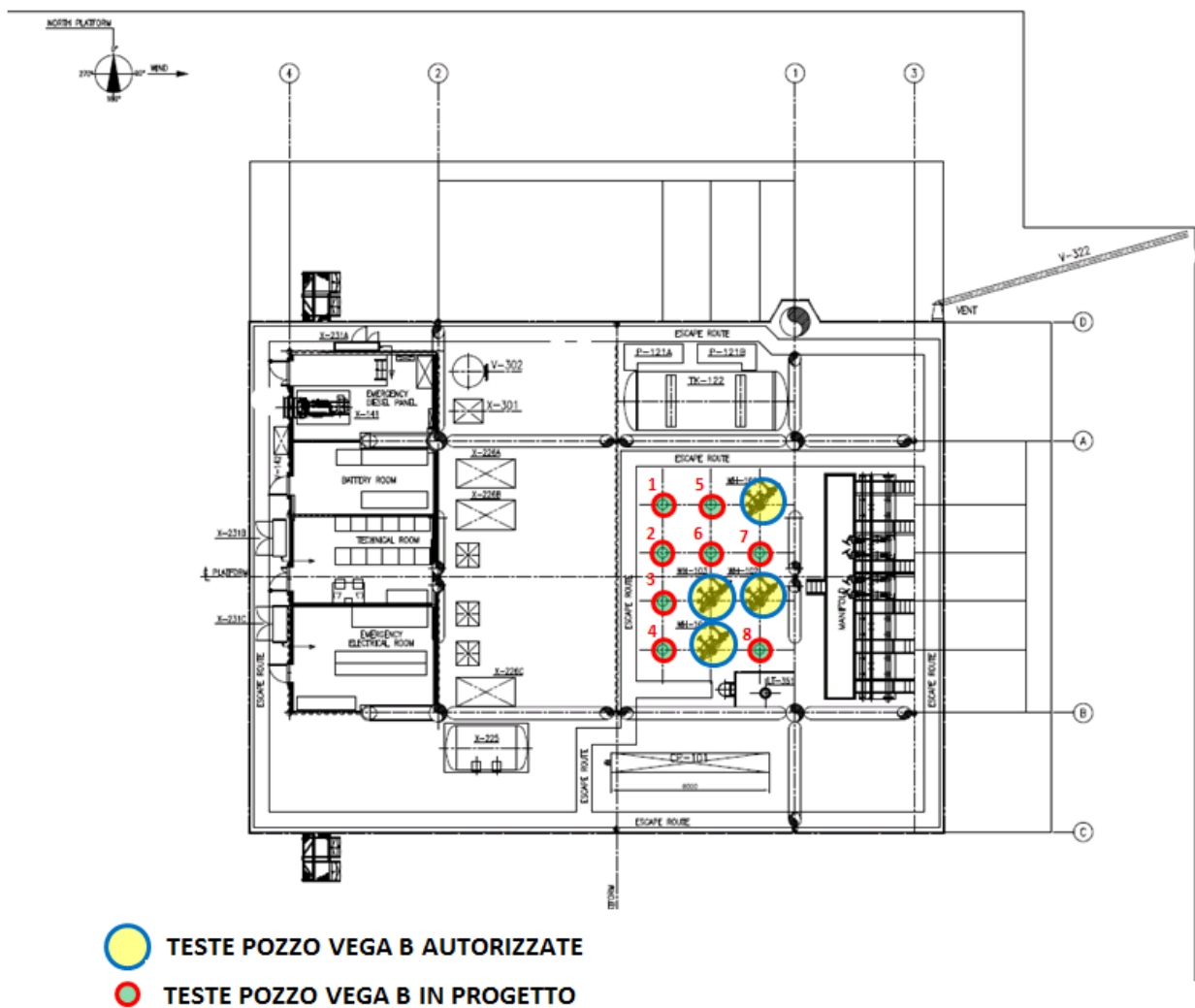
6.3.5 Testa Pozzo e Apparecchiature di Sicurezza

La tipologia di testa pozzo prevista per gli ulteriori 8 pozzi della piattaforma Vega B è la medesima già descritta nel Progetto 2012-2013 che ha ottenuto il Decreto di Compatibilità Ambientale.

Si evidenzia che le teste pozzo e le croci di produzione degli 8 pozzi aggiuntivi andranno ad affiancare le 4 già precedentemente perforate ai sensi del Decreto VIA 2015.

Nella seguente Figura si mostra il layout della Piattaforma Vega B come autorizzata in cui sono indicate le 4 teste pozzo previste nel Progetto 2012-2013 e quelle oggetto del presente SIA (il layout della Piattaforma Vega B è stralciato dall'Allegato C.9 dell'AIA).

VEGA B (MEZZANINE DECK)



Nota. La numerazione delle 8 teste pozzo in progetto è indicativa

Figura 6.3: Localizzazione Teste Pozzo in Progetto

La Figura seguente illustra una configurazione di testa pozzo tipo “Split-Compact”. In alternativa potrebbe essere utilizzata una testa pozzo di tipo “API” flangiata. La “split-compact” presenta alcuni vantaggi operativi mentre dal punto di vista funzionale entrambe le tipologie sono assimilabili.

In sostanza la testa si compone di una “Drilling Section”, dove sono alloggiati i casing che compongono il profilo del pozzo, e di una croce di produzione (“X-mas Tree”) che, con il Tubing di Produzione, ha la funzione di portare in superficie i fluidi di strato prodotti.

La pressione di esercizio nominale sia della testa pozzo che della croce di produzione sarà di 3,000-5,000 psi (max circa 340 atm).

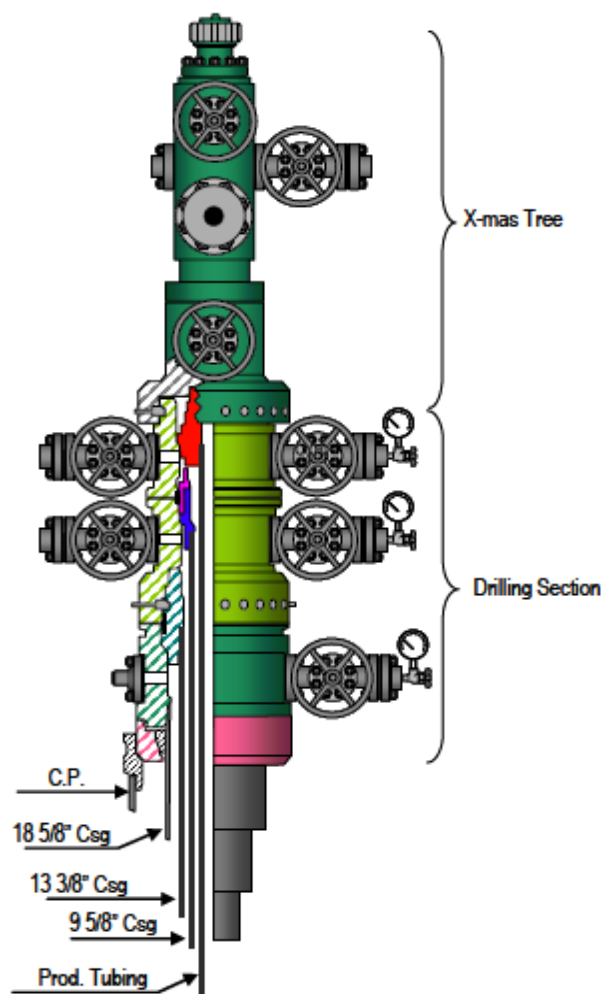


Figura 6.4: Vega B - Testa Pozzo (Edison, 2015b)

Le diverse configurazioni delle apparecchiature di sicurezza che verranno installate sulla testa pozzo durante le varie fasi di perforazione sono illustrate nella Figura seguente (Edison, 2015).

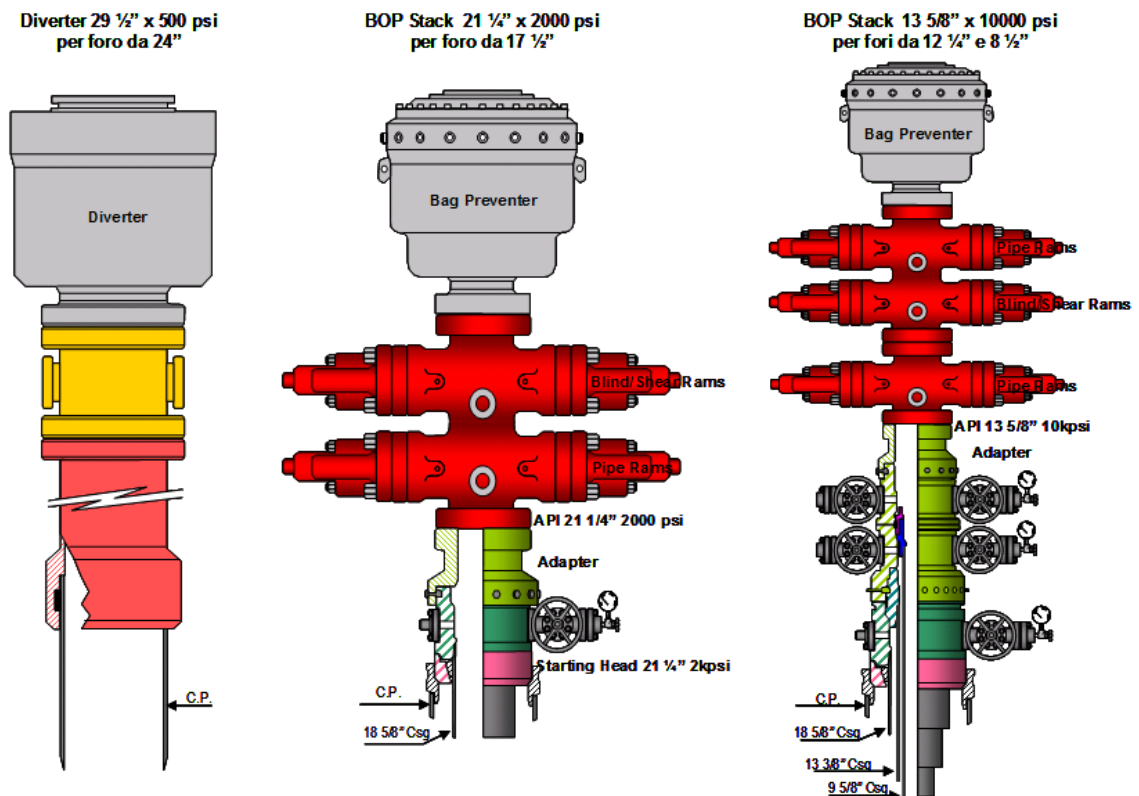


Figura 6.5: Apparecchiature di Sicurezza sulla Testa Pozzo in Fase di Perforazione (Edison, 2015b)

6.3.6 Gestione dei Fluidi di Perforazione

Tutte le attività di perforazione e completamento avverranno senza che nessun prodotto derivante da queste attività sia scaricato in mare (configurazione “zero discharge”). L’impianto di perforazione e le operazioni saranno progettati ed eseguite al fine di ottenere questo risultato.

La circolazione in pozzo dei fluidi di perforazione si realizza con un sistema chiuso, dove i fluidi sono riciclati dopo essere stati puliti dai detriti/impurità.

I detriti e reflui sono raccolti in appositi contenitori impermeabili che vengono poi trasferiti a terra per l’ulteriore trattamento ed il conferimento finale in discariche autorizzate.

Lo stesso vale per i liquidi esausti o in eccesso a fine lavori. Questi verranno inviati a terra con le cisterne di cui saranno dotati i mezzi marini di supporto da dove, con autobotti, saranno conferiti ai centri di trattamento, qui trattati fino a rientrare nei parametri di legge per poi essere smaltiti in accordo con le leggi ed i regolamenti.

6.4 FASE DI PRODUZIONE

La produzione degli 8 pozzi addizionali sarà inviata sulla piattaforma Vega A insieme alla produzione dei primi 4 pozzi, secondo le modalità descritte nel SIA 2012 ed autorizzate dal Decreto VIA/AIA del 20165.

Come indicato nello SIA 2012-2013 la produzione del campo olio Vega è quasi anidra (Edison, 2011d).

La perforazione degli 8 pozzi addizionali non comporterà alcuna modifica nelle modalità di gestione delle acque di produzione.

6.5 DISMISSIONE DELLE OPERE A FINE ESERCIZIO

Le operazioni da eseguire per la dismissione del campo olio Vega B sono invariate rispetto a quanto descritto nello SIA 2012-2013 e autorizzato con Decreto VIA-AIA Aprile 2015.

L'operazione di chiusura degli ulteriori 8 pozzi sarà realizzata in modo analogo a quanto già descritto e autorizzato nello SIA 2012-2013 tramite una serie di tappi di cemento in grado di garantire un completo isolamento, ripristinando nel sottosuolo le condizioni idrauliche precedenti l'esecuzione del pozzo, assicurando, in particolare, l'isolamento dei diversi livelli, e ripristinando le chiusure formazionali.

6.6 ANALISI DELLE ALTERNATIVE PROGETTUALI

La realizzazione degli 8 pozzi addizionali permetterà lo **sviluppo ottimale per Vega-B** (fermo restando il numero massimo di pozzi perforabili) **secondo uno scenario ottimizzato** (in termini di tipologia, ubicazione e sequenza produttiva dei pozzi) **a 12 pozzi**, di cui i primi 4 rappresentano quelli a maggior potenziali produttivo e nel pieno rispetto delle prescrizioni previste nel Decreto VIA-AIA 2015, non solo in termini di redditività, di riserve di olio producibili e di profilo di produzione d'olio atteso, ma anche in termini di riduzione di rischio produttivo e soprattutto di impatto ambientale.

Per quanto riguarda la scelta dell'impianto di perforazione, rispetto alle valutazioni condotte nel 2012-2013, si è fatto riferimento anche a impianti di tipo "Jack Up" di tipologia "High Specification" ovvero adatti alle grandi profondità, impiegabili nel caso in esame. Al riguardo si evidenzia che alla tipologia di impianto "Jack-Up" viene fatto riferimento nel quadro prescrittivo del Decreto VIA/AIA del 2015).

Lo screening è stato effettuato considerando le seguenti 3 tipologie: "Tender Assisted Drilling" (TAD), "Jack Up" di tipologia "High Specification" e "Packaged (Compact Drilling Rig)" (si vedano gli esempi riportati nella Figura 6.1).



- 1: Compact Drilling rig
- 2: Tender Assisted Drilling rig
- 3: High Spec. Jack Up Drilling rig



Figura 6.6: Alternative Impianto di Perforazione

L'impianto tipo "packaged" (indicato in figura come "Compact Drilling Rig") è stato escluso in quanto il suo impiego richiederebbe l'installazione di una piattaforma significativamente più "pesante" di quella eventualmente richiesta per l'utilizzo di TAD o jack-up.

La scelta dell'impianto influisce in modo praticamente irrilevante sul processo di perforazione/completamento. Sul piano più strettamente operativo la scelta tra TAD o jack-up presenta vantaggi e svantaggi soprattutto per quanto riguarda la loro effettiva disponibilità sul mercato al momento dell'avvio delle attività:

- TAD: il principale vantaggio è ovviamente quello di poter operare su alti fondali. Il principale svantaggio è invece legato alla loro disponibilità: ad oggi i TAD non sono disponibili nel Mediterraneo o in aree prossime essendo il loro impiego prevalentemente in Estremo Oriente e America Latina. Tale situazione comporta rilevanti costi di mobilitazione e demobilitazione e, inoltre, ulteriori rilevanti costi dovuti alle modifiche strutturali e di adeguamento degli equipaggiamenti alle normative Italiane considerato il fatto che si tratta di mezzi che operano in altre aree geografiche;

- HSJU: in considerazione della profondità in corrispondenza di Vega B (circa 130 m) e considerando l'elevazione richiesta per il posizionamento sopra il piano superiore della piattaforma è necessario ricorrere ad impianti definiti di classe "high specification", tipicamente utilizzati nel Mare del Nord o nel Golfo del Messico. La disponibilità di tali impianti è molto limitata ed è influenzata da livello di attività E&P "worldwide".

Sotto il profilo strettamente ambientale la principale differenza consiste nelle modalità di interazione diretta con il fondale: mentre il TAD sarà ancorato con più ancore (di norma 8) al fondale marino (disposte attorno al TAD stesso a distanze di circa 1,000) il Jack-Up Rig si solleva sulle "gambe" lasciando dunque una tripla impronta sul fondale marino nell'area prossima alla piattaforma Vega B. Le altre interazioni con l'ambiente (emissioni in atmosfera, prelievi e scarichi idrici, consumo di materie e risorse, produzione di rifiuti, rumore sottomarino) sono sostanzialmente identiche in quanto legate agli impianti di perforazione presenti sull'unità stessa.

In conclusione, analogamente a quanto riportato nel Progetto 2012-2013, ai fini delle valutazioni ambientali si ipotizza l'impiego di un impianto di perforazione di tipo TAD, di cui è riportata una descrizione nel Paragrafo 6.3.3. In funzione della disponibilità di mezzi e tenendo anche presente eventuali evoluzioni delle tecnologie disponibili al momento dell'avvio dei lavori si potrà optare anche per soluzioni diverse tra cui l'HSJU.

Si evidenzia che Vega B può ospitare anche un impianto tipo "fast move" del tipo "Adriatic 1", attualmente operante in Adriatico sulle piattaforme Eni, onde poter sopperire ad eventuali necessità di work over nel corso della vita produttiva dei pozzi, nonché per le operazioni di chiusura mineraria dei pozzi nella fase di decommissioning della piattaforma alla fine della vita produttiva del campo.

7 I PRINCIPALI VINCOLI SUL TERRITORIO

Il progetto di perforazione di 8 pozzi addizionali sarà realizzato nel mare territoriale italiano, sulla piattaforma continentale italiana ed all'interno della concessione di coltivazione C.C6.EO nella quale Edison S.p.A., in qualità di operatore (e titolare unitamente ad eni S.p.A.) sta attualmente sfruttando il giacimento Vega A ed è stato autorizzato allo sviluppo del campo Vega B (piattaforme Vega A + Vega B – 4 pozzi) con decreto AIA-VIA del 16 Aprile 2015.

Si anticipa che il progetto non presenta alcuna interazione con vincoli di qualsiasi natura presenti sul territorio.

Nel seguito del Capitolo è riportata l'analisi dei principali vincoli presenti sul territorio.

7.1 REGIME GIURIDICO DELL'AREA DI STUDIO

La futura piattaforma Vega B è localizzate all'interno delle acque territoriali italiane, come evidenziato nella seguente Figura 7.1.

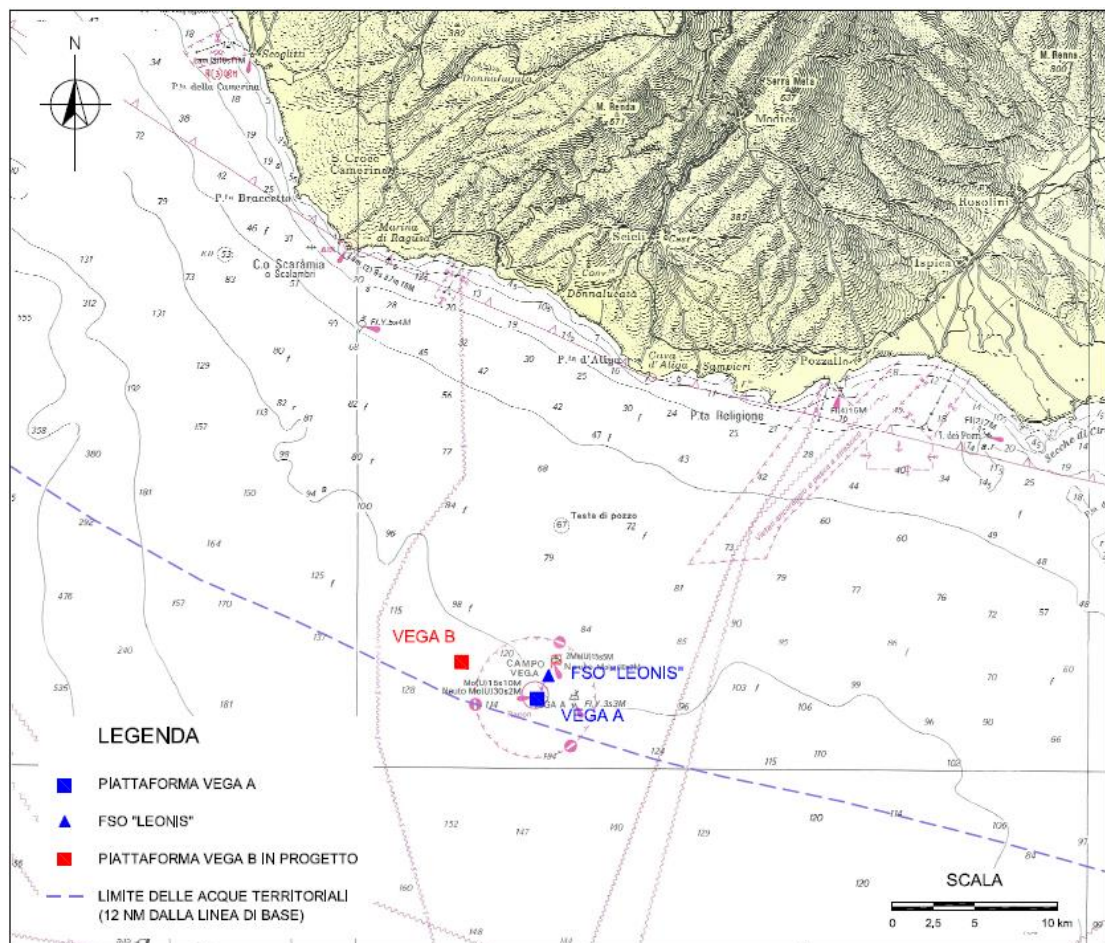


Figura 7.1: Inquadramento Territoriale

Nei paragrafi seguenti si riporta una analisi dei principali riferimenti normativi al fine di fornire un quadro del regime giuridico con particolare riferimento a:

- Convenzione delle Nazioni Unite sul Diritto del Mare, che definisce il regime giuridico del tratto di mare interessato dal progetto (Paragrafo 3.1.1);
- Convenzione di Espoo, sulla valutazione dell'influenza ambientale in un contesto transfrontaliero (Paragrafo 3.1.2);
- 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 3.1.3);
- Convenzione di Londra (MARPOL), che costituisce il documento internazionale di riferimento per la prevenzione dell'inquinamento da navi (Paragrafo 3.1.4);
- Direttiva 2008/56/CE - Strategia per l'Ambiente Marino che istituisce un quadro per l'azione comunitaria nel campo della politica per l'ambiente marino (Paragrafo 3.1.5);
- Direttiva 2013/30/UE "Direttiva sulla sicurezza delle operazioni in mare nel settore degli idrocarburi e che modifica la direttiva 2004/35/Cee" (cd Direttiva Off-Shore) e decreto attuativo D.Lgs 145/2015 (Paragrafo 3.1.6).

