



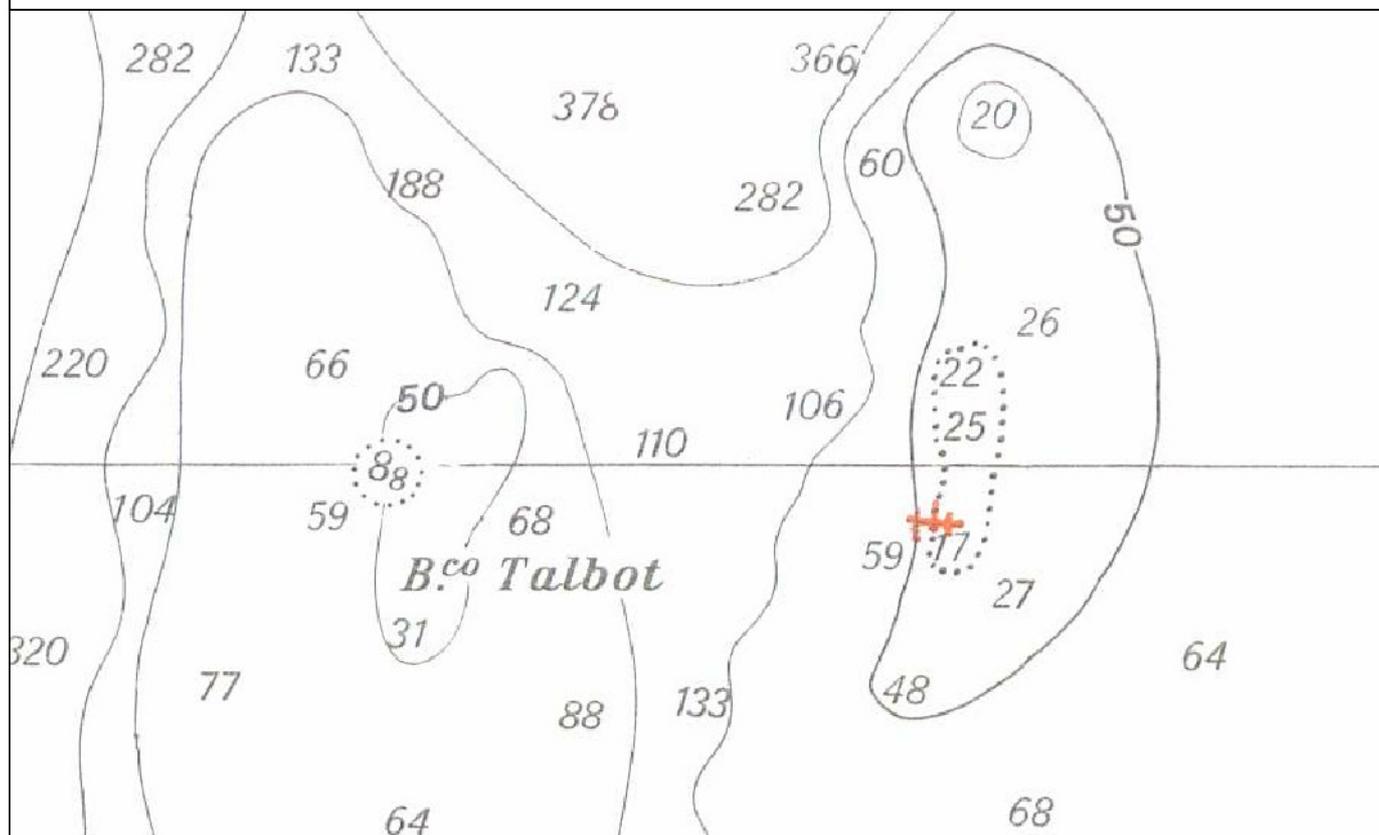
FOUR WIND S.R.L.

Via Nunzio Morello n. 40 - 90144 PALERMO
 Tel/Fax +39 091 7829785 - +39 091 7829080
 e-mail: info@4wind.it - <http://www.4wind.it>
 P.I. / C.F. 05593830820

PARCO EOLICO - STRETTO DI SICILIA BANCO DI TALBOT

STUDIO DI IMPATTO AMBIENTALE

SINTESI NON TECNICA



00	07-2009	SIAT/R/0/SN/001	SINTESI NON TECNICA	LABRUZZO	VENTURA	CAMPANELLA
REV.	DATA	CODICE	DESCRIZIONE	PREPARATO	CONTROLLATO	APPROVATO

Project Manager:

Ing. Vito Aurelio Campanella

C. & C. Consulting engineering S.r.l.

Collaboratori:
 Ing. Calogero Cutaia
 Dott.ssa Angela Lanza
 Dott. Dario Modica

Q.S. Q.I.S. S.r.l.