7.1.1 Convenzione delle Nazioni Unite sul Diritto del Mare

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

Il tratto di mare ed il relativo fondale interessato dal progetto di realizzazione degli 8 pozzi addizionali **ricadono all'interno del mare territoriale** (si veda la seguente Figura 7.2), su cui, in base all'Art. 2, lo Stato costiero esercita diritti sovrani.

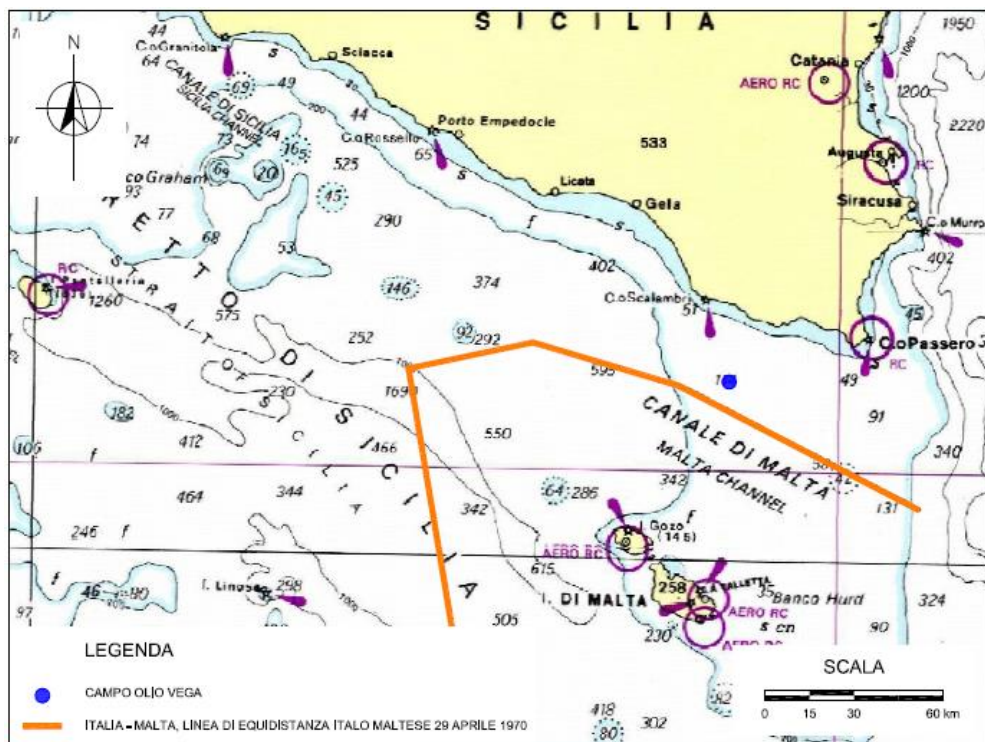


Figura 7.2: Piattaforma Continentale Italiana

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.

7.1.2 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 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 dalla quale si prevede realizzare gli 8 pozzi addizionali è 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, analogamente al progetto originario che ha già ottenuto il decreto di compatibilità ambientale, si esclude la presenza di qualsiasi impatto di tipo transfrontaliero.

7.1.3 Convenzione di Barcellona

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’Altomare (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, UNEP-MAP, sito web):

- 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.

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 successivo Paragrafo 7.2.1).

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, sito web); tra esse si evidenzia la presenza di una vasta area che interessa tutto lo stretto di Sicilia (si veda la seguente Figura 7.3).



1 Alborán Seamounts / 2 Southern Balearic / 3 Gulf of Lions shelf and slope / 4 Central Tyrrhenian / 5 Northern Strait of Sicily (including Adventure and nearby banks) / 6 Southern Strait of Sicily / 7 Northern and Central Adriatic / 8 Santa Maria di Leuca / 9 Northeastern Ionian / 10 Thracian Sea / 11 Northeastern Levantine Sea and Rhodes Gyre / 12 Nile Delta Region

Figura 7.3: Aree Candidate per la Creazione di Nuove ASPIM (UNEP - MAP, Sito Web)

Non risultano ad oggi aggiornamenti in merito allo stato di approvazione delle suddette proposte ASPIM; la realizzazione del progetto in esame mantiene inalterate le relazioni con i contenuti della Convenzione di Barcellona del progetto originario di sviluppo del Campo Vega B che ha già ottenuto il Decreto di compatibilità ambientale.

7.1.4 Convenzione di Londra “MARPOL 73/78”

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

La convenzione definisce norme per la progettazione delle navi e delle loro apparecchiature, stabilisce il sistema dei certificati e dei controlli e richiede agli stati di provvedere per le aree di raccolta e per l'eliminazione dei rifiuti oleosi e dei prodotti chimici. Il trattato riguarda tutti gli aspetti tecnici dell'inquinamento ad eccezione dello scarico dei rifiuti nel mare. Si applica a tutte le categorie di navi, incluse le piattaforme fisse e galleggianti.

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.

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” e “piattaforme fisse e galleggianti” (Articolo 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'Articolo 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”*.

Nell'ambito dell'Allegato I della Convenzione MARPOL 73/78, per “idrocarburi” s'intende il petrolio in tutte le sue forme, e 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 idrocarburi.

Sono, inoltre, individuate una serie di aree speciali, incluso il Mediterraneo, soggette a particolari prescrizioni e a limitazioni degli scarichi a causa delle loro condizioni ecologiche ed oceanografiche.

L'Allegato I contiene, tra l'altro, il Capitolo 7 intitolato “Special Requirments for Fixed or Floating Platforms” e relativo alle piattaforme fisse o galleggianti inclusi le piattaforme di perforazione (quali ad esempio il Jack-Up), 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.

Nello specifico, la Norma 39, inclusa nel Capitolo 7, indica al Paragrafo 2 che le piattaforme fisse o galleggianti impegnate nella ricerca e coltivazione 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, come indicato nelle Norme 12 e 14 dello stesso Allegato (relative 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 dello stesso Allegato, 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.

Il nuovo progetto di sviluppo di Vega B (realizzazione di ulteriori 8 pozzi dalla piattaforma Vega B) non determinerà modifiche agli altri interventi già autorizzati nel progetto originario (adeguamento Vega A, condotte e cavi sottomarine di collegamento, Piattaforma Vega B) che saranno realizzati in accordo ai contenuti della convenzione in esame.

7.1.5 Direttiva 2008/56/CE (Strategia per l'Ambiente Marino) e Decreto attuativo D.Lgs No. 190/2010

La Direttiva 2008/56/CE istituisce un quadro per l'azione comunitaria nel campo della politica per l'ambiente marino. Essa contiene gli indirizzi affinché tutti gli Stati membri possano adottare le misure necessarie per conseguire o mantenere un buono stato ecologico dell'ambiente marino entro il 2020, ossia *“uno stato delle acque marine tale per cui queste preservano la diversità ecologica e la vitalità di mari ed oceani che siano puliti, sani e produttivi nelle proprie condizioni intrinseche e l'utilizzo dell'ambiente marino resta ad un livello sostenibile, salvaguardando in tal modo il potenziale per gli usi e le attività delle generazioni presenti e future”*.

L'ambiente marino europeo è suddiviso in Regione (e sub-Regioni) per tener conto delle specificità delle singole aree marine. Per ogni regione (o sub-Regione) lo Stato membro interessato deve elaborare una strategia per la tutela dell'ambiente marino in base al piano d'azione introdotto nell'Articolo 5 che prevede:

- una fase di preparazione, ossia di valutazione e definizione dello stato attuale delle acque con individuazione dei traguardi da raggiungere e del programma di monitoraggio da attuare;
- una fase di programmazione, ossia di elaborazione di un programma di misure finalizzate al conseguimento o al mantenimento del buono stato ecologico delle acque.

La Direttiva 2008/56/CE è stata integralmente recepita in Italia tramite il Decreto Legislativo No. 190 del 13 Ottobre 2010 recante *“Ambiente marino – Quadro per l'azione comunitaria”*. Allo stato attuale è stata effettuata l'analisi iniziale dello stato dell'ambiente marino e sono state elaborate alcune proposte per la determinazione del buono stato ambientale e la definizione dei target ambientali da monitorare in vista dell'elaborazione di un programma di monitoraggio per la valutazione continua e l'aggiornamento periodico dei traguardi.

Il progetto in esame prevede la realizzazione di 8 pozzi aggiuntivi rispetto ai 4 del progetto originale di sviluppo del Campo Olio Vega B, che ha già ottenuto il decreto di compatibilità ambientale. Il progetto in esame, mantiene sostanzialmente invariate le interazioni con l'ambiente marino rispetto al progetto originario. **In considerazione del suo carattere circoscritto e delle soluzioni tecniche adottate, la realizzazione del progetto di perforazione degli 8 pozzi aggiuntivi non risulta in contrasto con le attività di valutazione, determinazione e monitoraggio dello stato ambientale** previste dalla normativa in materia di tutela dell'ambiente marino.

7.1.6 Direttiva 2013/30/UE e Decreto attuativo D.Lgs 145/2015 “Direttiva Offshore”

La Direttiva 2013/30/UE del Parlamento Europeo e del Consiglio sulla “*Sicurezza delle Operazioni in Mare nel Settore degli Idrocarburi, che Modifica la Direttiva 2004/35/CE*” sulla responsabilità ambientale in materia di prevenzione e riparazione del danno ambientale, “*stabilisce i requisiti minimi per prevenire gli incidenti gravi nelle operazioni in mare nel settore degli idrocarburi e limitare le conseguenze di tali incidenti*”.

La Direttiva si basa sui principi di azione preventiva e correttiva, in risposta ai danni causati all’ambiente nonché sul concetto “chi inquina paga”, introducendo inoltre una nuova definizione di “danno alle acque”, e si prefigge lo scopo di ridurre il verificarsi di incidenti legati alle operazioni offshore e di limitarne le conseguenze.

Il D.Lgs 18 Agosto 2015, No. 145 “*Attuazione della Direttiva 2013/30/UE sulla Sicurezza delle Operazioni in Mare nel Settore degli Idrocarburi e che modifica la Direttiva 2004/35/CE*”, ha recepito nell’ordinamento nazionale la “Direttiva Offshore”, adottata dalla Commissione Europea nel 2013 in risposta alle criticità emerse in occasione dell’incidente della piattaforma Deepwater Horizon, nel Golfo del Messico.

Il Decreto ha introdotto una serie di importanti novità rispetto alla normativa nazionale vigente che andranno a incidere sulle procedure organizzative di tutti gli operatori offshore, con lo scopo dichiarato di contenere entro limiti accettabili i rischi di incidente in occasione delle attività a mare.

Il nuovo progetto in esame (ed in generale il progetto di sviluppo Vega B nel suo complesso) saranno realizzati in linea con quanto previsto dalla Direttiva Offshore.

Si evidenzia che, **sulla base di quanto prescritto nel decreto di compatibilità ambientale del 2015 (piattaforme Vega A + Vega B – 4 pozzi), in fase di progettazione e prima dell'avvio dei lavori sarà predisposto uno scenario previsionale che quantifichi gli effetti negativi e significativi sull'habitat marino dovuti ad incidente in fase di perforazione o coltivazione del giacimento, incendio sulla piattaforma, che valuti l'entità dell'eventuale danno deducibile sull'ecosistema, la sua riparabilità, ed individui le misure per mitigare e compensare i danni creati sull'ecosistema e quantificati i costi per gli interventi.** Il Piano di Emergenza ambientale indicherà le tecnologie che interverranno e le misure di pronto intervento da porre in essere in caso si verificasse l'evento incidentale per contenere ed eliminare gli inquinamenti conseguenti a sversamento od eruzione.

In fase di progettazione esecutiva saranno inoltre individuati gli strumenti e le garanzie finanziarie nonché le relative modalità e i termini per poter disporre delle necessarie risorse per far fronte a eventuali operazioni di risanamento e ripristino dell'habitat.

7.1.7 Normativa Nazionale di Settore

Il Quadro di Riferimento Programmatico dello SIA riporta un’analisi della normativa nazionale che regola le attività di ricerca e coltivazione di idrocarburi. In particolare sono stati analizzati:

- 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”;

- 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;
- 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;
- la 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”;
- 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;
- il Decreto Legge 22 Giugno 2012, No. 83 “Misure urgenti per la crescita del paese” convertito con modificazioni dalla Legge 7 Agosto 2012, No. 134, modifica l’Articolo 6 comma 17 del Decreto Legislativo 3 Aprile 2006, No. 152, già precedentemente modificato dal Decreto Legislativo 29 Giugno 2010, No. 128. Tale decreto ha incrementato a 12 miglia il limite dalle linee di costa lungo tutto il perimetro costiero nazionale oltre il quale poter effettuare le attività di prospezione, ricerca e coltivazione di idrocarburi ma, allo stesso tempo, consente agli operatori in possesso di titoli concessori ottenuti precedentemente all’entrata in vigore del Decreto Legislativo 29 Giugno 2010, No. 128 di poter procedere con le attività previste fermo restando la sottoposizione delle stesse a valutazione di impatto ambientale;
- il Decreto Ministeriale (MiSE) del 9 Agosto 2013 che, preso atto di quanto stabilito nel Decreto Legge 22 Giugno 2012, No. 83, e considerato quanto disposto nel documento di Strategia Energetica Nazionale, provvede alla ricognizione e alla rimodulazione delle Zone Marine, ossia quelle aree della Piattaforma Continentale italiana aperte alla prospezione, alla ricerca e alla coltivazione di idrocarburi, precedentemente istituite con Legge del 21 Luglio 1967, No. 613, e successivi Decreti Ministeriali;
- il DL 133/2014 “Misure urgenti per l’apertura dei cantieri, la realizzazione delle opere pubbliche, la digitalizzazione del Paese, la semplificazione burocratica, l’emergenza del dissesto idrogeologico e per la ripresa delle attività produttive” detto “Sblocca Italia” è stato convertito in legge dalla Legge No. 164 dell’11 Novembre 2014;
- 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.

Quest'ultimo decreto è stato quindi aggiornato con il Decreto Direttoriale 15 Luglio 2015 "Procedure operative di attuazione del Decreto Ministeriale 25 Marzo 2015 e modalità di svolgimento delle attività di prospezione, ricerca e coltivazione di idrocarburi liquidi e gassosi e dei relativi controlli".

Il progetto nel suo complesso risulta coerente con i contenuti della normativa vigente e, in particolare, con i provvedimenti di carattere 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.

Le attività in esame non rientrano nei divieti individuati dal comma 17 del D.Lgs 152/2006 (come modificato dal D.Lgs 128/2010 e dal DL 83/2012), in quanto afferenti ad un titolo abilitativo già rilasciato (Decreto del Ministro dell'Industria, del Commercio e dell'Artigianato "MICA" del 17 Febbraio 1984) alla data di entrata in vigore del medesimo D.lgs 128/2010 e prorogato per altri 10 anni in data 13 Novembre 2015 con Decreto MiSE Prot. No. MS111/P/C.C6.EO.

Si evidenzia che le attività in progetto sono previste dal programma di sviluppo del giacimento (approvato contestualmente al rilascio della concessione di cui sopra) e verranno eseguite in conformità alle disposizioni del Decreto Direttoriale 15 Luglio 2015.

7.2 REGIME VINCOLISTICO ED AREE PROTETTE

Nel presente capitolo sono analizzati

- Aree Naturali Marine Protette,
- Siti Natura 2000 e IBA,
- Aree Marine di Tutela o Vincolo, con particolare riferimento a:
 - 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.

7.2.1 Aree Marine Protette

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.

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.

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

Nella seguente Figura 7.4 sono riportate in colore viola le Aree Naturali Protette (istituite) più prossime alle aree di progetto, come individuate dal 6° aggiornamento, approvato con Delibera della Conferenza Stato-Regioni del 17 Dicembre 2009 e pubblicato nella Gazzetta Ufficiale No. 125 del 31 Maggio 2010.

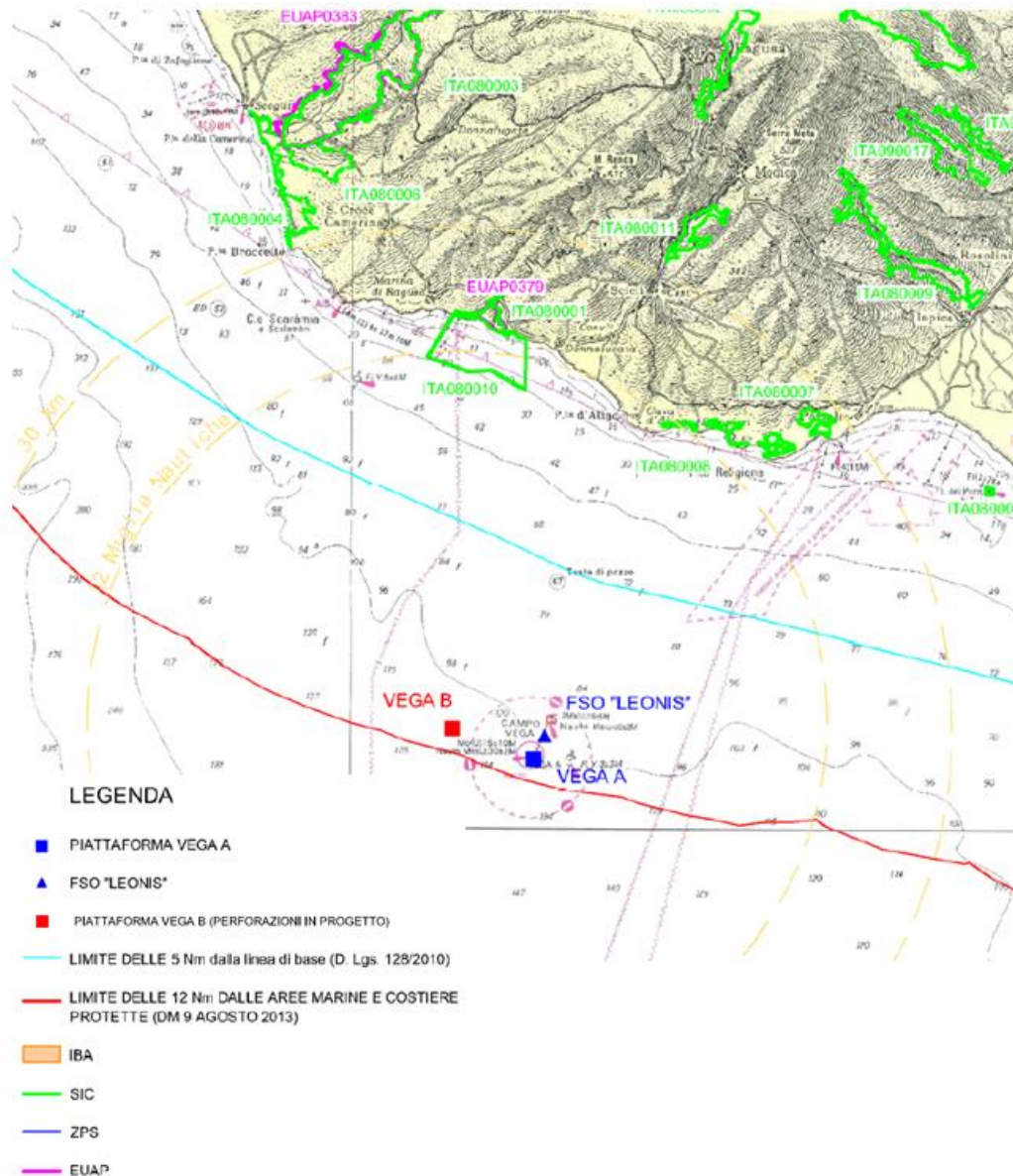


Figura 7.4: Aree Marine Protette Istituite e Aree Natura 2000

Le Aree Naturali Protette Marine (AMP) sono tutte ubicate a considerevole distanza dalle aree interessate dal progetto in esame. L'AMP più prossima è rappresentata dall'Area Marina Protetta "Plemmirio" (Codice EUAP 0512) ubicata a oltre 80 km (pari a circa 43 mn) e quindi fuori dall'inquadramento della figura.

Si evidenzia inoltre che **le opere a progetto sono ubicate a notevole distanza da Aree Marine di Prossima Istituzione e da Aree Marine di Reperimento;** l'ubicazione di tali aree nella zona di interesse per il progetto è riportata nelle seguenti figure.



Figura 7.5: Aree Marine di prossima Istituzione (MATTM, Sito Web)

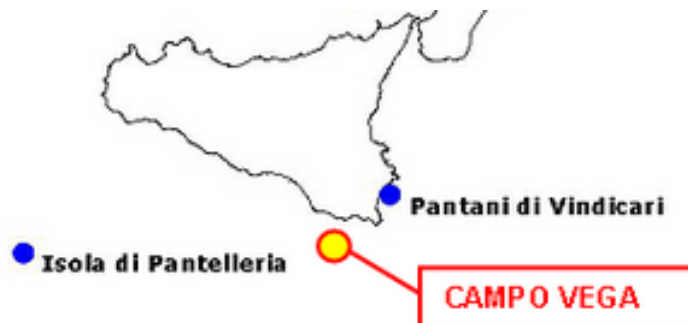


Figura 7.6: Aree Marine di Reperimento (MATTM, Sito Web)

Dalle precedenti figure è possibile osservare in particolare la presenza di:

- Area Marina Protetta in corso di istituzione, la futura AMP “Pantani di Vindicari” ubicata a oltre 50 km (pari a circa 27 mn) di distanza;
- Area Marina di Reperimento (individuata dalla Legge 394/91) costituita da “Capo Passero”, ubicata in Provincia di Siracusa ad una distanza 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.**

7.2.2 Siti Natura 2000 e IBA

7.2.2.1 Siti Natura 2000

La Direttiva 2009/147/CE (ex 79/409/CEE concernente la conservazione degli uccelli selvatici, anche denominata Direttiva “Uccelli”) designa 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.

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 inoltre i siti di importanza comunitaria e le zone speciali di conservazione.

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”.

Si segnala inoltre il Decreto dell'Assessore Regionale al Territorio e all'Ambiente, del 12 Marzo 2007, No. 45 “Nuova delimitazione ed estensione di alcune zone di protezione speciale”, pubblicato sulla Gazzetta Ufficiale della Regione Siciliana No.23 del 18 maggio 2007.

L'Assessorato Regionale del Territorio e dell'Ambiente con note No. 50276 del 28 Luglio 2011, No. 52046 del 05 Agosto 2011, No. 59359 del 16 Settembre 2011, No. 28323 del 17 Maggio 2012, No. 32032 del 30 Maggio 2012 e No. 40909 dell'11 Luglio 2012, ha trasmesso al MATTM l'aggiornamento dei perimetri e dei Formulari Standard dei siti Natura 2000 relativi ai Piani di gestione, quelli dei Siti marini e la proposta di istituzione di 6 nuovi SIC.

Nella precedente Figura 7.4 è riportato l'inquadramento generale dei Siti della Rete Natura 2000 localizzati nel tratto di costa prospiciente l'area interessata dalle opere a progetto.

Dalla figura si evince che **l'area di interesse per il progetto non interessa alcun sito della Rete Natura 2000.**

Il siti della Rete Natura 2000 più prossimi sono rappresentati da:

- SIC ITA080010 “Fondali Foce del Fiume Irminio” localizzato a circa 11.2 miglia nautiche (circa 21 km) a Nord di Vega B;
- SIC ITA080008 Contrada Religione a circa 12 miglia nautiche (circa 22.1 km) a Nord-Nord Est di Vega B;
- SIC ITA080001 “Foce del Fiume Irminio” localizzato a circa 12.8 mn (circa 23.8 km) a Nord di Vega B;
- SIC ITA080007 “Spiaggia Maganuco” localizzato a circa 15.4 mn (circa 28 km) a Nord Est di Vega B.

Si evidenzia che, sebbene il progetto non interessi alcun sito della Rete Natura 2000 e disti da essi più di 20 km, è stato comunque predisposto uno specifico Studio di Incidenza (Doc. No. 15-1143-H5) al fine di poter comunque escludere l'interferenza tra il progetto e gli stessi siti della Rete Natura 2000.

7.2.2.2 Important Bird AREas (IBA)

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.

Il progetto in esame non presenta elementi di contrasto con le IBA. Come si può notare dalla citata Figura 7.4, le IBA più prossime alla piattaforma Vega B (dalla quale saranno realizzati gli 8 pozzi addizionali) sono situate a significativa distanza dalle stesse (oltre 30 km, pari a circa 16 mn).

7.2.3 Aree Marine di Tutela o Vincolo

7.2.3.1 Zone di Tutela Biologica Marina

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.

Nella seguente Figura 7.7 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 (MIPAF, 2011).

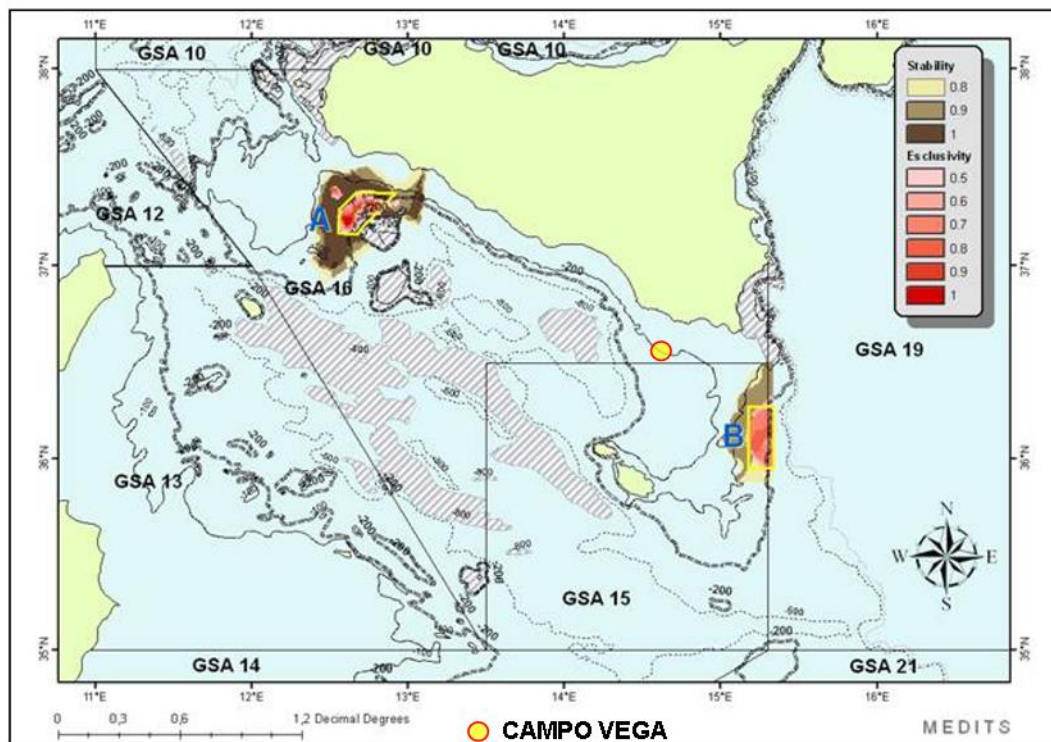


Figura 7.7: Zone di Tutela Biologica Stretto di Sicilia

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 km² 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 km² ed è posta anch’essa entro l’isobata 200 m.

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.

7.2.3.2 Zone Interdette alla Pesca e alla Navigazione ed Ancoraggio

Dall’esame della cartografia nautica per l’area vasta interessata dal progetto (scala 1:250,000) non si 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 nei tratti costieri in prossimità dei porti e delle zone interessate da condotte sottomarine. **Per il progetto in esame non si evidenziano interazioni con tali aree.**

7.2.3.3 Zone e Siti di Interesse Storico e Archeologico

Nella seguente Figura 7.8 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.

Come si può osservare dalla figura, i siti indicati 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.

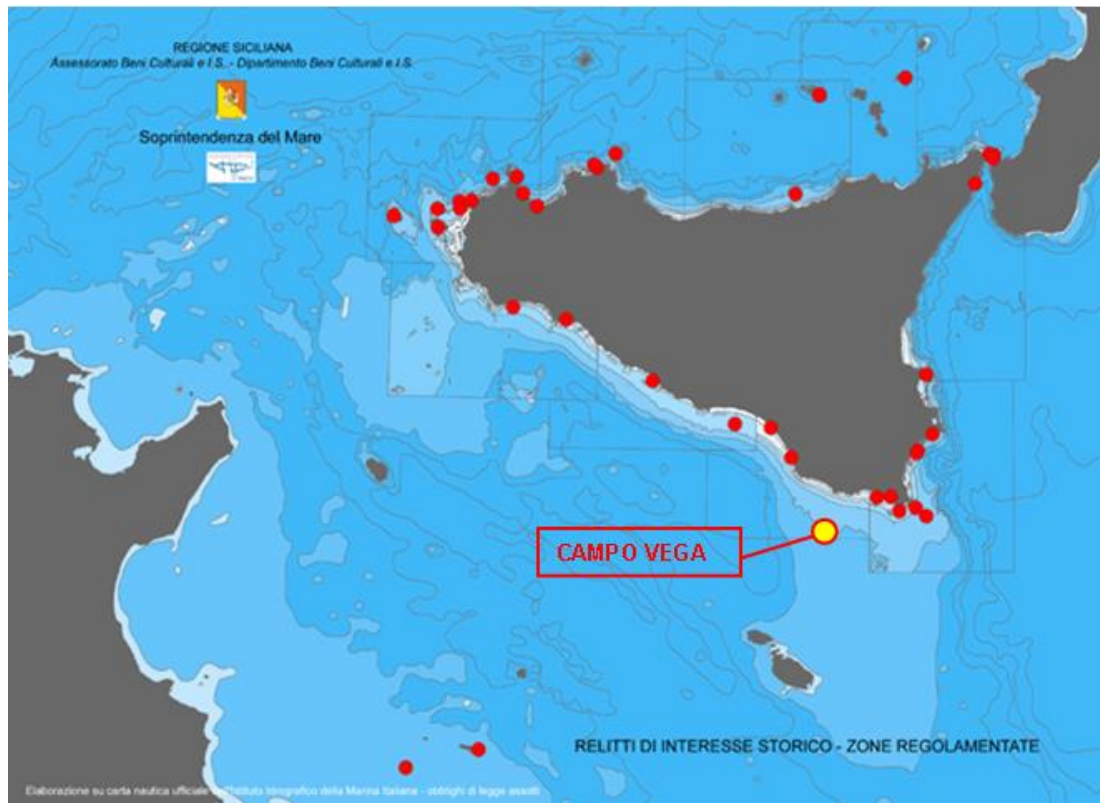


Figura 7.8: Relitti di Interesse Storico – Zone Regolamentate

Oltre ai suddetti 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 “Spinasanta” nel Comune di Scicli, 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 sulla Carta Nautica:
 - 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, sulla base di quanto già segnalato per il progetto originario di sviluppo del Campo Vega B (che ha già ottenuto il decreto di compatibilità ambientale) si evidenzia che nel 1991 sono stati condotti studi geofisici dettagliati volti a caratterizzare gli aspetti geomorfologici, stratigrafici e strutturali, sia superficiali sia profondi, dei fondali del Campo Vega. **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.**

Ad ulteriore supporto si segnala che il Decreto di Compatibilità Ambientale VIA-AIA No. 68 del 16 Aprile 2015 rilasciato il progetto originario dello sviluppo di Vega B, recepisce

anche il parere positivo con prescrizioni del MiBACT (Ministero dei Beni e delle Attività Culturali e del Turismo).

7.2.4 Aree Sottoposte a Restrizioni di Natura Militare

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 anfibia.

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

Nella seguente

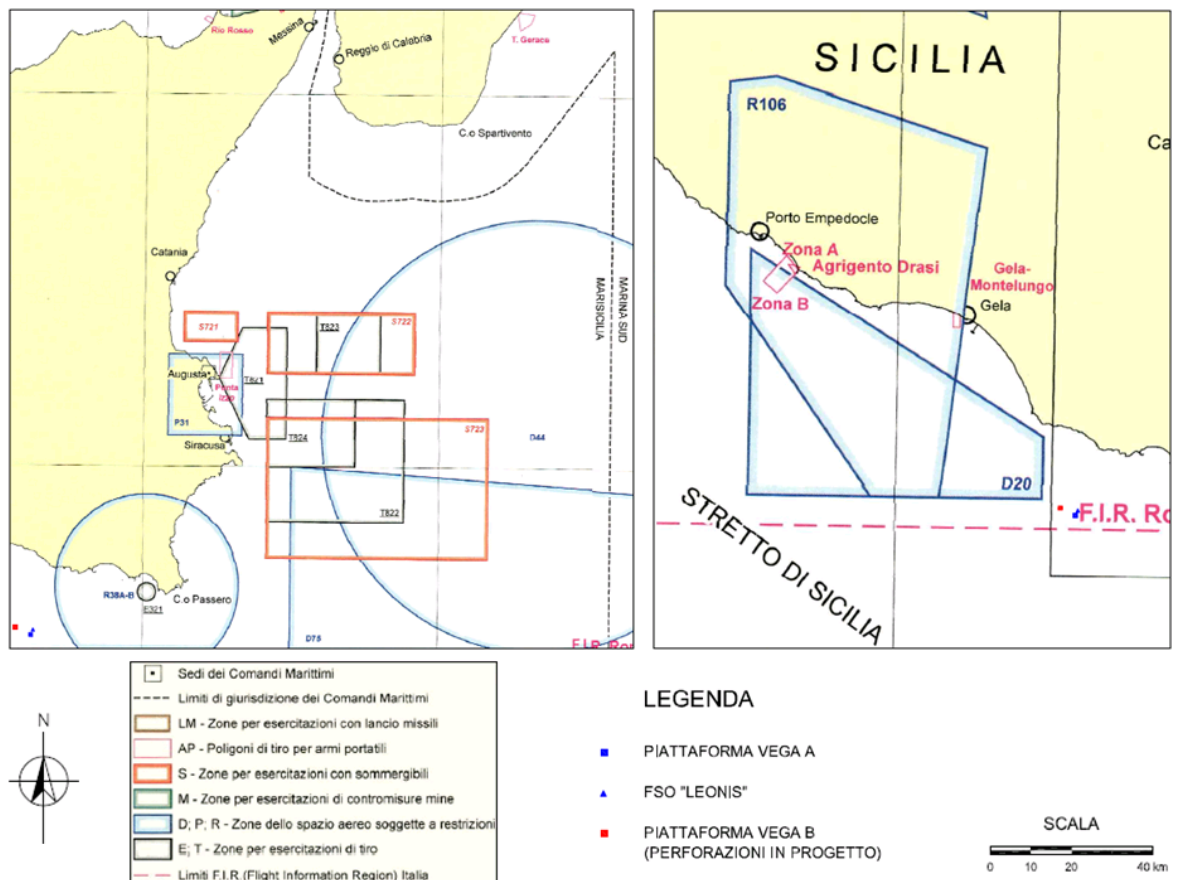


Figura 7.9 si riporta l'indicazione delle "Zone normalmente impiegate per le esercitazioni navali di tiro e delle zone dello spazio aereo soggette a restrizioni" per quanto riguarda l'area di interesse (Carta No. 1050, Scala 1:700,000, dell'Anno 2014), con indicazione dell'ubicazione delle strutture del Campo Vega (frecche blu).

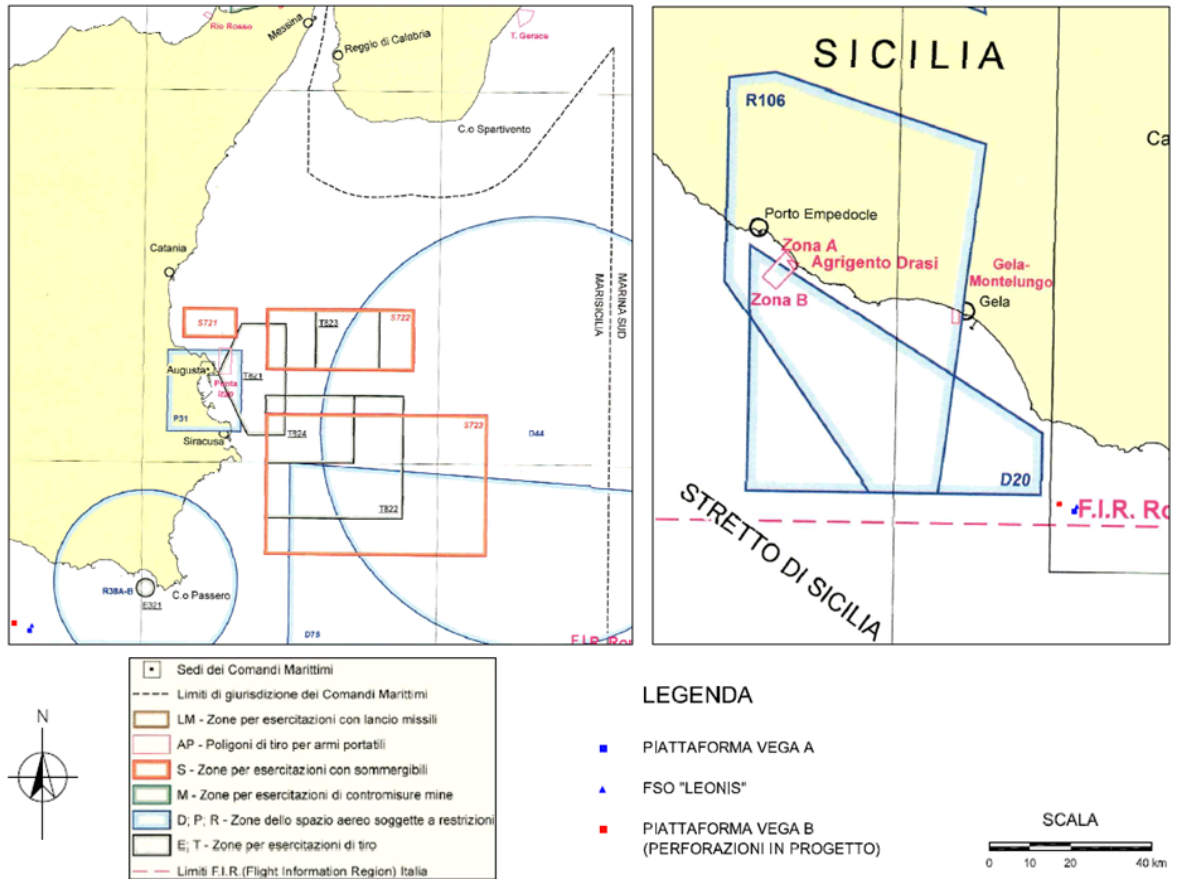


Figura 7.9: Aree Sottoposte a Restrizioni di Natura Militare

Dall'analisi della figura l'area interessata dalle opere a progetto non interessa zone per le esercitazioni navali e zone dello spazio aereo con restrizioni.

Le zone più prossime sono rappresentate dalle "Zone per Esercitazioni dello spazio aereo soggette a restrizioni" D 20 (a circa 5 km) ed R38 (a circa 13 km).

8 IL TERRITORIO, L'AMBIENTE E LE LORO RELAZIONI CON IL PROGETTO

Nel presente Capitolo, sulla base degli studi effettuati per la predisposizione dello Studio di Impatto Ambientale, sono descritte le principali caratteristiche del territorio che ospiterà i nuovi impianti previsti dal progetto. Tali elementi costituiscono la base per la valutazione degli impatti ambientali e per l'identificazione delle necessarie misure di mitigazione riportati al Capitolo successivo.

8.1 QUALITÀ DELL'ARIA

I fenomeni di inquinamento dell'ambiente atmosferico sono strettamente correlati alla presenza sul territorio di attività umane e produttive di tipo industriale ed agricolo e di infrastrutture di collegamento, etc..

L'area di intervento è situata off-shore a circa 20 km dalle coste della Sicilia. Dati di qualità dell'aria sono disponibili per i poli industriali di Gela e Priolo-Melilli, ubicati a distanze ancora maggiori.

Nelle vicinanze delle aree a progetto non sono presenti aree naturali protette né aree tutelate a livello naturalistico, quali Siti Natura 2000. I SIC e ZPS più prossimi sono ubicati a più di 20 km dalle aree oggetto di intervento.

Per quanto concerne i recettori antropici, pur in considerazione della notevole distanza (circa 20 km) dalle coste della Sicilia, tenuto conto che le ricadute al suolo degli inquinanti emessi possono ricadere fino ad diversi km di distanza, sono state considerate le aree urbane più prossime.

8.2 ACQUE MARINE

L'area di prevista realizzazione degli 8 pozzi addizionali è ubicata in corrispondenza della piattaforma Vega B autorizzata con Decreto VIA-AIA 68/20156 ed è situata in alto mare (Canale di Sicilia) ed è caratterizzata da una profondità pari a circa 120-130 m.

Si riporta di seguito la sintesi della caratterizzazione ambientale condotta con riferimento a:

- correnti marine;
- moto ondoso
- caratteristiche chimico-fisiche delle acque marine.

La piattaforma Vega A è dotata da tempo di un sistema di monitoraggio meteo-marino. La caratterizzazione meteo-marina è stata condotta a partire da dati registrati nel lungo periodo.

Sulla piattaforma è presente un sistema di monitoraggio della velocità e direzione della corrente marina superficiale. Si riporta di seguito in tabella i valori di velocità e direzione delle correnti marine superficiali misurate nel periodo 2002-2012.

Tabella 8.1: Distribuzione Direzionale di Propagazione della Corrente (VEGA A - Dati 2002-2012)

Direzione propagazione	Intensità Corrente [m/s]											
	[°N]	0.1	0.2	0.3	0.4	0.5	0.6	0.7	0.8	0.9	>0.9	TOT.
0	4.2	1.36	0.28	0.08	0.01							5.93
30	3.03	1.3	0.54	0.22	0.04							5.14
60	3.01	1.72	0.83	0.25	0.03	0.01						5.86
90	3.89	2.72	1.48	0.5	0.26	0.1	0.02					8.97
120	4.78	4.49	3.26	1.26	0.39	0.05						14.24
150	4.89	4.53	3.03	1.87	0.74	0.17	0.06	0.01				15.29
180	4.62	2.81	1.23	0.57	0.24	0.11	0.03	0.02				9.63
210	3.77	1.67	0.56	0.16	0.03	0.01						6.21
240	3.17	0.8	0.1	0.01								4.08
270	4.8	0.64	0.03									5.46
300	9.69	0.78	0.08									10.55
330	7.22	1.25	0.14	0.01								8.63
TOTALE	57.08	24.07	11.56	4.93	1.75	0.45	0.12	0.02				100

Dai dati presentati nella precedente tabella si evince che la corrente è prevalentemente diretta verso il settore 120-150 °N (verso Sud Est, ovvero verso il Mar Ionio) con intensità modeste (generalmente inferiori a 0.2 cm/s, ovvero pari a 0.007 km/h: per dare un rapido parametro di confronto si pensi che un uomo cammina normalmente a velocità di circa 3-5 km/h). Alte frequenze di accadimento si osservano anche nel settore di propagazione 300-330°N, con eventi caratterizzati da intensità inferiori a 0.1 m/s (0.003 km/h).

Per quanto riguarda invece le correnti di fondo, l'analisi dell'idrodinamismo profondo presente nell'area del Campo Vega B è stata desunta dalle informazioni contenute in bibliografia nell'ambito della ricerca scientifica MESC 06/07. Sulla base delle informazioni sopra riportate si possono assumere, sul fondo (circa 100-120 m di profondità), velocità di corrente dell'ordine di circa 0.1 m/s (0.003 km/h) e direzione prevalente verso SE (135°-145°).

La caratterizzazione del regime ondoso nell'area di interesse è effettuata attraverso l'analisi di serie storiche registrate presso la piattaforma Vega A. Nel 2009 i due valori massimi delle altezze significative sono stati di 6.60 m e 5.80 m, registrati rispettivamente nei mesi di Gennaio e Ottobre.

Per quanto riguarda la variabilità stagionale del regime ondoso si riportano di seguito i dati di sintesi per i 4 trimestri del 2009. Dall'analisi dei diagrammi si evince come:

- durante i mesi invernali (trimestre Gennaio-Marzo) il mare predominante proviene dal settore NW-N con prevalenza di altezza d'onda compresa tra 0.5 m e 1.5 m. Mari con altezza d'onda di 1.5-2.0 m provengono prevalentemente da N;

- durante i mesi primaverili (trimestre Aprile-Giugno) il mare predominante proviene dal settore SW- NW così come da SE con altezze d'onda comprese tra 0 e 1.5 m;
- durante i mesi estivi (trimestre Luglio-Settembre) il mare predominante proviene da SE con altezze d'onda contenute e comprese tra 0 e 1 m. Meno frequenti sono i mari da NW anch'essi con altezze d'onda comprese tra 0 e 1 m;
- durante i mesi autunnali (trimestre Ottobre-Dicembre) il mare predominante proviene da NW-N con altezze d'onda comprese prevalentemente comprese tra 0.5 m e 1.5 m. In questi mesi sono state registrate mareggiate con altezze d'onda comprese tra 2 m e 3 m prevalentemente provenienti da N.

I dati più recenti relativi al 2013 confermano la predominanza di moto ondoso con provenienza dal settore di NW.