Collaboratori:
 Geom. Calogero Barletta
 Ing. Salvatore Cocciola
 Dott.ssa Bernadette Labruzzo
 Ing. Paolo G. Oieni
 Ing. Daniele Ventura

SINTESI NON TECNICA

ai sensi del D. Lgs 3 aprile 2006 n° 152 ss.mm.ii.

INDICE GENERALE

PREMESSA	5
1 SEZIONE A – QUADRO DI RIFERIMENTO PROGRAMMATICO	7
1.1 ITER AUTORIZZATIVO	9
1.2 PIANI E STRUMENTI INERENTI LA PROGRAMMAZIONE E LA SALVAGUARDIA TERRITORIALE.....	10
1.2.1 piano provinciale dei trasporti della provincia di trapani.....	10
1.2.1.1 La pianificazione di settore	10
1.2.1.2 L'elenco delle principali vie di comunicazione.....	10
1.2.2 piano territoriale di coordinamento provinciale.....	13
1.2.3 piano regolatore generale comunale	13
1.2.4 piano territoriale paesistico regionale	13
1.2.4.1 Vincoli paesaggistici	13
1.2.4.2 Aree vincolate ai sensi dell'art. 5 l.r. 15/91.....	13
1.2.5 P.A.I. - Piano di Assetto Idrogeologico	14
1.2.6 vincoli ambientali	15
1.2.6.1 Aree marine protette.....	15
1.2.6.2 Aree naturali protette.....	15
1.2.6.3 La rete natura 2000.....	15
1.2.6.4 Siti di importanza comunitaria (SIC)	15
1.2.6.5 Zone di protezione speciale (ZPS).....	16
1.2.6.6 IBA.....	16
1.2.7 schema del piano energetico regionale della regione sicilia	16
1.2.7.1 Gli obiettivi del piano energetico proposto	16
1.2.7.2 Piano d'azione per la diffusione delle tecnologie di utilizzazioni delle energie rinnovabili	17
1.2.7.3 Piano Energetico Ambientale Regionale Siciliano (P. E. A. R. S.)	17
1.2.8 pesca	18
2 SEZIONE B – QUADRO DI RIFERIMENTO PROGETTUALE.....	20
2.1 IL PROGETTO.....	21
2.2 DESCRIZIONE DELL'AEROGENERATORE DI PROGETTO	23
2.3 DESCRIZIONE DELLA TIPOLOGIA DI FONDAZIONE	25
2.4 LAYOUT DELL'IMPIANTO E CAVI MARINI DI INTERCONNESSIONE	27
2.5 SOTTOSTAZIONE ELETTRICA <i>OFFSHORE</i> (ESP <i>OFFSHORE</i>).....	29
2.6 CAVIDOTTO MARINO.....	31
2.6.1 Descrizione del tracciato.....	33
2.6.2 Modalità di posa e di protezione dei cavi marini	34
2.7 APPRODO DEL CAVIDOTTO MARINO	35
2.8 CAVIDOTTO TERRESTRE	36
2.8.1 Descrizione del tracciato.....	37
2.8.2 Descrizione del cavidotto in corrente continua.....	40
2.8.3 Descrizione del cavidotto in corrente alternata	41
2.8.4 Fasi di costruzione.....	42
2.9 SOTTOSTAZIONE ELETTRICA <i>ONSHORE</i>	43

2.9.1	Caratteristiche tecniche	44
2.10	VALUTAZIONE DELLA PRODUCIBILITÀ ANNUA DELL'IMPIANTO	45
2.10.1	producibilità del singolo aerogeneratore	45
2.10.2	producibilità lorda e netta dell'impianto eolico.....	47
2.11	ANALISI COSTI - BENEFICI	48
2.11.1	analisi dei costi	48
2.11.2	Analisi dei benefici	49
2.11.2.1	Benefici economici	49
2.11.2.2	Benefici sociali	50
2.11.2.3	Benefici occupazionali.....	51
2.11.2.4	Benefici ambientali.....	52
3	SEZIONE C – QUADRO DI RIFERIMENTO AMBIENTALE	54
3.1	SISTEMI AMBIENTALI	54
3.1.1	Atmosfera – il clima regionale del Canale.....	54
3.1.2	Suolo e sottosuolo	55
3.1.2.1	Inquadramento geologico.....	55
3.1.2.2	Caratteristiche geomorfologiche	56
3.1.2.3	Banco Talbot Ovest.....	56
3.1.2.4	Banco Talbot Est.....	57
3.1.2.5	CORRIDOI DI COLLEGAMENTO	57
3.1.3	Granulometria dei sedimenti	58
3.1.4	Caratteristiche chimiche, microbiologiche ed ecotossicologiche dei sedimenti.....	58
3.2	AMBIENTE IDRICO	59
3.2.1	Il regime del Mediterraneo	59
3.2.2	Dinamica costiera	60
3.2.3	Caratteristiche chimico fisiche – profili CTD.....	60
3.2.4	Caratteristiche chimiche, microbiologiche ed ecotossicologiche della colonna d'acqua	62
3.3	ECOSISTEMI NATURALI	63
3.3.1	Ittiofauna - indagini sui banchi	63
3.3.2	Mammiferi	63
3.3.3	Rettili.....	63
3.3.4	Ecosistema a Posidonia oceanica	64
3.3.5	Coralligeno.....	64
3.3.6	Inquadramento biocenotico.....	64
3.3.6.1	Banco Talbot Ovest.....	65
3.3.6.2	Banco Talbot Est.....	65
3.3.7	Avifauna.....	65
3.4	PAESAGGIO.....	66
3.5	STIMA DEGLI IMPATTI E MISURE DI MITIGAZIONE	67
3.5.1	Fase di cantiere: installazione e dismissione	67
3.5.2	Fase di esercizio.....	67
3.6	POTENZIALI EFFETTI SULL'AMBIENTE FISICO-CHIMICO E MISURE DI MITIGAZIONE	68
3.6.1	Atmosfera	68
3.6.2	Suolo	68

3.6.3 Ambiente idrico	69
3.7 POTENZIALI EFFETTI SULL'AMBIENTE BIOLOGICO E MISURE DI MITIGAZIONE	69
3.7.1 Ittiofauna	69
3.7.2 Mammiferi	70
3.7.3 Rettili	70
3.7.4 <i>Posidonia oceanica</i>	70
3.7.5 Coralligeno	71
3.7.6 Avifauna	72
3.8 PAESAGGIO	74
3.9 SICUREZZA	75
3.10 RUMORE E VIBRAZIONI	76
3.11 CAVIDOTTI DI COLLEGAMENTO	79
3.11.1 Offshore	79
3.11.2 Onshore	80
3.12 SMALTIMENTO E RICICLAGGIO	82
3.13 MONITORAGGIO AMBIENTALE E TURISMO	82
3.14 CONSIDERAZIONI CONCLUSIVE	84

PREMESSA

Il presente documento rappresenta la Sintesi non tecnica dello Studio di Impatto Ambientale (SIA) di un impianto eolico *offshore* di potenza nominale pari a 354 MW, da realizzare su un alto strutturale della Piattaforma Continentale Italiana, ubicato nello Stretto di Sicilia, al largo di Mazara del Vallo. Tale area marina è denominata **Banco di Talbot**, costituito da due alti strutturali della piattaforma continentale (qui denominati Est ed Ovest in base alla loro posizione reciproca) e distanti tra loro circa 6 km.

Il parco eolico in oggetto, proposto dalla società **Four Wind S.r.l.**, è in corso di autorizzazione ai sensi del D.Lgs n. 387 del 29 dicembre 2003.

Il S.I.A. è stato elaborato e redatto in conformità a quanto disposto dagli artt. 3, 4 e 5 ed Allegati I e II del D.P.C. M. 27 dicembre 1988 *“Norme Tecniche per la redazione degli studi di impatto ambientale e la formulazione del giudizio di compatibilità di cui all’articolo della legge 8 luglio 1986, n. 349, adottate ai sensi dell’articolo 3 del decreto del Presidente del Consiglio dei Ministri 10 agosto 1988, n. 377”* ed in linea con quanto indicato dall’allegato VII del D.Lgs. n. 4 del 16 gennaio 2008 *“Ulteriori disposizioni correttive e integrative del D.Lgs. 3 aprile 2006 n. 152”*.

Lo studio ha richiesto l’esecuzione di una completa ed esauriente analisi anche delle componenti ambientali interessate dal progetto.

Tale analisi è stata condotta con un approccio interdisciplinare, da un gruppo integrato costituito da tecnici esperti.