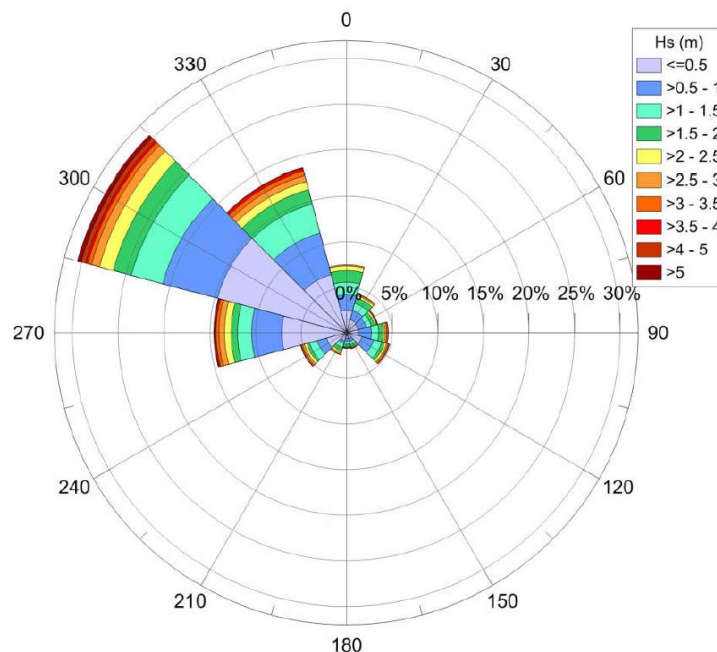


Figura 8.a: Vega A – Rosa di Provenienza delle Onde (2013)

Nell'ambito della fase di risposta alle richieste di integrazione allo SIA per il Progetto 2012-2013 per la perforazione dei 4 pozzi iniziali da Vega B è stato predisposto un studio specialistico per la "Valutazione dei Danni Potenziali dovuti a Sversamenti Accidentali di Idrocarburi in Mare" (Doc. No. 11-522-H13, Febbraio 2013) nel quale ad ulteriore approfondimento dei dati riportati nei Paragrafi precedenti è stato realizzato un studio incentrato sul modello idrodinamico bidimensionale barotropico HYDRO2 che ha simulato il campo idrodinamico indotto dai principali termini forzanti meteo-marini. Il modello è basato sulle equazioni di conservazione della massa e della quantità di moto, mediate sulla verticale e su un intervallo di tempo pari al periodo dell'onda. Per il Canale di Sicilia il dominio di calcolo si estende su un'area di 125 x 135 km, schematizzata con un grigliato di 338 x 313 maglie. Il modello è stato ripetutamente verificato e calibrato su quest'area, grazie alla disponibilità delle misure di corrente superficiale rilevate dal sistema di monitoraggio installato su VEGA A.

Al fine di fornire un'analisi incentrata sulla probabilità che un evento accidentale possa avere conseguenze sulle coste (trasporto di uno sversamento di idrocarburi sulla costa siciliana e maltese) è stata stimata la probabilità congiunta vento-corrente delle correnti dirette verso la costa siciliana (corrente diretta verso 330-30°N) e maltese (corrente diretta verso 180-210°N). L'analisi statistica della serie di dati 2001-2012 mostra che la corrente è diretta verso la costa siciliana in circa il 25% dei casi, verso la costa maltese soltanto nell'1% circa. Statisticamente, gli eventi corrispondenti alle condizioni critiche C1 e C2 selezionate sono caratterizzati da una durata media di 4.2 e 1.1 ore rispettivamente.

Relativamente alle caratteristiche chimico-fisiche delle acque marine nel mese di Marzo 2012 è stata condotta una campagna di rilevamento ad hoc. Le acque nell'area oggetto di indagine hanno rivelato caratteristiche tipiche di ambienti offshore, quali elevata trasparenza, ridotta torbidità fluorescenza. I profili verticali dei parametri chimico-fisici indagati hanno rivelato una generale condizione di ridotta stratificazione ed elevata omogeneità della colonna d'acqua. I valori di fluorescenza e la concentrazione di clorofilla *a* lungo l'intera colonna d'acqua, assieme alle ridotte concentrazioni dei nutrienti analizzati, rivelano una generale condizione di oligotrofia, anch'essa tipica di ambienti offshore caratterizzati da un ridotto apporto di materiali alloctoni da aree costiere.

Le concentrazioni degli analiti investigati in colonna d'acqua si sono rivelate per la maggior parte al di sotto dei limiti di rilevabilità o comunque estremamente ridotte. Confrontando i risultati con i livelli definiti dal D.M. 56/2009 per la qualità delle acque marino-costiere (Tab. 1/A), emergono valori superiori per il solo mercurio, le cui concentrazioni risultano più elevate dei relativi valori nei campioni considerati¹⁵.

L'unico corpo idrico recettore è costituito dal mare del Canale di Sicilia.

Tabella 8.2: Ambiente Idrico Marino, Elementi di Sensibilità e Potenziali Ricettori

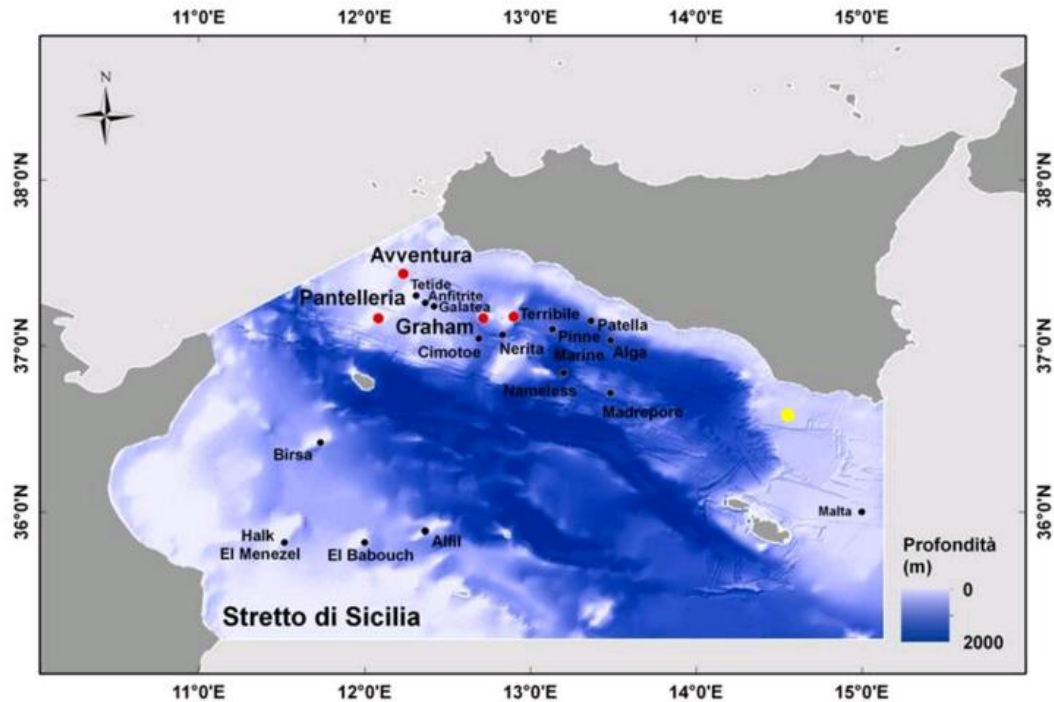
Descrizione	Relazione con le Opere a Progetto	
	Interferenza Diretta	Distanza Minima
Qualità delle Acque Marine (Canale di Sicilia)	X	

8.3 SUOLO E SOTTOSUOLO

L'area di interesse è ubicata sulla piattaforma continentale siculo-maltese in quello che viene definito da molti autori come il Plateau di Malta. Dall'analisi delle Carte Nautiche si può osservare come l'area oggetto di studio sia situata in un'area con scarsa pendenza (nell'ordine di circa 0.5°) e da fondali prevalentemente incoerenti di piattaforma (m, muds).

I caratteristici Banchi del Canale (Stretto) di Sicilia sono localizzati a notevole distanza in direzione Nord Ovest.

¹⁵ Il valore medio riscontrato per il parametro mercurio è di 0.3 µg/l, a fronte di uno SQA pari a 0.06 µg/l. La concentrazione del parametro misurata in tutti i campioni di sedimento (si veda il successivo Paragrafo 6.2.4.3) è risultata comunque inferiore ai limiti di rilevabilità (0.0005 mg/kg s.s.) e quindi agli SQA indicati dal D.M. 56/2009, pari a 0.3 mg/kg s.s



Nota: il pallino giallo indica la localizzazione del Campo Vega (Fonte: ISPRA¹⁶)

Figura 8.b: Batimorfologia Generale del Canale di Sicilia e Ubicazione dei Banchi

Il limite della piattaforma continentale viene raggiunto, in direzione Est, in corrispondenza della Scarpata di Malta (a più di 50 km dal Campo Vega), verso Sud, in corrispondenza del settore meridionale delle acque maltesi e, verso Ovest, a circa 15 km dal Campo Vega laddove prende forma il Bacino di Malta confinante a Nord con il Bacino di Gela.

Come riportato nella documentazione elaborata per la procedura di VIA 2012-2013, nel 1991 e successivamente nel 2011-2012, sono stati condotti studi dettagliati volti a caratterizzare gli aspetti geomorfologici, stratigrafici e strutturali, sia superficiali sia profondi, dei fondali sovrastanti il giacimento Vega (Edison-GAS, 1991). Le indagini sono state svolte mediante rilevamento batimetrico con ecoscandaglio e Side Scan Sonar. Al fine di indagare gli strati sedimentari sub-superficiali sono state portate a termine indagini sismiche con Sub-Bottom Profiler e Sparker. Durante il survey Edison-GAS sono stati inoltre prelevati 12 campioni di sedimento mediante campionatore a gravità.

In corrispondenza del Campo Vega il fondale marino presenta una profondità compresa tra circa 118 m e circa 130 m. Il fondale si presenta abbastanza regolare nella porzione più orientale mentre presenta una maggiore irregolarità nella porzione occidentale dove sono state evidenziate aree leggermente depresse e altre elevate. I rilievi Side Scan Sonar hanno permesso di evidenziare, nella porzione occidentale dell'area di indagine, la presenza di affioramenti di probabile natura organogenica. Tali affioramenti si elevano per circa 1-3 m dai fondali circostanti.

¹⁶ <http://www.isprambiente.gov.it/it/progetti/biodiversita-1/osservatorio-regionale-della-biodiversita-dellambiente-marino-e-terrestre-1/la-biodiversita-dei-banchi-dello-stretto-di-sicilia>

I fondali presenti nell'area del Campo Vega, nei punti campionati, si presentano prevalentemente costituiti da Argille-Siltose. Le analisi condotte sulle porzioni più profonde dei campioni (tra 50 e 100 cm) hanno mostrato un aumento della frazione sabbiosa e in minore misura anche di quella grossolana.

In particolare le perforazioni avverranno a partire dalla piattaforma Vega B che sarà localizzata in un'area a sedimenti argillosi caratterizzati da presenza di matrice più grossolana e presenza di affioramenti di modeste dimensioni (decimetrica) sparsi o coperti da strato sedimentario. Alcuni affioramenti rocciosi di rilievo sono presenti a Nord della futura piattaforma Vega B a circa 300-500 m di distanza. Il tracciato delle sealines è rettilineo tra le 2 piattaforme e interessa in prevalenza fondali argillosi con radi affioramenti di piccole dimensioni in aree localizzate.

Nel Marzo 2012 sono stati condotti prelievi di sedimento mediante box-corer volti alla caratterizzazione chimico-fisica dei fondali interessati dalle opere.

La totalità dei sedimenti indagati¹⁷ è risultata caratterizzata da condizioni ossidanti (range 148-310 mV), con valori degli strati superficiali generalmente più elevati di quelli degli strati più profondi, indice di un buon grado di ossigenazione.

Le concentrazioni dei metalli in tracce sono risultate nella maggior parte dei casi estremamente ridotte. Confrontando tali concentrazioni con i livelli definiti dal D.M. 56/2009 per la qualità dei sedimenti marini¹⁸, emergono valori superiori per i soli Cadmio e Arsenico. Per quest'ultimo, in particolare, una pubblicazione relativa all'area dei mud volcanos prossimi alla zona di studio mostra valori di arsenico anche superiori, nell'ordine di 40-70 mg/kg s.s. (Cangemi et al., "Geochemistry and Mineralogy of Sediments and Authigenic Carbonates from the Malta Plateau, Strait of Sicily – Central Mediterranean: Relationship with Mud/Fluid Release from a Mud Volcano System, Chemical Geology", 2010). Per il Cadmio il superamento si osserva in tutti i campioni analizzati, che hanno mostrato concentrazioni medie pari a 1.23 mg/kg s.s. contro un livello pari a 0.3 mg/kg s.s.:

Le concentrazioni di IPA e BTEX sono risultate sempre al di sotto dei limiti di rilevanza strumentale; le concentrazioni di PCB rilevate sono risultate in tutti i campioni estremamente ridotte, e la somma molto al di sotto degli 8 µg/kg s.s. riportati nel D.M. 56/2009.

L'assenza di tossicità dei sedimenti indagati è indicata dai saggi effettuati su *V. fischeri* e *B. plicatilis*, in cui le percentuali di effetto EC20 ed EC50 non sono mai risultate calcolabili.

In materia di sismicità e tettonica nell'ambito della Procedura di VIA 2012-2013 è stato inoltre condotto un ulteriore approfondimento riportato nel Documento di "Chiarimenti alle Osservazioni e Pareri della Provincia Regionale di Ragusa" (Doc. 11-522-H11, Novembre 2012). Le risultanze dell'approfondimento mostrano che il settore Ibleo è caratterizzato da numerose strutture estensionali, che suddividono l'area in horst e graben. Le strutture più interessanti per il primo offshore ragusano sono il sistema estensionale di Pozzallo-Ispica-Rosolino, orientato circa N40°E, e la faglia di Scicli, un sistema trascorrente sinistro orientato circa N10°E. Quest'ultima struttura è considerata attiva anche dal catalogo DISS (Database of Individual Seismogenic Sources, versione 3.1.1) dell'INGV (Basili et al., 2008), con il nome di ITCS017 Scicli – Giarratana, ed associata a moderata pericolosità, con rilascio di energia massima intorno a M 5.5.

¹⁷ I sedimenti sono risultati essere composti da granulometria fine, per lo più silt (dal 46 al 61%).

¹⁸ Relativamente alle sostanze prioritarie, di cui alla Tabella 2/A

Di seguito in figura si mostra l'ubicazione della Piattaforma Vega A e della Piattaforma Vega B da cui si prevede perforare gli 8 pozzi aggiuntivi sulla mappa ottenuta grazie alla consultazione dello strato informativo "Valori di pericolosità sismica prevista dall'Ordinanza PCM 3519 del 28 aprile 2006 con passo 0.02 gradi" con risoluzione 1:25.000 del servizio WMS del Portale Cartografico Nazionale.

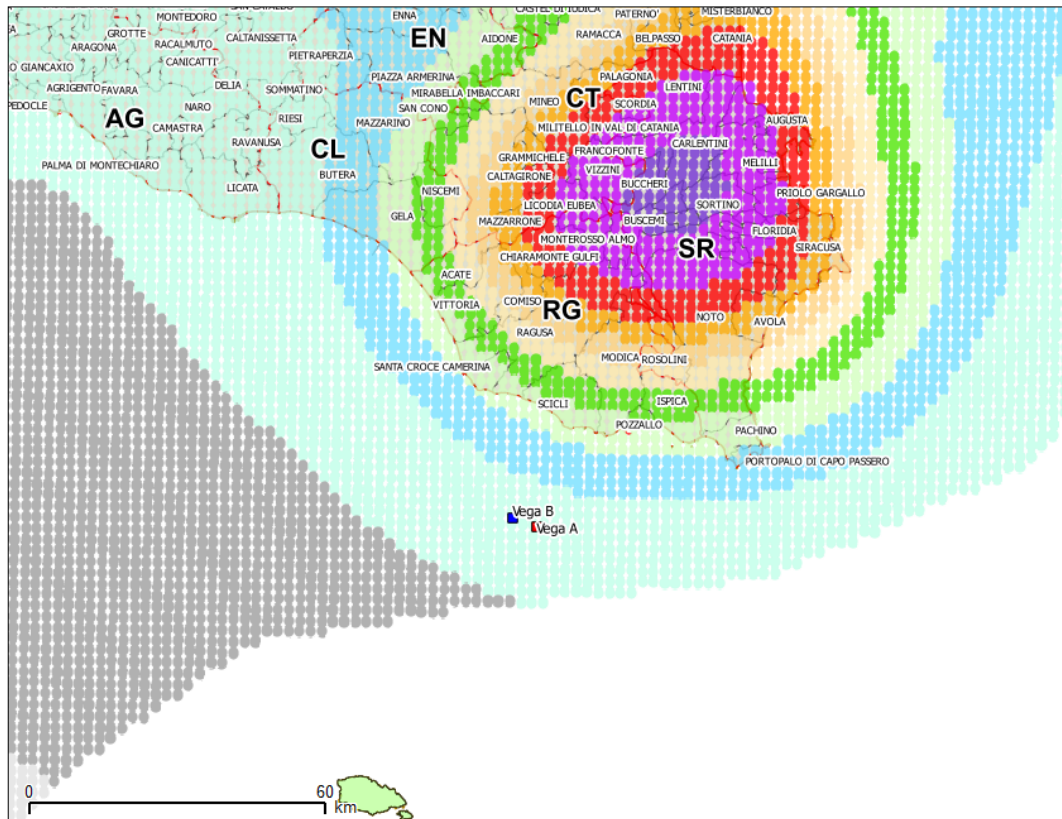


Figura 8.c: Ubicazione di Vega A e Vega B su Strato informativo Valori di Pericolosità Sismica prevista dall'Ordinanza PCM 3519 del 28 aprile 2006 con passo 0,02 Gradi. Risoluzione 1:25.000 (WMS Portale Cartografico Nazionale)

Con riferimento alla figura sopra riportata, in corrispondenza delle Piattaforme Vega, i valori di accelerazione di picco sono compresi tra 0.05 e 0.1 g.

Tali valori ben si accordano con l'ipotesi di un terremoto di scenario di circa M 5.5 come è stato anche indicato per la struttura di Scicli – Giarratana.

L'area del Campo Vega B può essere quindi indicata come soggetta a terremoti di magnitudo moderata, secondo le categorie in uso.

Nel Report "Approfondimenti alle Osservazioni della Provincia di Ragusa (Prot. No. 010563 del 4 Aprile 2013)" (Doc. No. 11-522-H15 Maggio 2013) è stato presentato un ulteriore approfondimenti in merito al Rischio geologico come da richieste nell'ambito della procedura VIA per il Progetto 2012-2013 che ha poi ottenuto il Decreto di compatibilità ambientale nell'Aprile 2015.

Con riferimento alle strutture tettoniche ed in particolare alla Linea “Scicli-Giarratana” si evidenzia che essa interessa Formazioni Geologiche molto antiche e sono state sicuramente attive al tempo del Messiniano (circa 5.0 Milioni di anni fa). Sulla base delle informazioni ottenute nell’ambito dello studio del giacimento Vega si è osservato che le faglie che interessano il Campo Vega attraversano sempre il Messiniano ma non arrivano ad interessare i sedimenti recenti e il fondo mare.

Nella seguente tabella è riportata la localizzazione degli elementi di sensibilità identificati nelle aree di interesse.

Tabella 8.3: Suolo e Sottosuolo, Individuazione di Ricettori Potenziali ed Elementi di Sensibilità

Descrizione	Relazione con gli Interventi a Progetto	
	Interferenza Diretta	Distanza minima
Vulcani di Fango e Affioramenti con emissioni di metano	--	5 km
Outcrops organogeni	--	500 m
	--	
Sorgenti Sismogenetiche (Scicli-Giarratana)	--	circa 20 km
Eventi Sismici di Magnitudo 4-5 (registrati tra il 1800-2010)	--	circa 10-20 km (offshore plateau siculo-maltese)
Eventi Sismici di Magnitudo 5-6 (registrati tra il 1800-2010)	--	circa 30-40 km (onshore Sicilia sud-orientale)
Eventi Sismici di Magnitudo 6-7 (registrati tra il 1800-2010)	--	circa 100 km (Etna)
Eventi Sismici di Magnitudo 7-8 (registrati tra il 1800-2010)	--	circa 200 km (Stretto di Messina)

8.4 ECOSISTEMI NATURALI

La caratterizzazione degli ecosistemi naturali è stata condotta con riferimento a:

- biocenosi bentoniche;
- mammiferi e rettili marini;
- risorse per la pesca;
- identificazione delle aree protette presenti in area vasta;
- identificazione di zone di tutela biologica.

La caratterizzazione biocenotica di dettaglio dei fondali dell’area Vega è avvenuta in fasi distinte come di seguito riportato:

- Fase I - reperimento e studio delle informazioni bibliografiche disponibili per l’area vasta;
- Fase II - analisi e interpretazione biocenotica preliminare della Carta Morfobatimetrica e della Carta Geomorfologica e Sedimentologica;
- Fase III - verifica diretta, campionamento e indagini ROV (Remotely Operated Vehicle) e Sonar.

L'analisi biocenotica ha permesso di verificare che la Piattaforma Vega B dalla quale si prevede perforare gli 8 pozzi addizionali sarà ubicata in un'area caratterizzata a bassa sensibilità ecologica ("Mosaico di Biocenosi dei Fanghi Terrigeni Costieri (VTC) e radi affioramenti di dimensione decimetrica a Coralligeno (C)". L'area di elevata sensibilità ecologica del "Mosaico di Detritico del Largo Infangato (DL) e affioramenti di dimensione decametrica a Coralligeno con facies a *Callogorgia verticillata* (C)" è situata a Nord del punto di prevista ubicazione della piattaforma a circa 300 m di distanza.

I risultati delle indagini condotte nel Marzo 2012 hanno permesso di calcolare l'indice AMBI. L'indice AMBI - (AZTI Marine Biotic Index), è stato messo a punto primariamente per la definizione dello stato ecologico. I fondali che caratterizzano l'area di intervento possiedono uno stato ecologico di livello buono-elevato.

Relativamente ai mammiferi e ai rettili marini, la caratterizzazione mediante analisi bibliografica ha permesso di valutare che l'area del Campo Vega è idonea alla presenza dei cetacei come il Tursiopo, Stenella e Delfino Comune. Aree di svernamento della Balenottera comune sono segnalate a circa di 200 distanza. Tra i rettili marini è possibile il passaggio di *Caretta caretta* specie tipica del Mediterraneo. La presenza del Capodoglio segnalata in tutto il Canale di Sicilia è ritenuta più probabile nelle aree di scarpata ubicate a diversi km di distanza dall'area di progetto.

Per quanto riguarda le risorse ittiche di interesse per la pesca l'analisi bibliografica ha permesso di identificare le principali aree di nursery delle specie ittiche. L'area del campo Vega può essere sede delle fasi di deposizione e nursery della Triglia di fango. Sono state identificate inoltre aree di presenza di acciuga e sardina.