Lo studio si sviluppa in tre sezioni:

- **Sezione A – Quadro di Riferimento Programmatico (SIAT/R/0/SIA/001)**
Analizza l’opera nel contesto territoriale e normativo in cui va ad inserirsi, esaminando gli strumenti di programmazione territoriale ed urbanistica nonché gli aspetti strategici con riferimento al mercato europeo e nazionale della tecnologia eolica, al suo sviluppo previsto e all’iter autorizzativo seguito.
- **Sezione B – Quadro di Riferimento Progettuale (SIAT/R/0/SIA/002)**
Analizza e descrive i motivi della localizzazione prescelta, le caratteristiche tecniche del progetto e le fasi di realizzazione.
- **Sezione C – Quadro di Riferimento Ambientale (SIAT/R/0/SIA/003)**
Analizza le interazioni e gli effetti positivi e negativi del progetto sul sistema ambientale nella sua globalità.

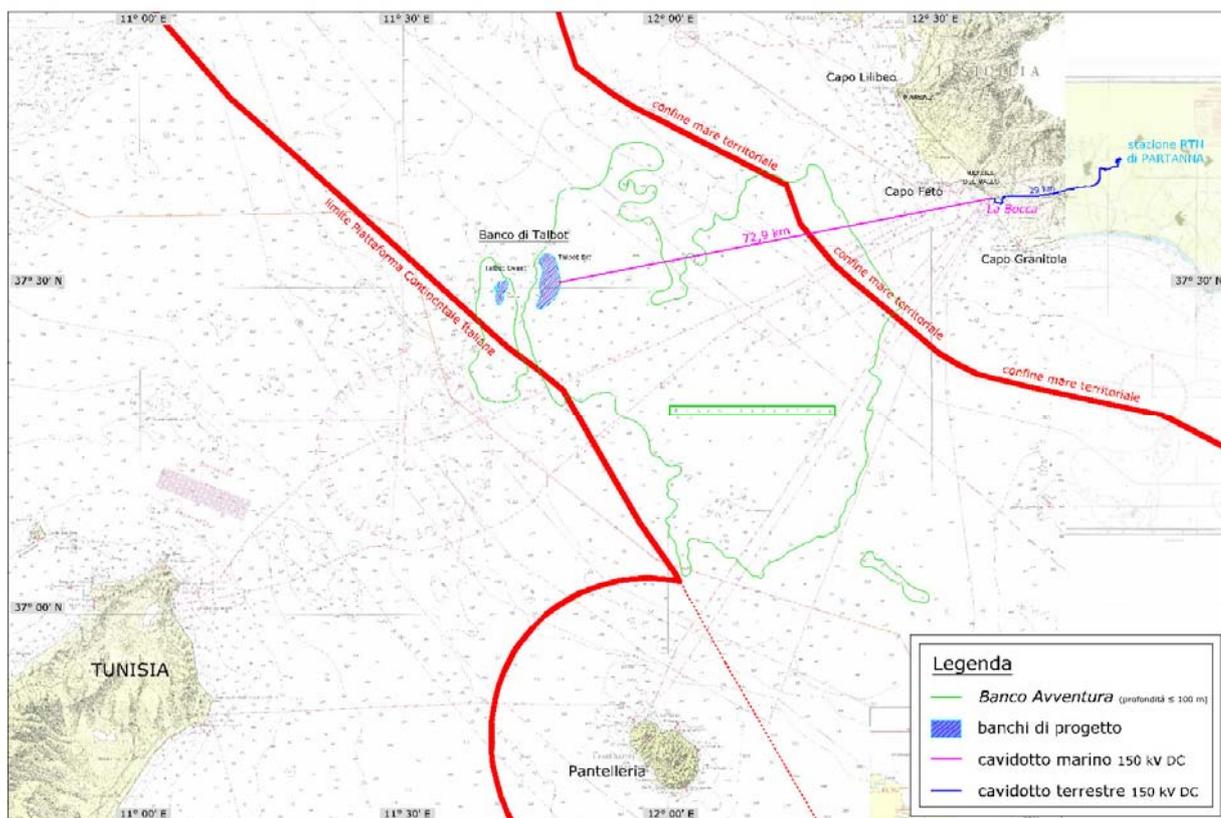


Figura 1-1 Inquadramento territoriale dell'impianto nella sua totalità

1 SEZIONE A – QUADRO DI RIFERIMENTO PROGRAMMATICO

Il presente documento rappresenta il quadro di riferimento programmatico dello Studio di Impatto Ambientale (SIA) dell'impianto eolico *offshore* di potenza nominale pari a 354 MW da realizzare nello Stretto di Sicilia, al largo di Mazara del Vallo. Tale impianto è in corso di autorizzazione ai sensi del D.Lgs n. 387 del 29 dicembre 2003.