Le principali aree di nurseries in acque siciliane sono localizzate lontano dall'area di previsto intervento. Tali aree sono di fatto tutelate con zone di tutela biologica.

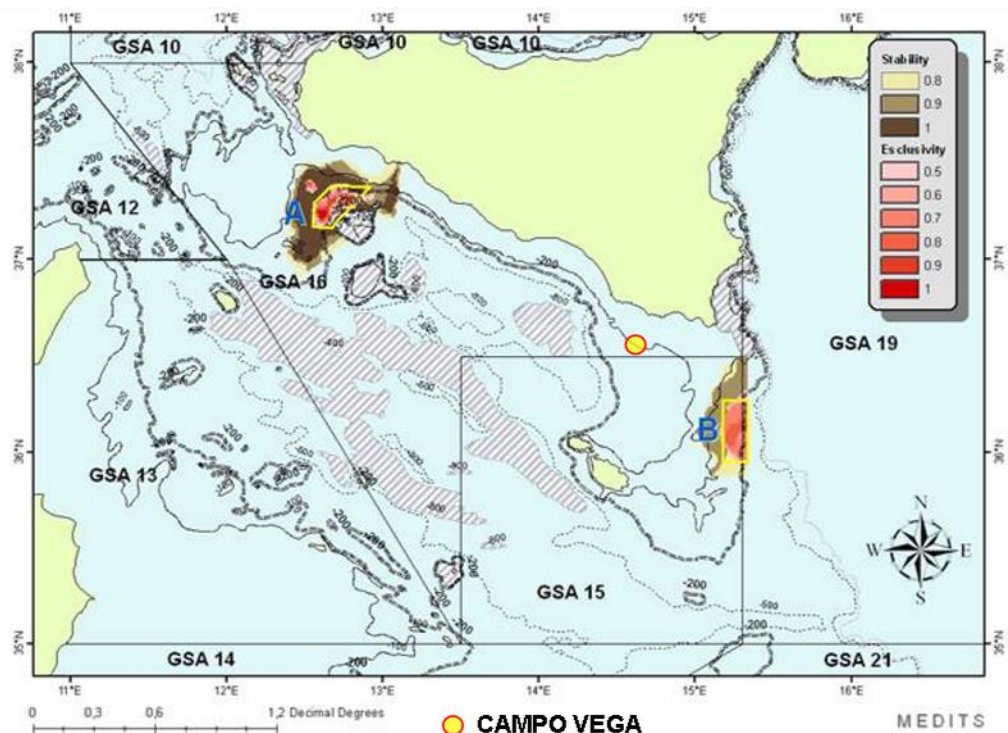


Figura 8.d: Zona di Tutela Biologica per il Nasello

La pubblicazione di Garofalo et al. (2007) “Stability of Spatial Pattern of Fish Species Diversity in the Strait of Sicily (Central Mediterranean)” presenta un’analisi della diversità specifica e della stabilità temporale delle comunità ittiche demersali del Canale di Sicilia basandosi sulla serie di dati MEDITS del periodo di 10 anni 1994-2003. Grazie all’analisi dei dati gli autori hanno identificato le aree con maggiore e minore diversità e hanno inoltre valutato la loro stabilità temporale. Le aree risultanti sia della diversità sia alta e bassa hanno mostrato nella stessa mappa.

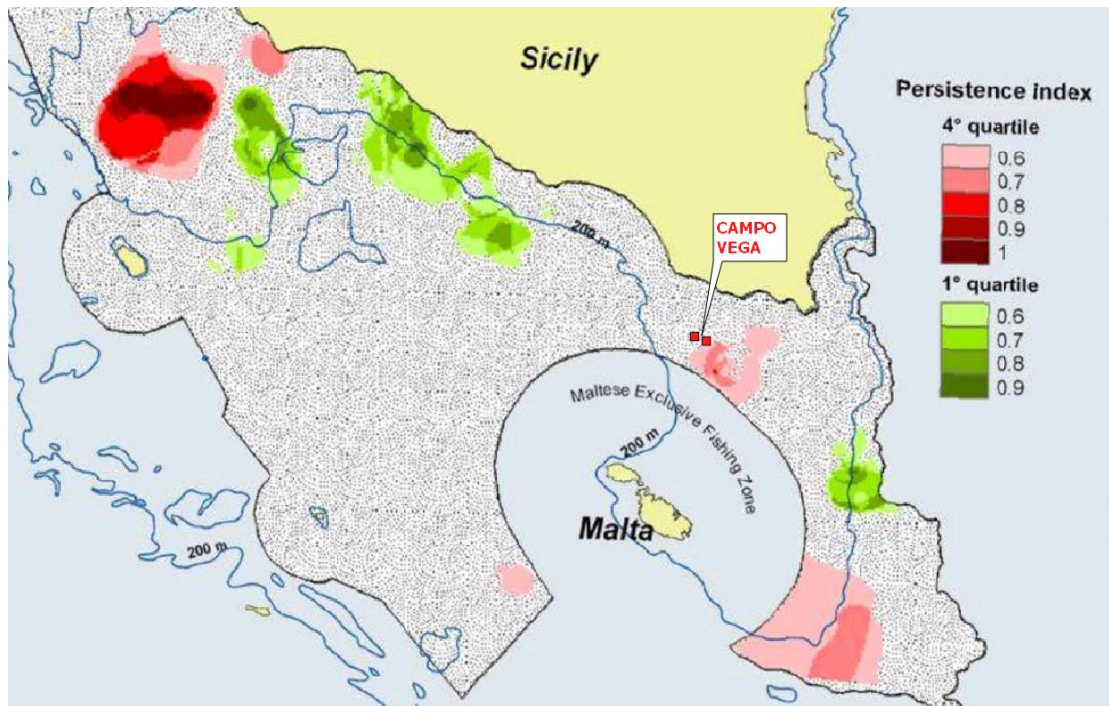


Figura 8.e: Mappa dell’Indice di Persistenza Canale di Sicilia (Garofalo et al., 2007)

Lo studio ha permesso di identificare alcune aree di grande rilevanza ecologica ed in particolare ha confermato che la diversità specifica più elevata è individuata presso il Banco Avventura (con valori dell’indice di persistenza compresi tra 0.8 e 1 del 4° Quartile) ubicato ad oltre 100 km dal Campo Vega. I dati indicano che anche l’area ubicata a Sud Est del Campo Vega ha mostrato una buona diversità specifica con un indice di persistenza compreso tra 0.6 e 0.8 del 4° quartile. Basandosi su una serie di dati di un lungo periodo durante il quale la Piattaforma Vega A ha regolarmente operato tale risultato può essere considerato come un importante indicatore dell’assenza di effetti ambientali negativi provocati dal Campo Vega stesso sulle risorse demersali.

In linea generale, potenziali ricettori ed elementi di sensibilità sono i seguenti:

- aree naturali protette;
- habitat di interesse naturalistico;
- presenza di specie di interesse faunistico.

Tra le aree naturali protette sono state considerate come elementi di sensibilità solo quelle localizzate a distanze < 25km. La caratterizzazione di dettaglio delle risorse demersali e

della fauna ittica così come la caratterizzazione delle biocenosi bentoniche hanno permesso di individuare i seguenti elementi di sensibilità.

Tabella 8.4: Vegetazione, Flora, Fauna ed Ecosistemi, Elementi di Sensibilità e Potenziali Ricettori

Descrizione	Relazione con gli Interventi a Progetto	
	Interferenza Diretta	Distanza Minima
Bioconcrezioni organogene	--	circa 300 m
Principali Aree di Nursery Risorse Demersali del Canale di Sicilia (Garofalo et al., 2011) e Zone di Tutela Biologica	--	oltre 50 km
Aree di Deposizione e Idonee alla Triglia di Fango	potenziale interazione diretta	--
Aree di Nursery per la Triglia di fango	potenziale interazione diretta	
Aree di elevata biomassa di Acciuga e Sardina	potenziale interazione diretta	
Habitat idoneo alla presenza di Stenella, Tursiope e Delfino Comune	potenziale interazione diretta	
Aree di svernamento per motivi trofici di Balenottera comune (Isola di Lampedusa)	--	circa 200 km
Aree Potenzialmente Idonee alla presenza di Zifio	--	circa 70 km (scarpata orientale della piattaforma siculo – maltese a Sud Est di Capo Passero)
Aree Potenzialmente Idonee alla presenza di Capodoglio (segnalato come “presente” nell’area di progetto; frequenta aree profonde, segnalato per lo più nel Mar Ionio, recentemente nello Stretto di Messina ¹⁹)	--	circa 20 km da aree presumibilmente idonee (scarpata occidentale della piattaforma siculo – maltese ad Ovest del Campo Vega) circa 70 km da aree a presenza documentata (scarpata orientale della piattaforma siculo – maltese a Sud Est di Capo Passero, “confine” col Mar Ionio)
SIC ITA080010 Fondali Foce del Fiume Irminio	--	21 km (11.2 mn)
SIC ITA080001 Foce del Fiume Irminio	--	23.8 km (12 mn)
SIC ITA080008 Contrada Religione	--	22.1 km (12 mn)

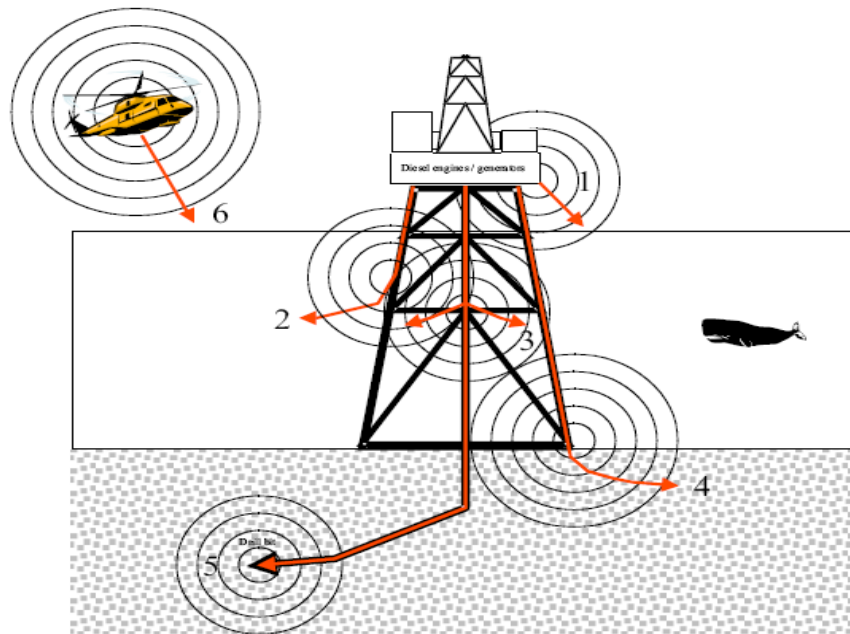
¹⁹ Pavan G., La Manna G., Zardin F., Riccobene G., Cosentino G., Speziale F., NEMO Collaboration, 2007. LONG TERM ACOUSTIC MONITORING OF SPERM WHALES OFF CATANIA WITH ONDE. INFN LNS Reports 2006: 148-150.

8.5 RUMORE

In considerazione del fatto che le attività di installazione e il successivo esercizio della piattaforma Vega B avverranno in alto mare il Capitolo è stato sviluppato con principale riferimento alla diffusione del rumore in ambiente marino. Obiettivo della caratterizzazione del rumore sottomarino è quello di stabilire gli effetti significativi determinati dall'opera sulla fauna marina, ed in particolare sui mammiferi marini e rettili marini.

Con particolare riferimento all'industria del petrolio e del gas e in particolare alle attività di perforazione in progetto le fonti di rumore saranno principalmente continue e non avranno carattere impulsivo e possono essere inoltre descritte come transitorie in quanto legate alla presenza dell'impianto di perforazione e dei mezzi di supporto durante i 626 giorni di prevista durata delle attività (cautelativamente stimati).

Per quanto riguarda la perforazione degli 8 pozzi addizionali a partire dalla Piattaforma Vega B nella figura seguente sono schematizzate le fonti di rumore tipicamente associate ad una piattaforma fissa (Simmonds et al., 2004)



Note:

- (1) Scarico fumi motori diesel/generatori
- (2) Vibrazioni in acqua attraverso le gambe della piattaforma
- (3) Vibrazioni attraverso drill string e casing
- (4) Vibrazioni verso il fondale
- (5) Vibrazioni dello scalpello di perforazione
- (6) Rumore da elicotteri e imbarcazioni

Figura 8.f: Trasmissione del Suono associato a una Piattaforma Fissa (Simmonds M. et al., 2004)

Poiché i livelli sonori pubblicati nella grande varietà di risorse bibliografiche sono molto varie si riportano infine di seguito i valori di rumore antropogenico sintetizzati in una recentissima pubblicazione dell'UNEP- CBD (Convention on Biological Diversity) "Scientific Synthesis on the Impacts of Underwater Noise on Marine and Coastal

Biodiversity and Habitats” (UNEP/CBD/SBSTTA/16/INF/12 12 March 2012) (UNEP-CBD, 2012).

Table 1. Main Sources of Anthropogenic Sound in the Marine Environment (Adapted from Hildebrand 2009 and OSPAR 2009) (Omni = omnidirectional; CW = Continuous Wave; rms = root mean square; ADD = Acoustic Deterrent Device; AHD = Acoustic Harassment Device)

Sound Source	Source Level (dB re 1 μ Pa-m)	Bandwidth (Hz)	Major amplitude (Hz)	Duration (ms)	Directionality
Large vessels	180 – 190 rms	6 - > 30 000	> 200	CW	Omni
Small boats and ships	160 – 180 rms	20 - > 1000	> 1000	CW	Omni
Dredging	168 – 186 rms	30 - > 20 000	100 - 500	CW	Omni
Drilling	145 – 190 rms	10 – 10 000	< 100	CW	Omni
Acoustic telemetry SIMRAD HTL 300	190	25000	- -	CW	90 x 360°
Wind turbine	142 rms	16 – 20 000	30 - 200	CW	Omni

⁸⁹ Hildebrand, J.A. 2009. Anthropogenic and natural sources of ambient noise in the ocean. Mar. Ecol. Prog. Ser. 395:4-20

⁹⁰ Tasker, M.L., M. Amundin, M. Andre, A. Hawkins, W. Lang, T. Merck, A. Scholik-Schlomer, J. Teilmann, F. Thomsen, S. Werner & M. Zakharia. Marine Strategy Framework Directive. Task Group 11. Report Underwater noise and other forms of energy.

Figura 8.g: Principali Sorgenti Antropogeniche di Rumore in Mare (UNEP-CBD, 2012)

In linea generale, potenziali ricettori ed elementi di sensibilità sono i seguenti:

- presenza di mammiferi marini e rettili marini (presenza di aree di riproduzione, nutrizione, rotte migratorie, etc.);
- aree di deposizione e nursery per le risorse ittiche demersali e pelagiche;

Nella seguente tabella è riportata la loro localizzazione nelle aree di interesse.

Tabella 8.5: Rumore, Elementi di Sensibilità e Potenziali Ricettori

Descrizione	Relazione con gli Interventi a Progetto	
	Interazione Diretta	Distanza minima
Principali Aree di Nursery Risorse Demersali del Canale di Sicilia (Garofalo et al., in stampa) e Zone di Tutela Biologica		oltre 50 km
Aree di Deposizione e Idonee alla Triglia di Fango	potenziale interazione diretta	
Aree di Nursery per la Triglia di fango	potenziale interazione diretta	
Aree di elevata biomassa di Acciuga e Sardina	potenziale interazione diretta	
Habitat idoneo alla presenza di Stenella, Tursiope e Delfino Comune	potenziale interazione diretta	
Aree di svernamento per motivi trofici		circa 200 km

Descrizione	Relazione con gli Interventi a Progetto	
	Interazione Diretta	Distanza minima
di Balenottera comune (Isola di Lampedusa)		
Aree Potenzialmente Idonee alla presenza di Zifio		circa 70 km (scarpata orientale della piattaforma sicula – maltese a Sud Est di Capo Passero)
Aree Potenzialmente Idonee alla presenza di Capodoglio (segnalato come “presente” nell’area di progetto; frequenta aree profonde, segnalato per lo più nel Mar Ionio, recentemente nello Stretto di Messina ²⁰)		circa 20 km da aree presumibilmente idonee (scarpata occidentale della piattaforma sicula – maltese ad Ovest del Campo Vega) circa 70 km da aree a presenza documentata (scarpata orientale della piattaforma sicula – maltese a Sud Est di Capo Passero, “confine” col Mar Ionio)

8.6 ASPETTI SOCIO-ECONOMICI, INFRASTRUTTURE E SALUTE PUBBLICA

La caratterizzazione della componente è stata condotta con riferimento ai seguenti ambiti:

- pesca;
- turismo;
- attività minerarie;
- attività portuali e traffici marittimi;
- salute pubblica.

Relativamente alle attività di pesca sono state analizzate le fonti bibliografiche esistenti relative alla pesca in Sicilia così come nella Repubblica di Malta.

La caratterizzazione delle attività di pesca svolte nell’area vasta di progetto è stata ottenuta grazie alla consultazione dei dati e delle elaborazioni statistiche effettuate dall’IREPA (Istituto Ricerche Economiche per la Pesca e l’Acquacoltura) nel quadro delle attività promosse dal MIPAAF. Tali statistiche sono inoltre inserite nel Programma Statistico Nazionale dell’ISTAT. Di seguito si riporta una sintesi dei dati regionali della Sicilia relativi al 2012, anno più recente disponibile (IREPA, 2012) con un confronto rispetto ai dati del 2009 utilizzati nell’ambito dello SIA per il Progetto 2012-2013 già valutato positivamente con Decreto VIA-AIA 68/2015.

In generale confrontando i dati del 2009 con quelli del 2012 si osserva una generale flessione delle catture (-26%) e dei ricavi (-21%).

²⁰ Pavan G., La Manna G., Zardin F., Riccobene G., Cosentino G., Speciale F., NEMO Collaboration, 2007. LONG TERM ACOUSTIC MONITORING OF SPERM WHALES OFF CATANIA WITH ONDE. INFN LNS Reports 2006: 148-150.

**Tabella 8.6: Catture, Ricavi e Prezzi per Sistemi di Pesca in Sicilia
2009/2012 (MIPAAF-IREPA, 2009 / 2012)**

Sistemi	Catture (ton.)			% sul totale			Ricavi (mln €)			% sul totale			Prezzi (€/kg)		
	2009	2012	Trend 2009-2012	2009	2012	Trend 2009-2012	2009	2012	Trend 2009-2012	2009	2012	Trend 2009-2012	2009	2012	Trend 2009-2012
Strascico	19,544	16,159	-17%	39.3	43.8	11%	150.68	121.13	-20%	47.8	48.9	2%	7.71	7.5	-3%
Circuizione	13,796	9,115	-34%	27.8	24.7	-11%	29.85	25.86	-13%	9.5	10.4	9%	2.16	2.84	31%
Piccola pesca	7,737	6,691	-14%	15.6	18.2	17%	65.13	57.84	-11%	20.7	23.4	13%	8.42	8.64	3%
Polivalenti passivi	4,641	1,613	-65%	9.3	4.4	-53%	36.25	14.69	-59%	11.5	5.9	-49%	7.81	9.11	17%
Palangari	3,962	3,279	-17%	8	8.9	11%	33.02	28	-15%	10.5	11.3	8%	8.33	8.54	3%
Totale	49,679	36,857	-26%	100	100		314.93	247.52	-21%	100	100		6.34	6.72	6%

La quota maggiore nella produzione ittica siciliana è rappresentata dai pesci (circa 67% del totale), seguita da crostacei (circa 25%) e molluschi (circa 8%). Le specie ittiche di maggior interesse sono rappresentate da acciughe, sardine, pesce spada e tonni per quanto riguarda le specie pelagiche e da triglie e naselli tra le principali risorse demersali. Tra i molluschi dominano i totani, le seppie e i moscardini. Infine per quanto riguarda i crostacei, il gambero bianco (o rosa) risulta di gran lunga la specie più pescata seguita dal gambero rosso.

Il seguente grafico mostra l'andamento delle catture dal 2004 al 2012 (MIPAAF-IREPA, 2009 / 2012).

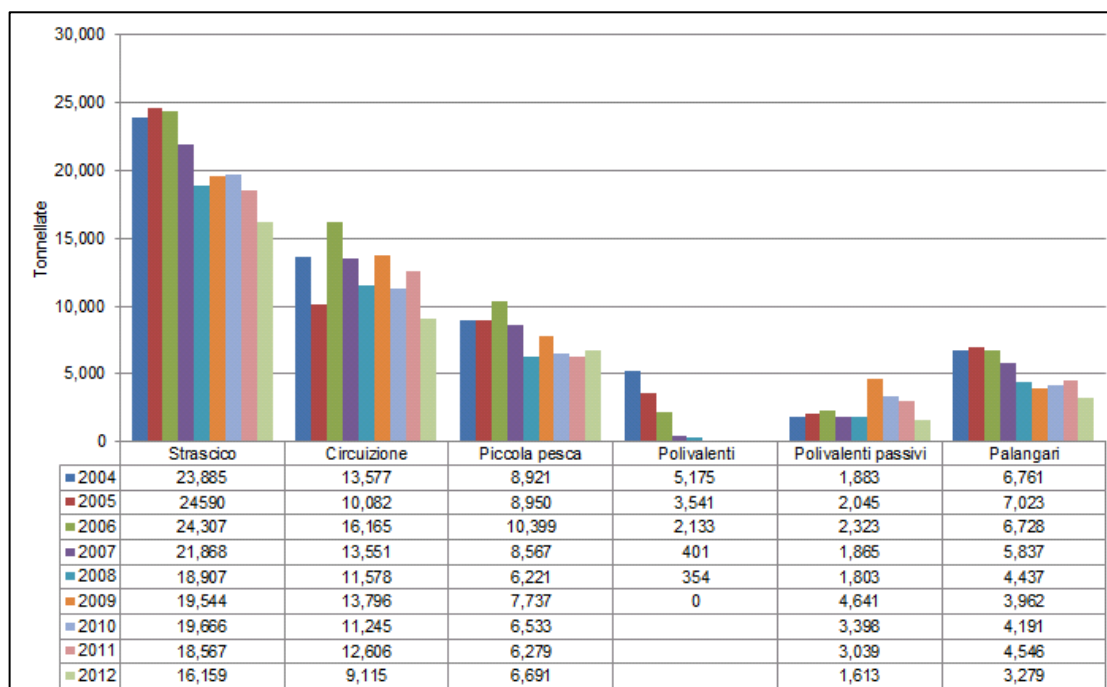


Figura 8.h: Sicilia - Andamento Catture dal 2004 al 2012 (MIPAAF-IREPA, 2009/2012)

Come anche riportato dal “Rapporto Annuale sulla Pesca e sull’Acquacoltura 2014” dell’Assessorato delle Risorse Agricole e Alimentari, Dipartimento degli Interventi per la Pesca della Regione Siciliana (Regione Siciliana, 2015), la politica comunitaria di salvaguardia delle risorse ittiche attuata nel corso di questi anni, basata fundamentalmente sul ridimensionamento della flotta peschereccia, ha, infatti, nel periodo 2000-2014, ridotto il numero di natanti da pesca in Sicilia da 4,329 a 2,882, la stazza da 231,185 GT a 164,446 GT e la potenza motori da 343,922 kW a 241,303 kW.

Il progressivo calo nell’andamento delle catture rilevato nella precedente figura è spiegato principalmente dall’attuazione di tale politica comunitaria. La riduzione dello sforzo di pesca da parte della marineria siciliana ha prodotto un miglioramento dello stato complessivo delle risorse ittiche nel Mediterraneo, soprattutto di alcune specie demersali.

L’area di progetto è situata a circa 20 km (11 miglia nautiche) dalla costa meridionale della Sicilia, antistante i porti da pesca di Pozzallo e Donnalucata.

Tale area, per posizione e distanza dalla costa, non risulta interessata direttamente dalle principali attività di pesca siciliane, come dimostrato anche dalle seguenti figure.

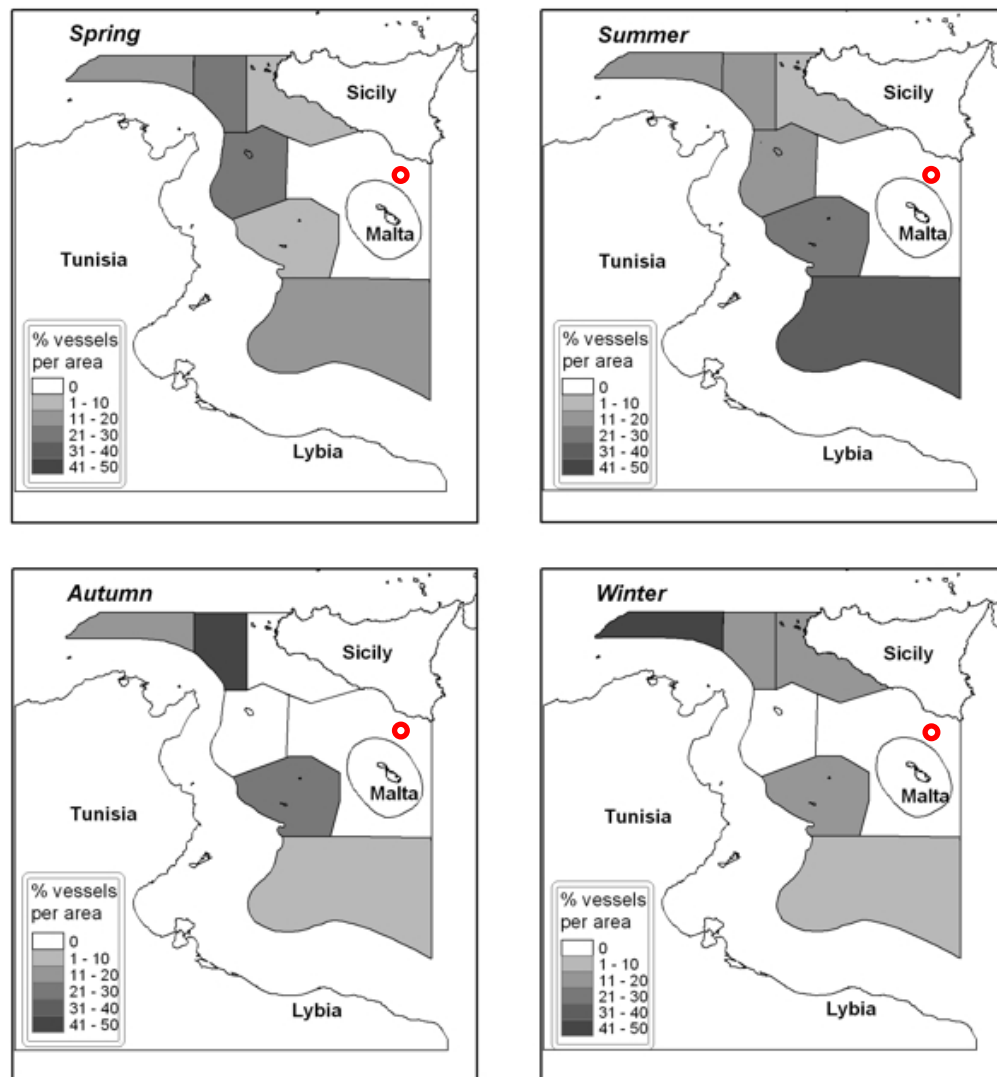


Figura 8.i: Distribuzione Stagionale della Pressione di Pesca e Indicazione dell'Area di Interesse (in rosso) (Fiorentino et al., 2004)

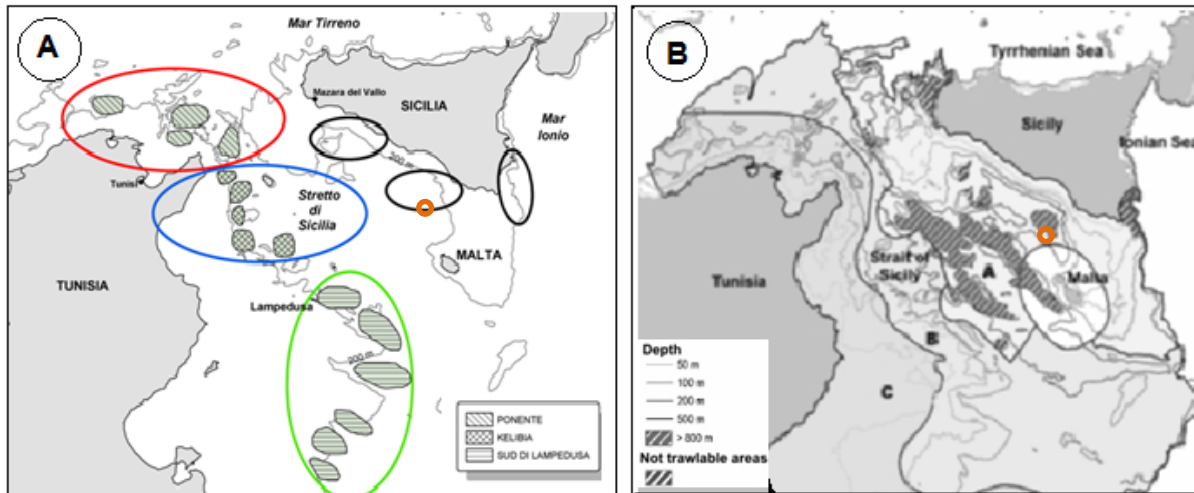


Figura 8.j: Principali Area di Pesca per la Flotta a Strascico Siciliana e Indicazione dell'Area di Interesse (in arancio) (da UNEP-MAP-RAC/SPA, 2014)

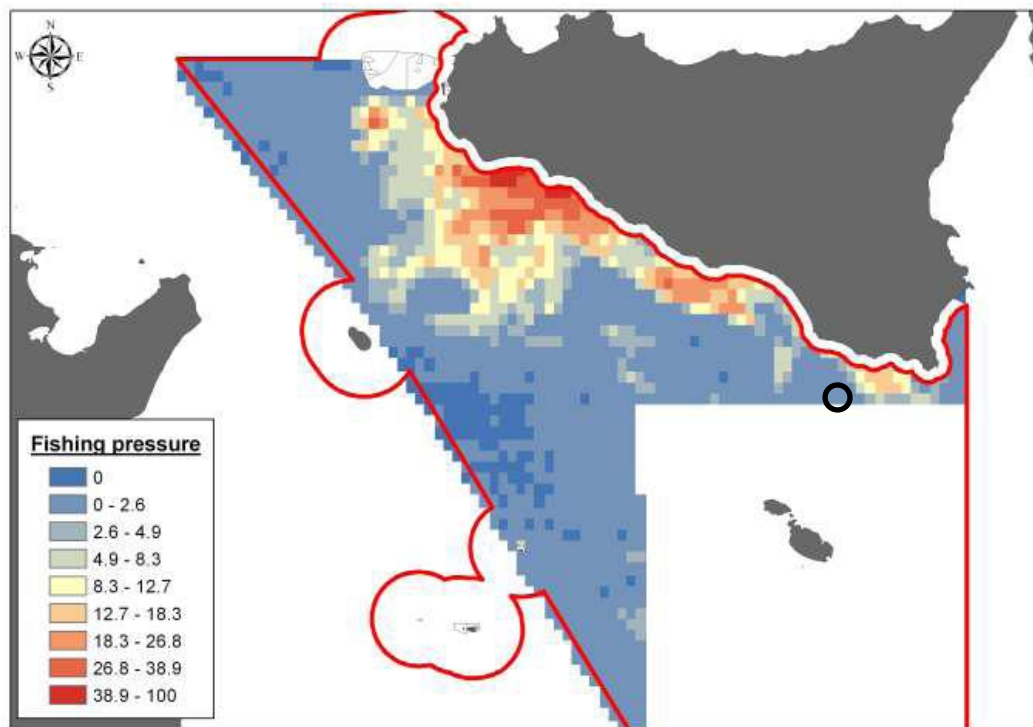


Figura 8.k: Mappa della Distribuzione Spaziale della Pressione da Pesca a Strascico e Indicazione dell'Area di Interesse (in nero) (Vega Fernández, 2012)

L'area risulta pertanto potenzialmente interessata dalla piccola pesca o comunque, come evidenziato anche dalla seguente Figura 8.1, dalla pesca a strascico ma prevalentemente effettuata con imbarcazioni di piccola/media taglia (inferiori ai 18 m).

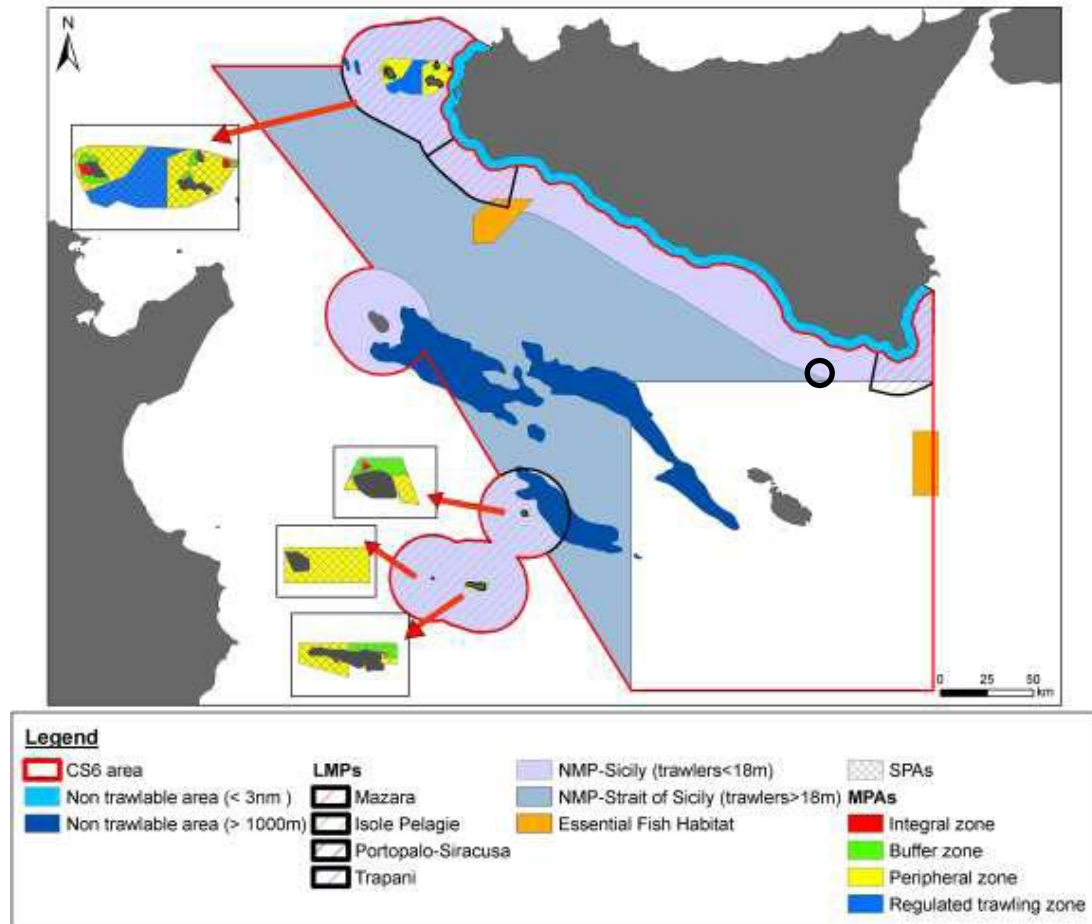


Figura 8.I: Mappa dello Schema di Zonizzazione della Pesca a Strascico e Indicazione dell'Area di Interesse (in nero) (Vega Fernández, 2012)

L'arcipelago maltese è situato all'incirca al centro del Mediterraneo, 80 km a Sud delle coste della Sicilia e a 280 km dalle coste del Nord Africa. Più in particolare, rispetto all'area di interesse, l'arcipelago maltese si trova ad una distanza di circa 60 km.

Nel 1971 Malta ha dichiarato una Zona di Pesca Esclusiva all'interno delle acque comprese tra la linea di base e le 25 miglia nautiche di distanza da essa (Act XXXII of 1971). Con l'entrata di Malta nell'Unione Europea, nel 2004, la zona è stata convertita a Fisheries Management Zone (Zona di Gestione della Pesca).

Da un rapporto del Parlamento Europeo tale zona risulta come Zona di Protezione per la Pesca (FPZ), ai sensi della Legge sulle Acque Territoriali del Dicembre 1971, con una superficie pari a 5,190 km² (European Parliament, 2011).

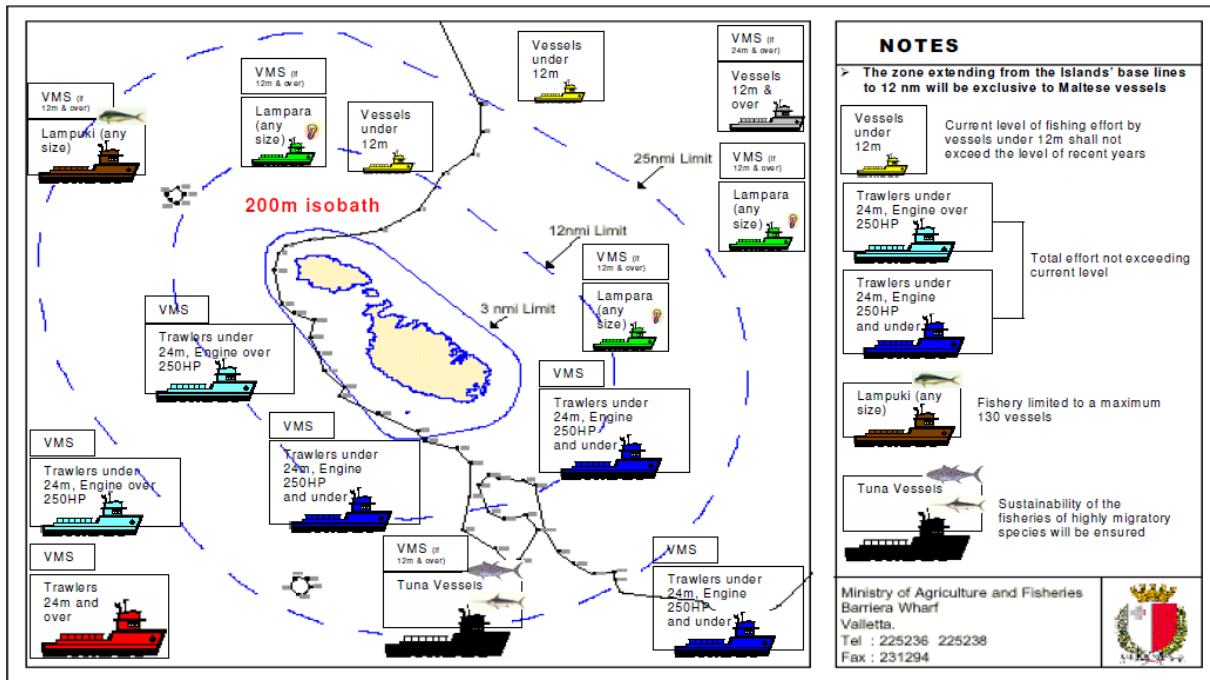


Figura 8.m: Malta - Zona di Gestione della Pesca compresa entro le 25 mn (Camilleri, non datato)

Per quanto riguarda il turismo, altre attività minerarie, traffici marittimi e la salute pubblica non si segnalano elementi di particolare sensibilità nelle aree prossime all'intervento.

L'individuazione dei ricettori dei potenziali impatti sono riassunti nel seguito.

Tabella 8.7: Componente Pesca, Aspetti Socio-Economici, Infrastrutture e Salute Pubblica, Individuazione di Ricettori Potenziali ed Elementi di Sensibilità

Descrizione	Distanza Minima
Zone di Pesca	
Zone di pesca d'altura (strascico oltre le 6 miglia nautiche)	interferenza diretta
Zone di pesca costiera (pesca a circuizione, strascico, artigianale) entro le 6 miglia nautiche	circa 11 km (6 mn)
Popolazione esposta a potenziali rischi per la salute	
Area costiera della Sicilia Sud Orientale	circa 20 km
Zone di transito trasporti marittimi	
Rotte di transito Est-Ovest nel Canale di Malta	interferenza diretta intorno alle Piattaforme Vega A (già in essere) e Vega B (una volta costruita) è interdetta la navigazione. Durante la perforazione la navigazione sarà regolamentata da apposita ordinanza della Capitaneria di Porto come già previsto per la prima fase di perforazione (4 pozzi iniziali)

Descrizione	Distanza Minima
Rotte di Transito Linea Pozzallo-Malta	indicativamente circa 10-15 km in direzione Est
Attività produttive di rilievo economico	
Aree a Sfruttamento Minerario (Gela, Prezioso e Perla)	circa 54 km in direzione Nord Ovest
Aree turistiche	
aree costiere balneari	circa 20 km
aree marino-costiere (navigazione costiera da diporto e pesca sportiva)	circa 16 km (9 miglia)

9 SINTESI DEGLI IMPATTI AMBIENTALI E DELLE MISURE DI MITIGAZIONE

La coltivazione del giacimento Vega B nella configurazione con 8 pozzi addizionali (12 pozzi complessivi) non determinerà modifiche alle interazioni con l'ambiente (in termini di emissioni in atmosfera, prelievi e scarichi idrici, produzione rifiuti, utilizzo di risorse, emissioni sonore, etc) e ai relativi impatti già considerati nello SIA 2012-2013 valutato positivamente con Decreto VIA-AIA 2015. In particolare si evidenzia come le valutazioni condotte nello SIA 2012-2013 per la fase di esercizio nella configurazione Vega A + Vega B (4 pozzi) sono state condotte con riferimento alla massima capacità produttiva di 10,000 BOPD come autorizzato dall'AIA. La coltivazione del giacimento Vega con 12 pozzi continuerà ad essere gestita nell'ambito di tale produzione massima giornaliera.

Si riporta dunque di seguito a sintesi della valutazione degli impatti per la fase di perforazione.

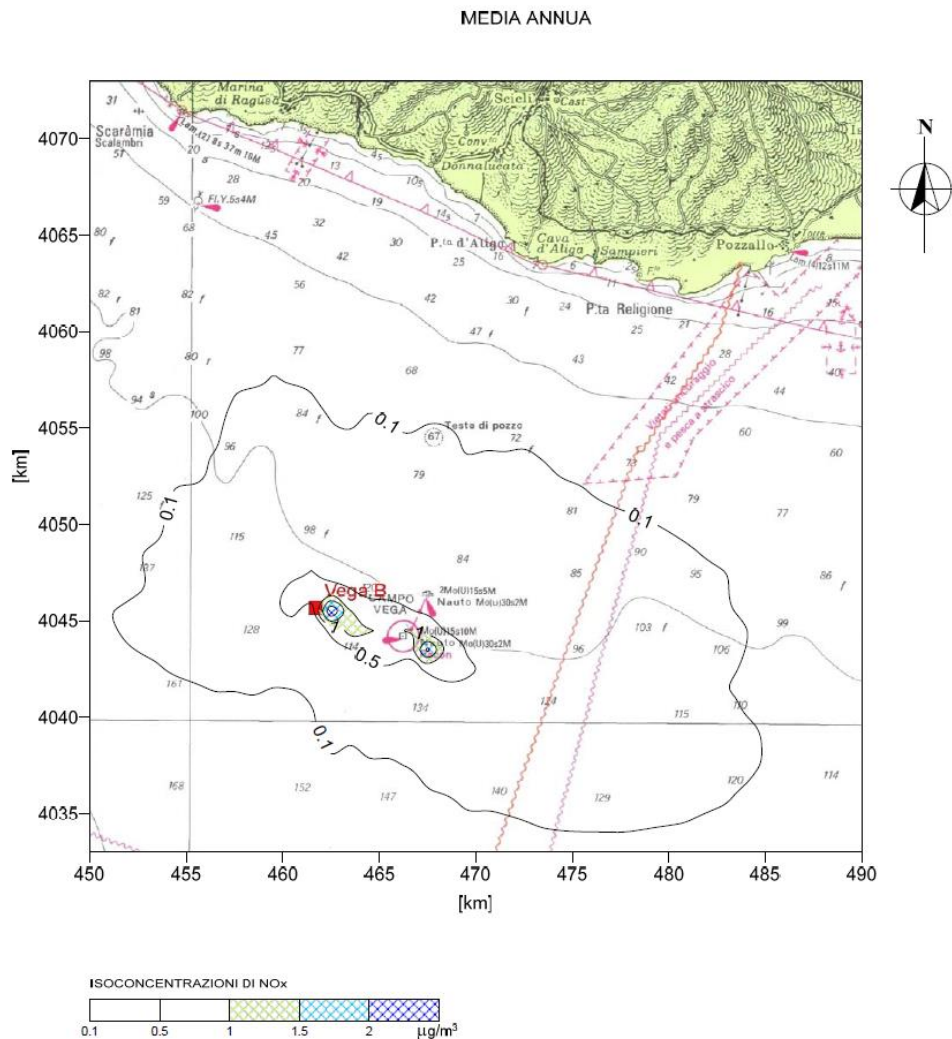
9.1 IMPATTI E MISURE DI MITIGAZIONE IN FASE DI PERFORAZIONE

9.1.1 Qualità dell'Aria

Le interazioni tra il progetto e la componente atmosfera durante la fase di perforazione sono connesse all'attività dei motori diesel posizionati sull'unità di perforazione e al traffico marittimo per il trasporto dei materiali.

Al fine di valutare l'impatto ambientale sono state condotte simulazioni numeriche del fenomeno di dispersione; è stato utilizzato il sistema modellistico CALPUFF, sviluppato dalla Sigma Research Corporation per il California Air Resource Board (CARB).

Dall'analisi effettuata risulta che sulla costa siciliana, anche considerando la sovrapposizione delle ricadute dovute alla perforazione degli 8 pozzi addizionali e all'esercizio della Piattaforma Vega A, i valori stimati sono **trascurabili**, in quanto le ricadute di inquinanti (NO_x, SO_x, CO e PM₁₀) sono prevalentemente localizzate in prossimità del Campo Vega, come mostrato, a titolo esemplificativo, dalla seguente figura.



**Figura 9.a: Stima delle Ricadute Medie Annue
al Suolo di NO_x in Fase di Perforazione e Esercizio Vega A**

9.1.2 Acque Marine

I consumi di risorsa idrica sono legati ai prelievi di acqua di mare per raffreddamento dei motori e dei gruppi elettrogeni, ai prelievi di acqua di mare per produzione di acqua dolce (per il confezionamento dei fanghi e per gli usi igienico-sanitari del personale di bordo), all'utilizzo di acqua di mare per attività di perforazione (fanghi a base acqua di mare o impiego diretto di acqua di mare per attività di perforazione). In considerazione dei quantitativi stimati tenendo presente della disponibilità della risorsa e la temporaneità dell'attività, si ritiene che il prelievo di acque marine per le esigenze di perforazione non sia associabile ad impatti significativi sulla componente

Gli scarichi idrici saranno essenzialmente costituiti da reflui di tipo civile (acque nere e acque grigie) che verranno scaricati previo trattamento in idoneo impianto tipo "sewage" in accordo alle normative vigenti, acque iper-saline dall'impianto di dissalazione, acque di

raffreddamento dei generatori dell'impianto di perforazione, acque meteoriche incidenti sulle superfici di bordo dell'impianto di perforazione e dalle acque di zavorra (acqua di mare).

In fase di perforazione e completamento l'impianto di perforazione verrà configurato come "zero discharge", cioè sarà progettato e realizzato in maniera che nessun prodotto derivante da tali attività sia scaricato in mare.

In considerazione di quanto sopra riportato e in particolare grazie all'impiego di un impianto di perforazione "zero discharge" si ritiene che l'impatto sulla componente ambiente idrico sia di **lieve entità** e comunque temporaneo e reversibile.

Fenomeni di contaminazione delle acque marine per effetto di spillamenti e/o spandimenti in fase di cantiere potrebbero verificarsi solo in conseguenza di eventi accidentali (sversamenti di prodotti chimici, oli lubrificanti o carburanti e acque di sentina dai mezzi marittimi e potenziali sversamenti a mare). Le imprese esecutrici dei lavori sono obbligate ad adottare tutte le precauzioni idonee ad evitare tali situazioni. Durante la procedura di VIA del progetto 2012-2013 di sviluppo iniziale del campo Vega B, facendo seguito alla richiesta di integrazioni dello SIA avanzata dalla Commissione Tecnica di VIA/VAS del MATTM (Nota Prot. DVA-2013-0000585 del 10 Gennaio 2013) in merito alla valutazione dei danni potenziali dovuti a sversamenti accidentali di idrocarburi, alle opere di mitigazione previste ed alle procedure di intervento, è stato predisposto lo specifico documento "Valutazione dei Danni Potenziali dovuti a Sversamenti Accidentali di Idrocarburi in Mare" (Doc. No. 15-522-H13). Nell'ambito di tale Report, al fine di individuare gli scenari di criticità nell'ambito del Progetto di Sviluppo del Campo Vega B sono stati analizzati i possibili scenari incidentali connessi ad errori umani ed eventi naturali sia in fase di perforazione sia in fase di esercizio.

Per quanto riguarda gli eventi naturali, tenuto conto che le strutture della nuova piattaforma Vega B sono dimensionate sulla base dei parametri sismici e meteomarini per l'area in esame, sono da ritenersi poco credibili scenari di significativi sversamenti accidentali di idrocarburi in conseguenza di eventi naturali.

Gli scenari di sversamento ritenuti possibili in considerazione delle operazioni svolte sono quelli di sversamento di gasolio in mare. In considerazione delle caratteristiche chimico-fisiche del gasolio un potenziale sversamento di tale idrocarburo in mare non comporta una significativa interazione con la componente ambiente idrico marino: grazie alle simulazioni condotte con il Software ADIOS (sviluppato dal NOAA) è stato verificato che una parte del gasolio infatti evapora e si disperde subito mentre si osserva una degradazione completa entro le prime 12-21 ore.

Per quanto riguarda invece il potenziale sversamento di olio in mare, come riportato nel Parere CTVIA allegato al Decreto VIA-AIA, in considerazione delle basse pressioni di giacimento, dell'approfondita conoscenza del giacimento Vega e dell'esperienza di esplorazione e coltivazione posseduta grazie al Campo Vega A attualmente in esercizio, l'eventualità di un blow-out per i pozzi di Vega B è praticamente inesistente.

Le valutazioni sono state condotte sulla base della caratterizzazione dell'ambiente marino e dello studio sulla dispersione di idrocarburi mediante simulazione numerica dell'oil spill utilizzato i software GNOME e ADIOS2 per simulare rispettivamente i principali processi di trasporto dell'idrocarburo e i processi di degradazione ("weathering processes").

L'impatto sulla qualità delle acque marine per quanto riguarda tale aspetto risulta quindi **trascurabile o al più lieve** in quanto legato al verificarsi di soli eventi accidentali.

In merito alla gestione degli eventi incidentali si evidenzia che le operazioni di pozzo saranno programmate, svolte e gestite nel rispetto della recente normativa di recepimento della Direttiva Offshore e che l'attuale complesso produttivo Vega, nel caso di sversamento di idrocarburi, è dotato di uno specifico "Piano di Emergenza per l'Antinquinamento Marino". Il Piano sarà opportunamente aggiornato prima dell'entrata in servizio della futura piattaforma (Vega B) e sarà ricalibrato considerando le diverse modalità di gestione delle piattaforme (Vega A presidiata, Vega B non presidiata).

9.1.3 Suolo e Sottosuolo

Le interazioni tra la fase di perforazione e la componente suolo e sottosuolo ritenute significative sono:

- utilizzo di materie prime (consumo di risorse);
- produzione di rifiuti;
- contaminazione dei sedimenti marini connessa a spillamenti e spandimenti accidentali.

Gli effetti connessi all'immissione di sostanza organica e nutrienti legata agli scarichi civili dai mezzi marittimi di supporto e dall'impianto di perforazione sono considerati poco significativi in considerazione della localizzazione dell'area (mare aperto e acque profonde), del fatto che gli scarichi sono comunque temporanei e reversibili (limitati al periodo di perforazione) e saranno gestiti in accordo alle normative vigenti in ambito marittimo;

L'interazione con il fondale marino e l'occupazione/limitazione d'uso di fondale marino non subirà variazioni rispetto a quanto già autorizzato con Decreto VIA-AIA per la perforazione dei 4 pozzi iniziali in quanto le uniche interazioni con il fondale marino durante la perforazione sono connesse alla presenza dei conductor pipes (già installati su Vega B e autorizzati) e le ancore per l'ormeggio dell'unità di perforazione TAD che continueranno a svolgere la loro funzione come per i 4 pozzi già autorizzati anche durante la perforazione degli 8 pozzi addizionali.

Con riferimento al consumo di risorse, analogamente a quanto stimato per la perforazione dei 4 pozzi iniziali di cui al Decreto di Compatibilità dell'Aprile 2015, durante le fasi di perforazioni degli 8 pozzi addizionali saranno utilizzati i prodotti per il confezionamento dei fanghi di perforazione. Tutte le fasi cantiere e di perforazione saranno inoltre caratterizzate da consumi di carburante per il funzionamento dei mezzi marittimi e dell'impianto di perforazione. I materiali impiegati per la perforazione sono largamente utilizzati nell'industria O&G e ampiamente disponibili per cui non si prevedono impatti significativi sulla componente suolo e sottosuolo connesse all'utilizzo di risorse naturali.

Relativamente alla produzione di rifiuti analogamente a quanto stimato per la perforazione dei 4 pozzi iniziali di cui al Decreto di Compatibilità dell'Aprile 2015, come riportato nel Quadro di Riferimento Programmatico dello SIA l'impianto di perforazione verrà configurato come "zero discharge", cioè sarà dotato di strutture atte al contenimento dei fanghi esausti e dei residui di perforazione prodotti. I detriti e i reflui sono quindi raccolti in appositi contenitori impermeabili che vengono poi trasferiti a terra per l'ulteriore trattamento ed il conferimento finale in discariche autorizzate. Analogamente, i liquidi esausti o in eccesso a fine lavori verranno inviati a terra, stoccati nelle apposite cisterne di cui saranno dotati i mezzi marini di supporto, per essere conferiti a idonei impianti di trattamento/smaltimento autorizzati.

Sull'impianto di perforazione oltre alla produzione di fanghi avrà luogo comunque la produzione di altri rifiuti che possono essere ritenuti di modesta quantità e comunque sempre gestiti e smaltiti nel rispetto della normativa vigente. L'impatto associato alla produzione di rifiuti durante la perforazione è ritenuto di **entità moderata**.

In analogia a quanto descritto nel precedente Paragrafo, potenziali eventi accidentali (sversamenti di prodotti chimici, oli lubrificanti o carburanti e acque di sentina dai mezzi marittimi o dalla piattaforma in costruzione e potenziali sversamenti a mare) possono dare luogo a fenomeni di contaminazione delle acque marine e quindi dei sedimenti marini. Come evidenziato in precedenza le imprese esecutrici dei lavori sono obbligate ad adottare tutte le precauzioni idonee ad evitare tali situazioni. Sulla base delle valutazioni condotte per l'ambiente idrico l'impatto sulla qualità dei sedimenti marini risulta essere **trascurabile o al più lieve** in quanto legato al verificarsi di soli eventi accidentali.

9.1.4 Ecosistemi Naturali e Rumore Sottomarino

I principali impatti sugli ecosistemi naturali durante la fase di perforazione possono essere così riassunte:

- effetti sugli organismi marini connessi allo scarico di effluenti liquidi dai mezzi adibiti all'installazione delle opere a progetto;
- effetti sugli organismi marini connessi a potenziali spillamenti/spandimenti dai mezzi utilizzati per la perforazione;
- interazioni con l'ecosistema marino connesso alla presenza fisica dell'impianto di perforazione;
- effetti sugli organismi marini connessi alla produzione di emissioni sonore sottomarine da mezzi e macchinari e da traffico marittimo indotto.

Come riportato nel precedente paragrafo relativo all'ambiente idrico marino le attività di perforazione comporteranno lo scarico a mare di effluenti esclusivamente connessi al funzionamento degli impianti di bordo per il trattamento dei reflui civili (previo trattamento in accordo alle normative marittime vigenti), acque di raffreddamento e produzione di acqua dolce. L'impianto di perforazione sarà configurato in modalità "zero discharge" e non saranno dunque previsti scarichi in mare di fanghi e cutting di perforazione.

Gli scarichi idrici connessi alla presenza di mezzi marittimi per la fase di supporto alla perforazione saranno anch'essi prevalentemente connessi alle acque di raffreddamento dei motori e agli scarichi civili che saranno in ogni caso trattati dagli impianti di depurazione di bordo in accordo alle normative vigenti in ambito marittimo.

In considerazione di quanto sopra per quanto riguarda l'impatto potenziale sugli ecosistemi marini connesso all'alterazione della qualità delle acque in fase di perforazione si ritiene che esso sia di lieve entità, temporaneo e reversibile.

In merito alla valutazione dei danni potenziali dovuti a sversamenti accidentali di idrocarburi, alle opere di mitigazione previste ed alle procedure di intervento, è stato predisposto lo specifico documento "Valutazione dei Danni Potenziali dovuti a Sversamenti Accidentali di Idrocarburi in Mare" (Doc. No. 15-522-H13). Nell'ambito di tale Report, al fine di individuare gli scenari di criticità nell'ambito del Progetto di Sviluppo del Campo Vega B sono stati analizzati i possibili scenari incidentali connessi ad errori umani ed eventi naturali sia in fase di perforazione sia in fase di esercizio. Gli impatti, stimati su varie

componenti dell'ambiente marino (acque marine e sedimenti marini) sono risultati trascurabili o al più lievi.

Relativamente ai potenziali impatti sulle biocenosi bentoniche, l'impianto di perforazione sarà ubicato accanto alla Piattaforma Vega B in un'area che non presenta aree di elevato pregio naturalistico. Le aree più sensibili sono state identificate e caratterizzate (ubicate a circa 300 m a Nord). Non sono previste ulteriori aree (rispetto al progetto 2012-2103 già autorizzato) di interazione diretta con il fondale marino e le biocenosi marine in quanto la perforazione degli 8 pozzi addizionali avverrà a partire dalla piattaforma Vega B già installata e autorizzata, con un impianto di perforazione TAD già installato e autorizzato a perforare 4 pozzi iniziali. L'impatto sui fondali e sulle biocenosi sarà qualitativamente dunque il medesimo già valutato positivamente con Decreto VIA-AIA 68/2015 ma si protrarrà per l'intera durata della perforazione (circa 626 giorni cautelativamente stimati). **L'impatto sulle biocenosi bentoniche connesso alla presenza dell'impianto di perforazione è considerato quindi di lieve entità, temporaneo e reversibile.**

Per quanto riguarda la produzione di rumore al fine di caratterizzare le sorgenti sonore che durante la perforazione sono state consultate le seguenti fonti bibliografiche:

- Southall et al. (2007), "Marine Mammal Noise Exposure Criteria: Initial Scientific Recommendations", recentemente pubblicato con il supporto della European Association for Aquatic Mammals, Alliance of Marine Mammal Parks and Aquariums e International Marine Animal Trainer's Association;
- OSPAR (2009) "OSPAR Commission: Overview of the impacts of anthropogenic underwater sound in the marine environment", della Convenzione per la Protezione dell'Ambiente Marino del Atlantico Nord Orientale;
- DECC-UK United Kingdom (2011) "Review and Assessment of Underwater Sound Produced from Oil and Gas Sound Activities and Potential Reporting Requirements under the Marine Strategy Framework Directive", realizzato per il Dipartimento dell'Energia e del Cambiamento Climatico del Regno Unito (www.og.decc.gov.uk).

Sono prevedibili emissioni di tipo non impulsivo dovute al passaggio di mezzi navali ed alle attività di perforazione. Per quanto riguarda l'impianto di perforazione OSPAR (2009; e bibliografia in essa citata) riporta quanto segue:

- piattaforme di perforazione: 115 dB re 1 μ Pa a 405 m di distanza e 117 dB re 1 μ Pa a 125 m di distanza (con energia principale nel range 31-62 Hz 1/3 ottava);
- impianti di perforazione galleggiante semi-affondanti: 190 dB re 1 μ Pa RMS a 1 m (1 Hz – 10 kHz), che include sia sorgenti connesse strettamente alla perforazione ma soprattutto quelle legate ai propulsori per il posizionamento dinamico del vessel.

L'impianto di perforazione che si prevede utilizzare è tipo di tipo TAD (semigalleggiante o barge) ancorato a fianco di Vega B con impianto di perforazione installato sulla piattaforma Vega B stessa. Ai fini della stima di impatto sono stati considerati in via cautelativa i livelli di rumore disponibili in letteratura (OSPAR, 2009; DECC-UK, 2011) per impianti semi-galleggianti.

Come evidenziato sopra i livelli medi di emissione alla sorgente possono raggiungere i 190 dB re 1 μ Pa RMS a 1 m (1 Hz – 10 kHz). Si evidenzia che tali valori sono soprattutto legati al funzionamento dei propulsori per il posizionamento dinamico. Anche nel caso in cui venisse impiegato un impianto TAD si evidenzia che esso sarà ancorato e dunque i livelli di emissione sonora saranno sensibilmente inferiori. Confrontando i valori di emissione con i

valori soglia di danno per sorgenti non impulsive proposti da Southall et al. (2007) si può assumere che i cetacei eventualmente presenti nell'area di intervento (soprattutto tursiope, delfino comune e stenella) non subiranno danni uditivi (TTS e PTS, rispettivamente pari a 224 e 230 dB re 1 μ Pa (peak)).

L'attività in progetto produrrà un'emissione sonora di tipo non impulsivo e di intensità tale da non causare danni permanenti alle specie di mammiferi marini eventualmente presenti/transitanti in prossimità dell'area di interesse. Si evidenzia che tale area non costituisce un habitat di significativo interesse o di accertata aggregazione (per fini alimentari, riproduttivi, etc.) per le specie prese in esame, tuttavia le stesse risultano regolarmente presenti nello Stretto di Sicilia e pertanto potenzialmente frequentanti tali acque.

Tuttavia, nonostante la durata delle attività (522 giorni di effettiva perforazione), si ritiene che, vista la natura dell'emissione sonora in questione e la capacità dei mammiferi marini a spostarsi e allontanarsi dalle sorgenti sonore, eventuali impatti possano essere limitati alla manifestazione di risposte di tipo comportamentale (variabili in funzione della specie e della distanza dalla sorgente).

L'impatto sui cetacei può essere ritenuto cautelativamente quindi di moderata entità.

Per quanto riguarda la presenza delle imbarcazioni di supporto nell'area di intervento, esse contribuiranno alle emissioni complessive di rumore. Il rumore emesso è di tipo continuo. Per il livello di rumore della sorgente, nel caso della tipologia di imbarcazioni di previsto impiego, sono assunti i valori caratteristici riportati in da Simmonds et al (2004), che raggiungono circa 180 dB re 1 μ Pa@1m. Tali valori risultano inferiori alle soglie di danno (TTS e PTS) per sorgenti non impulsive proposti da Southall et al. (2007), mentre potranno aversi risposte di tipo comportamentale.

Nel complesso, in considerazione del limitato impiego di mezzi navali (circa 2 transiti a settimana per il trasporto materiali), l'impatto di tale fonte di rumore può ritenersi di lieve entità, temporaneo e reversibile.

Con riferimento agli impatti sui rettili marini e sulle risorse demersali e alieutiche, gli effetti del rumore connessi alle attività maggiormente impattanti (perforazione) in mare aperto possono essere considerati come meno impattanti rispetto a situazioni di confinamento in cui gli esemplari sono impossibilitati alla fuga. In mare aperto è di fatto prevedibile in primo luogo un fenomeno di allontanamento da parte dei rettili marini e delle risorse demersali e alieutiche eventualmente presenti già a partire dal rumore prodotto dai mezzi di supporto che graviteranno nell'area di intervento. Non si ritiene che le attività a progetto siano tali (in termini di intensità) da provocare alterazioni significative e a lungo termine sulla presenza dei rettili marini e sulla composizione specifica e sull'abbondanza delle risorse demersali e alieutiche. Occorre inoltre evidenziare che per quanto riguarda i rettili marini, nell'area della costa meridionale siciliana non risultano siti regolari di deposizione di uova, ma occasionali (alcuni tratti di costa in Provincia di Agrigento sono stati interessati da deposizioni isolate nel 1999 e nel 2005 e nel 2011). La distanza minima dell'area di intervento dalla costa tuttavia è di circa 20 km e di oltre 100 km dai siti noti di nidificazione in Provincia di Agrigento.

In considerazione di quanto sopra l'impatto sulla componente è ritenuto di lieve entità, temporaneo e reversibile.

Si evidenzia infine che sebbene il progetto non interessi alcun sito della Rete Natura 2000 e disti da essi più di 20 km, è stato comunque predisposto uno specifico Studio di Incidenza (Doc. No. 15-1143-H5) al fine di poter comunque escludere l'interferenza tra il progetto e gli stessi siti della Rete Natura 2000. Lo Studio di incidenza è stato condotto al Livello 1 di Screening concludendo che è possibile escludere, con ragionevole certezza scientifica, che si possano verificare effetti significativi negativi sullo stato di conservazione dei Siti della rete Natura 2000 oggetto di valutazione di seguito elencati:

- SIC ITA080010 “Fondali Foce del Fiume Irminio”;
- SIC ITA 080001 “Foce del Fiume Irminio”;
- SIC ITA080008 “Contrada Religione”;
- SIC ITA 080007 “Spiaggia Maganuco”.

9.1.5 Aspetti Socio-Economici, Infrastrutture e Salute Pubblica

Le interazioni tra il progetto e la componente durante la perforazione degli 8 pozzi addizionali possono essere così riassunte:

- limitazioni/perdite d'uso dell'area marina e dei fondali;
- disturbi al traffico marittimo;
- incremento dell'occupazione conseguente alle opportunità di lavoro connesse alle attività di perforazione;
- emissioni sonore e sviluppo di polveri e inquinanti;
- spillamenti/spandimenti accidentali.

L'interazione con il fondale marino e l'occupazione/limitazione d'uso di fondale marino non subiranno variazioni rispetto a quanto già autorizzato con Decreto VIA-AIA per la perforazione dei 4 pozzi iniziali in quanto le uniche interazioni con il fondale marino durante la perforazione sono connesse alla presenza dei conductor pipes (già installati su Vega B e autorizzati) e le ancore per l'ormeggio dell'unità di perforazione TAD che continueranno a svolgere la loro funzione come per i 4 pozzi già autorizzati anche durante la perforazione degli 8 pozzi addizionali..

La presenza della piattaforma Vega B e dell'impianto di perforazione durante i 626 giorni addizionali di prevista durata delle attività determinerà una riduzione della superficie utilizzabile per l'attività di pesca che tuttavia sarà la medesima già imposta per la perforazione dei primi 4 pozzi già autorizzati e comunque almeno parzialmente ricompresa nell'area di interdizione relativa alla Piattaforma Vega B. Per quanto riguarda la pesca professionale la caratterizzazione della componente ha permesso di rilevare che la pressione di pesca presso l'area del Campo Vega è bassa ed è per lo più concentrata per quanto riguarda il settore costiero compreso tra Capo Passero e Gela, sotto costa. L'area di piattaforma continentale interessata dal Campo Vega, secondo le informazioni bibliografiche disponibili, è caratterizzata dalla potenziale presenza di aree di pesca per la triglia (pesca a strascico) e per il pesce azzurro come acciughe e sardine (pesca a circuizione) ma, in considerazione delle distanze da costa e quindi dai tempi e costi necessari a raggiungere le zone di cala, e dalla presenza ormai da alcuni decenni dell'interdizione alla navigazione e pesca connessa a Vega A si ritiene che l'impatto associato alla limitazione d'uso di area marina sia di entità trascurabile.

Sulla base delle valutazioni condotte e descritte in precedenza con riferimento alle interazioni con le risorse demersali e alieutiche in fase di perforazione connesse agli scarichi idrici, alla presenza degli impianti, agli spillamenti e spandimenti accidentali e alle emissioni sonore, si ritiene che l'impatto potenziale sulla pesca dovuto alle attività di realizzazione di 8 pozzi aggiuntivi dalla Piattaforma Vega B possa essere considerato di lieve entità, temporaneo e del tutto reversibile.

Le interferenze con traffico marittimo sono connesse all'incremento di mezzi navali presenti durante le fasi di perforazione. La durata complessiva delle attività di perforazione è stata stimata pari a circa 626 giorni. La presenza della piattaforma Vega B e dell'impianto di perforazione durante i 626 giorni addizionali di prevista durata delle attività determineranno una riduzione della superficie navigabile tuttavia sarà la medesima già imposta per la perforazione dei primi 4 pozzi già autorizzati e comunque almeno parzialmente ricompresa nell'area di interdizione relativa alla Piattaforma Vega B.

In considerazione di quanto sopra si ritiene che gli impatti sul traffico marittimo connessi all'incremento di mezzi navali durante le fasi di perforazione siano trascurabili, temporanei e reversibili.

La realizzazione del progetto di perforazione degli 8 pozzi addizionali comporterà il prolungamento per circa 1 anno e mezzo della richiesta di manodopera per le attività specialistiche sull'impianto di perforazione e di supporto con mezzi marittimi e fornitura di materiali. In modo analogo a quanto già considerato nello SIA del Progetto 2012-2013, in considerazione della tipologia di lavoro, si tratterà di manodopera specializzata che nel caso dei mezzi di installazione non avrà ripercussioni a livello locale (regionale). Le attività di supporto navale (rimorchiatori e supply vessel) potranno invece essere con molta probabilità garantiti da aziende locali presenti nei principali porti industriali della Sicilia.

In considerazione di quanto sopra riportato, l'impatto di segno positivo sull'occupazione, connesso alla creazione di opportunità di lavoro in fase di perforazione risulta quindi di lieve entità e limitato nel tempo.

Relativamente alla salute pubblica la produzione di inquinanti connessa alla realizzazione del progetto in esame e gli eventuali effetti sulla salute pubblica possono essere in sintesi collegati alle emissioni di inquinanti durante la perforazione.

Per quanto riguarda le emissioni di inquinanti in fase di perforazione e la stima delle relative ricadute al suolo, si noti che l'impatto sulla componente Atmosfera dovuto alle attività sopra indicate è stato trattato nel paragrafo relativo alla qualità dell'aria. In base alle simulazioni condotte l'impatto è risultato assolutamente trascurabile, temporaneo e reversibile.

Gli indicatori utilizzati per la stima di tali impatti possono essere considerati indicatori dell'eventuale impatto sulla salute pubblica che risulta dunque essere non significativo.

Con riferimento all'incremento della produzione nazionale di idrocarburi dall'analisi dei valori di produzione annua stimati per il periodo di riferimento si evidenzia che l'aumento della produzione di olio è, a parte i primi 2 anni, pari a circa + 80-85% (confronto tra la produzione annua raggiungibile con 4 pozzi e quella raggiungibile ulteriori 8 pozzi addizionali, 12 in totale).

È importante infine sottolineare anche che il Progetto proposto garantirà l'estensione temporale (ulteriori 22 anni) dell'attuale assetto occupazionale connesso alla presenza del Campo Vega. Il Distretto Operativo di Siracusa è infatti costituito da 8 persone mentre sulla piattaforma Vega A lavorano 12 persone, di cui 5 in turno (3 di giorno e 2 di notte) con

cambio squadra ogni 14 giorni. Il lavoro indotto stabilmente creato dall'esercizio del Campo Vega è stimabile invece con circa 40-50 ditte per la fornitura di servizi quali manutenzione, catering, servizi di trasporto (supply vessel e elicottero), servizi di ingegneria, monitoraggi, etc (per dare un ordine di grandezza del volume di lavoro creato dal Campo Vega si evidenzia che nel 2015 sono state registrate circa 160,000 ore di lavoro da ditte esterne).

10 IMPATTI TRANSFRONTALIERI

Le coste della Repubblica di Malta distano tra circa 60 e 70 km nel settore compreso tra Sud-Ovest e Sud. Il limite delle acque territoriali maltesi (12 mn) è ubicato a circa 20 mn dalla piattaforma Vega B dalla quale è previsto realizzare gli 8 pozzi addizionali.

In considerazione delle valutazioni effettuate nei precedenti Capitoli non si prevedono impatti transfrontalieri che possano interferire con lo stato ambientale della Repubblica di Malta.

11 IMPATTI CUMULATIVI

Nell'area vasta sono presenti altre concessioni di coltivazione (G.C1.AG, C.C1.AG e C.C3.AG) e gli impianti produttivi associati e il centro raccolta olio di Gela. Tali impianti sono tutti ubicati ad oltre 50 km di distanza in direzione Nord Ovest.

In considerazione delle distanze in essere e tenendo conto dell'entità degli impatti valutati nell'ambito del presente SIA e, soprattutto, della limitata estensione temporale (circa 626 giorni) e spaziale degli stessi impatti si ritiene che si possano ragionevolmente escludere effetti additivi o interattivi di tipo sinergico significativi tra gli effetti ambientali degli altri impianti O&G con quelli connessi alla perforazione degli 8 pozzi addizionali oggetto del presente Studio di Impatto Ambientale.

Si evidenzia inoltre che la metodologia adottata nell'ambito del presente SIA, in modo analogo al precedente SIA per il Progetto 2012-2013 che ha già ottenuto il parere positivo di compatibilità ambientale VIA-AIA No. 68/2015, ha tenuto conto di tutte le relazioni intermedie, anche indirette, che concorrono a determinare l'effetto complessivo sull'ambiente. Con riferimento alla valutazione degli impatti cumulativi delle attività di perforazione degli 8 pozzi addizionali con le attività del Campo Vega nella configurazione autorizzata con Decreto VIA-AIA (Piattaforma Vega A + Piattaforma Vega B) si può evidenziare quanto segue:

- **atmosfera:** la stima dell'impatto sulla qualità dell'aria relativa al funzionamento dei generatori di potenza necessari per l'alimentazione elettrica degli impianti nel corso delle attività di perforazione dei pozzi è stata effettuata mediante simulazioni numeriche (modello Calpuff) tenendo conto che le attività di perforazione degli 8 pozzi (da Vega B) saranno svolte in contemporanea al normale esercizio della piattaforma Vega A. Le simulazioni effettuate hanno permesso di verificare che, sulla costa siciliana, anche considerando l'effetto cumulativo della sovrapposizione delle ricadute dovute alla perforazione e all'esercizio di Vega A, i valori di ricadute di inquinanti al suolo stimati sono trascurabili;
- **ambiente idrico marino:** la perforazione degli 8 pozzi addizionali potrà determinare potenziali perturbazioni all'ambiente marino in conseguenza di prelievi e scarichi idrici associati ai sistemi di raffreddamento e di trattamento dei reflui civili. Tali prelievi/scarichi, sostanzialmente equivalenti a quelli previsti per la perforazione dei primi 4 pozzi, andranno ad aggiungersi agli scarichi della Piattaforma Vega A già considerati nella VIA 2012-2013. Con riferimento alla fase di perforazione, grazie alla misura di mitigazione progettuale dell'impianto di perforazione "zero discharge", si prevedono impatti sulla componente di lieve entità e comunque temporanei e reversibili.

In considerazione di quanto sopra e tenendo conto che l'esercizio delle Piattaforme Vega A e Vega B è gestito in linea con le prescrizioni del Decreto VIA-AIA e con la normativa vigente in materia, non si prevedono effetti cumulativi significativi connessi alla sovrapposizione, peraltro temporanea, degli effetti dell'impianto di perforazione con quelli legati al funzionamento delle piattaforme Vega A e Vega B;

- rumore sottomarino: gli impatti connessi alla produzione di rumore sottomarino si manifestano principalmente sui cetacei e rettili marini. L'attività di perforazione degli 8 pozzi addizionali in progetto produrrà un'emissione sonora di tipo non impulsivo e di intensità tale da non causare danni permanenti alle specie di mammiferi marini eventualmente presenti/transitanti in prossimità dell'area di interesse. Si evidenzia che tale area non costituisce un habitat di significativo interesse o di accertata aggregazione (per fini alimentari, riproduttivi, etc.) per le specie prese in esame, tuttavia le stesse risultano regolarmente presenti nello Stretto di Sicilia e pertanto potenzialmente frequentanti tali acque. Tuttavia, nonostante la durata delle attività (522 giorni di effettiva perforazione su 626 giorni totali di lavoro), si ritiene che, vista la natura dell'emissione sonora in questione e la capacità dei mammiferi marini a spostarsi e allontanarsi dalle sorgenti sonore, eventuali impatti possano essere limitati alla manifestazione di risposte di tipo comportamentale (variabili in funzione della specie e della distanza dalla sorgente). L'impatto sui cetacei può essere ritenuto cautelativamente quindi di moderata entità.

In considerazione di quanto sopra, tenendo conto che durante la coltivazione il rumore delle Piattaforme si può ritenere trascurabile, non si prevedono effetti cumulativi significativi connessi alla sovrapposizione, peraltro temporanea, degli effetti sugli ecosistemi marini causati dall'impianto di perforazione con quelli legati al funzionamento delle piattaforme Vega A e Vega B;

- occupazione di specchio acqueo: come riportato nel precedente Paragrafo 9.4.1 la presenza della piattaforma Vega B e dell'impianto di perforazione durante i 626 giorni addizionali di prevista durata delle attività di perforazione degli 8 pozzi addizionali determineranno una riduzione della superficie utilizzabile per l'attività di pesca che tuttavia sarà la medesima già imposta per la perforazione dei primi 4 pozzi già autorizzati e comunque almeno parzialmente ricompresa nell'area di interdizione relativa alla Piattaforma Vega B.

In considerazione di quanto sopra tenendo conto della temporaneità delle attività di perforazione non si prevedono effetti cumulativi significativi connessi alla sovrapposizione dell'interdizione alla navigazione e pesca causati dalla presenza dell'impianto di perforazione con quelli legati al funzionamento delle piattaforme Vega A e Vega B;

- ecosistemi marini: in considerazione delle valutazioni sopra riportate in particolare relativamente agli effetti cumulativi connessi ai prelievi e scarichi idrici e alla produzione di rumore sottomarino non si prevedono effetti cumulativi significativi connessi alla sovrapposizione degli effetti causati dalla presenza dell'impianto di perforazione con quelli legati al funzionamento delle piattaforme Vega A e Vega B.

12 VALUTAZIONI CONCLUSIVE

Nel complesso le valutazioni che sono state condotte hanno permesso di stabilire che gli impatti ambientali associati alla fase di perforazione degli 8 pozzi addizionali in continuità temporale con i 4 pozzi già autorizzati siano relativamente modesti. Ciò è stato possibile, seppur a fronte di un prolungamento della durata della fase di perforazione, in considerazione di quanto segue:

- le perforazioni avverranno dalla Piattaforma Vega B in modo analogo (cambierà in sostanza solamente la durata della perforazione) alla perforazione dei 4 pozzi già autorizzati con Decreto VIA-AIA No.68/2015;
- la proposta progettuale di perforazione degli 8 pozzi addizionali in continuità temporale con i precedenti 4 pozzi (autorizzati con Decreto VIA/AIA 2015) e l'utilizzo del medesimo impianto di perforazione permetteranno di:
 - ottimizzare i tempi di perforazione, poiché si eviterà la ripetizione delle fasi di MOB/DEMOB dell'impianto di perforazione,
 - ridurre le interazioni con l'ambiente in termini di:
 - ottimizzazione dell'approvvigionamento e utilizzo di materie prime e risorse,
 - produzione di rifiuti di perforazione (cuttings) a seguito della gestione per l'intera durata delle perforazioni del ciclo chiuso (impianto zero discharge) dei fanghi di perforazione,
 - interazione con i fondali marini in considerazione del fatto che non sarà ripetuta la fase di MOB/DEMOB dell'impianto di perforazione.

L'applicazione delle misure di mitigazione individuate in fase progettuale nonché di quelle previste a livello operativo e gestionale nel cantiere, consentiranno di minimizzare i rischi e ridurre (o eliminare) gli impatti sull'ambiente e, più in generale, sul territorio.

In conclusione si ritiene che l'impatto ambientale delle opere proposte sia ambientalmente sostenibile.

Si evidenzia infine che la realizzazione del progetto di sviluppo del Campo Vega B è:

- un intervento previsto nel programma di sviluppo del Campo Vega (art.2 del Decreto di Proroga (28 Dicembre 2012 – 28 Dicembre 2022) della Concessione di Coltivazione No Prot. No. MS111/P/C.C6.EO);
- ricopre 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;
- permette lo sfruttamento di risorse nazionali di idrocarburi localizzate in acque territoriali italiani, sulla piattaforma continentale italiana e pienamente coerente con la Strategia Energetica Nazionale (SEN);
- garantirà l'estensione temporale (ulteriori 22 anni) dell'attuale assetto occupazionale connesso alla presenza del Campo Vega composto da circa 20 persone (Edison) e circa 40-50 ditte per la fornitura di servizi quali manutenzione, catering, servizi di trasporto (supply vessel e elicottero), servizi di ingegneria, monitoraggi, etc.

AGV/MRD/MCO/PAR:cht

RIFERIMENTI

Basili, R., G. Valensise, P. Vannoli, P. Burrato, U. Fracassi, S. Mariano, M. M. Tiberti, E. Boschi, 2008, "The Database of Individual Seismogenic Sources (DISS), Version 3: summarizing 20 Years of Research on Italy's Earthquake Geology", Tectonophysics, doi:10.1016/j.tecto.2007.04.014.

Camilleri, M., non datato, "Establishment the 25-mile Fisheries Conservation Zone around the Maltese Island". Annex of GCP/RER/010/ITA/MSM-03 (MedSudMed Technical Documents No. 3). <http://www.faomedsudmed.org/pdf/publications/TD3/TD3-Camilleri.pdf>

Cangemi, M., Di Leonardo, R., Bellanca, A., Cundy, A., Neri, R., & Angelone, M., 2010. Geochemistry and mineralogy of sediments and authigenic carbonates from the Malta Plateau, Strait of Sicily (Central Mediterranean): Relationships with mud/fluid release from a mud volcano system. *Chemical Geology*, 276(3), 294-308.

D'Appolonia, 2016, Studio di Impatto Ambientale del Progetto di Sviluppo Campo Vega B, Concessione di Coltivazione C.C6.EO – Canale di Sicilia – Perforazione di 8 Pozzi Addizionali, preparato per Edison S.p.A., Doc. No. 15-1143-H1, H2 e H3, Gennaio 2016.

DECC-UK United Kingdom (2011) "Review and Assessment of Underwater Sound Produced from Oil and Gas Sound Activities and Potential Reporting Requirements under the Marine Strategy Framework Directive", realizzato per il Dipartimento dell'Energia e del Cambiamento Climatico del Regno Unito (www.og.decc.gov.uk).

Edison -D'Appolonia S.p.A. 2016a, Studio di Impatto Ambientale del Progetto di Sviluppo Campo Vega B, Concessione di Coltivazione C.C6.EO – Canale di Sicilia, Quadro di Riferimento Programmatico preparato per Edison S.p.A., Doc. No 15-1143-H1, Gennaio 2016.

Edison -D'Appolonia S.p.A. 2016b, Studio di Impatto Ambientale del Progetto di Sviluppo Campo Vega B, Concessione di Coltivazione C.C6.EO – Canale di Sicilia, Quadro di Riferimento Progettuale preparato per Edison S.p.A., Doc. No 15-1143-H2, Gennaio 2016.

Edison -D'Appolonia S.p.A. 2016c, Studio di Impatto Ambientale del Progetto di Sviluppo Campo Vega B, Concessione di Coltivazione C.C6.EO – Canale di Sicilia, Quadro di Riferimento Ambientale preparato per Edison S.p.A., Doc. No 15-1143-H3, Gennaio 2016.

Edison -D'Appolonia S.p.A. 2016d, Studio di Impatto Ambientale del Progetto di Sviluppo Campo Vega B, Concessione di Coltivazione C.C6.EO – Canale di Sicilia, Studio di Incidenza, preparato per Edison S.p.A., Doc. No 15-1143-H5, Gennaio 2016.

Edison, 2006a, "Campo di Vega, Studio di Giacimento per lo Sviluppo di Vega B", Gennaio 2006, Doc No. GIAC-0106-VE02 (Rif. D'Appolonia No. 11-522-G13)

Edison, 2009a, "Vega A – FSO Leonis, Piano di Emergenza ed Evacuazione", Novembre 2009 (Rif. D'Appolonia Doc. No. 11-522-G8).

Edison, 2010a, "Documento di Sicurezza e Salute", Rev. 1, Ottobre 2010 (Rif. D'Appolonia Doc. No. 11-522-G5).

Edison, 2010b, "Manuale Operativo FSO Leonis", Marzo 2010, (rif. D'Appolonia Doc. No. 11-522-G21).

Edison, 2011b, "Piattaforma Vega B, Descrizione Configurazione Piattaforma", Novembre 2011, Doc. No. VG-F-GEN-RP-004-B Rev. B02 (Rif. D'Appolonia Doc. No. 11-522-G42)

Edison, 2011d, Informazioni sulla Gestione delle Acque inviate via mail in data 3 Novembre 2011 (Rif. D'Appolonia Doc. No. 11-522-B25)

- Edison, 2011e, “Determinazione Distanze delle Zone Protette (SIC) “Macchina Foresta del Fiume Irminio; Dune in Contrada Regilione; Spiaggia di Maganuco e Zona Protetta Marina Fondali Foce del Fiume Irminio” dalla Piattaforma Offshore Vega A”; Maggio 2011 (Rif. D’Appolonia Doc. No. 11-522-G18)
- Edison, 2011f, VEGA-B PROJECT, Descrizione Attività di Installazione Sealines per Progetto Vega B, Doc. No. VG-F-INS-RP-003-B – A01, Settembre 2011 (Rif. D’Appolonia Doc. No. 11-522-G34)
- Edison, 2011h, Vega B Project, Dati di Input per lo Studio di Impatto Ambientale (Rif. D’Appolonia Doc. No. 11-522-G35)
- Edison, 2011i, VEGA-B PROJECT, Posa dei 2 Cavi Sottomarini fra Vega B e Vega A, Doc. No. VG-F-ELE-RP-001-B – A02, Settembre 2011 (Rif. D’Appolonia Doc. No. 11-522-G37)
- Edison, 2011m, “Programma Preliminare di Perforazione e Completamento dei Pozzi Vega B”, Novembre 2011, Doc. No. WO-HQ-VB-S-001-0 (Rif. D’Appolonia Doc. No. 11-522-G39).
- Edison, 2015a, Addendum Relazione Tecnica allegata all’Istanza di Proroga della Concessione C.C6.EO
- Edison, 2015b, Vega “B” – Programma preliminare di perforazione e completamento, Doc. No. WO-HQ-VB-S-014-0, Rev.0, 25 Ottobre 2015
- Edison, 2016, Dati Preliminari di Produzione per Pozzo (Revisione Report H2 durante predisposizione SIA)
- 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
- EIA, 2015, *International Energy Outlook 2015*” (Energy Information Administration)
- European Parliament, 2011, Jurisdictional Waters in the Mediterranean and Black Seas (Sito Web: <http://www.europarl.europa.eu/studies>)
- Garofalo G., Fortibuoni T., Gristina M., Sinopoli M., Fiorentino F., 2011, Persistence and co-occurrence of demersal nurseries in the Strait of Sicily (central Mediterranean): Implications for fishery management, *Journal of Sea Research* (2011), doi:10.1016/j.seares.2011.04.008
- Garofalo, G., Fiorentino, F., Gristina, M., Cusumano, S., & Sinacori, G., 2007. Stability of spatial pattern of fish species diversity in the Strait of Sicily (central Mediterranean). *Hydrobiologia*, 580(1), 117-124.
- Garofalo, G., Gristina, M., Fortibuoni, T., Giusto, G. B., Sinacori, G., & Fiorentino, F., 2011 Recruitment Areas of Demersal Species in the Strait of Sicily (Central Mediterranean).
- IEA, 2015, *World Energy Outlook, 2015*
- IREPA, 2012, Sintesi dei dati regionali della Sicilia relativi al 2012, <http://www.irepa.org/>
- MIPAF “Ministero delle Politiche Agricole Alimentari e Forestali”, Decreto 20 Maggio 2011, Adozione Piani di Gestione della Flotta a Strascico in Sostituzione del Decreto Direttoriale No. 44 del 17 Giugno 2010 - Gazzetta Ufficiale 5 Luglio 2011 No. 154 - Suppl. Ordinario No. 163 – “Piano di Gestione GSA 16 (Stretto di Sicilia), Strascico > 18 Metri”, Maggio 2011
- OSPAR (2009) “OSPAR Commission: Overview of the impacts of anthropogenic underwater sound in the marine environment”

Pavan G., La Manna G., Zardin F., Riccobene G., Cosentino G., Speziale F., NEMO Collaboration, 2007, "Long term acoustic monitoring of sperm whales off Catania with ONDE", INFN LNS Reports 2006: 148-150

Regione Siciliana, 2015, "Rapporto Annuale sulla Pesca e sull'Acquacoltura - 2014", Distretto Produttivo della Pesca, Osservatorio della Pesca del Mediterraneo, Assessorato Regionale dell'Agricoltura, dello Sviluppo Rurale e della Pesca Mediterranea, Dipartimento Regionale della Pesca Mediterranea

Simmonds M., Dolman S., Weilgart L., 2004, "Oceans of Noise". WDCS Science Report.

Southall B.L., A.E. Bowles, W.T. Ellison, J.J. Finneran, R.L. Gentry, C.R. Greene Jr., D. Kastak, D.R. Ketten, J.H. Miller, P.E. Nachtigall, W.J. Richardson, J.A. Thomas, & P.L. Tyack, 2007, "Marine Mammal Noise Exposure Criteria: Initial Scientific Recommendations", Aquatic Mammals, Volume 33, Number 4, 2007 ISSN 0167-5427.

UNEP-CBD, 2012, "Scientific Synthesis on the Impacts of Underwater Noise on Marine and Coastal Biodiversity and Habitats" (UNEP/CBD/SBSTTA/16/INF/12 12 March 2012)

UNEP-MAP-RAC/SPA, 2014. Status and conservation of fisheries in the Sicily Channel/ Tunisian Plateau. By H. Farrugio & Alen Soldo. Draft internal report for the purposes of the Mediterranean Regional Workshop to Facilitate the Description of Ecologically or Biologically Significant Marine Areas, Malaga, Spain, 7-11 April 2014.

Unione Petrolifera, 2015a, Relazione Annuale 2015 dell'Unione Petrolifera Italiana

Siti internet consultati

Ufficio Nazionale Minerario per gli Idrocarburi e le Georisorse - UNMIG, sito web unmig.sviluppoeconomico.gov.it, consultato a Gennaio 2016.

UNEP-MAP United Nations Environment Programme - Mediterranean Action Plan, Sito web: <http://www.unepmap.org>

APPENDICE A
DECRETO VIA/AIA 16 APRILE 2015