Il S.I.A. è stato elaborato e redatto in conformità a quanto disposto dagli artt. 3, 4 e 5 ed Allegati I e II del D.P.C. M. 27 dicembre 1988 *“Norme Tecniche per la redazione degli studi di impatto ambientale e la formulazione del giudizio di compatibilità di cui all'articolo della legge 8 luglio 1986, n. 349, adottate ai sensi dell'articolo 3 del decreto del Presidente del Consiglio dei Ministri 10 agosto 1988, n. 377”* ed in linea con quanto indicato dall'allegato VII del D.Lgs. n. 4 del 16 gennaio 2008 *“Ulteriori disposizioni correttive e integrative del D.Lgs. 3 aprile 2006 n. 152”*.

L'intervento oggetto del presente studio riguarda la realizzazione di un parco eolico *offshore* su un banco marino al largo di Mazara del Vallo, identificato come Banco di Talbot, costituito da due alti strutturali della piattaforma continentale (qui denominati Est ed Ovest in base alla loro posizione reciproca) e distanti tra loro circa 6 km.

Come si evince dall'inquadramento territoriale allegato al progetto (tavola PDT/T/0/IT/001), tali aree marine fanno parte della Piattaforma Continentale Italiana, essendo ubicate, rispettivamente, a circa 33 miglia nautiche (63 km) (Banco Talbot Est) e 39 miglia nautiche (72 km) (Banco Talbot Ovest) al largo di Capo Lilibeo (Sicilia – Comune di Marsala (TP)).

L'impianto eolico *offshore* proposto dalla Società Four Wind S.r.l. sinteticamente prevede l'utilizzazione:

- ✓ della piattaforma continentale italiana, ai fini della posa dei pali eolici, dei cavi marini di interconnessione e del primo tratto del cavidotto marino;
- ✓ del mare territoriale, per il passaggio sottomarino del cavidotto marino sino alla terraferma;
- ✓ di parte del territorio regionale siciliano, per il percorso del cavidotto terrestre dal punto di approdo a terra sino al punto di connessione con la rete di trasmissione nazionale.

Lo sviluppo delle fonti rinnovabili è una priorità dell'Unione Europea in quanto aumenta la sicurezza dell'approvvigionamento energetico, favorisce l'occupazione e il coinvolgimento delle realtà locali e consente di ridurre l'impatto ambientale associato al ciclo energetico. L'Unione Europea ha adottato una serie di atti a sostegno delle fonti rinnovabili, tra i quali il Libro Bianco del 1997 e la Direttiva 2001/77/CE per la promozione dell'elettricità da fonti

rinnovabili ed inoltre ha stabilito pesanti sanzioni economiche nei confronti dei Paesi che non rispettano i previsti limiti di emissione di anidride carbonica.

Il Governo italiano, nell'ambito del processo di attuazione del protocollo di Kyoto, ha definito gli obiettivi di riduzione delle emissioni di gas a effetto serra al 2010 (delibera CIPE 137/98), individuando con il Libro Bianco per la valorizzazione energetica delle fonti rinnovabili (delibera CIPE 126/99) gli obiettivi da perseguire per ciascuna fonte rinnovabile. In particolare, il documento prevede che la potenza eolica installata in Italia giunga, entro il 2010, a 2500-3000 MW. Le Regioni condividono l'esigenza di ridurre l'inquinamento connesso alla produzione di energia e in particolare le emissioni di gas a effetto serra, impegnandosi a predisporre piani energetico-ambientali che privilegino le fonti rinnovabili e la razionalizzazione della produzione elettrica e dei consumi energetici ("Protocollo di Torino" del 4 giugno 2001).

Il 27 ottobre 2004 è stata emanata dal Parlamento e dal Consiglio Europeo la cosiddetta Direttiva Linking, 2004/101/EC, che introduce alcuni emendamenti alla direttiva 2003/87/EC sul commercio di emissioni di gas ad effetto serra (Emission Trading).

La produzione di energia pulita mediante lo sfruttamento della forza del vento è stata introdotta in Europa e in Italia con l'emanazione di una serie di atti legislativi concernenti le fonti rinnovabili in generale e l'eolico in particolare. Gli atti legislativi, sia comunitari sia nazionali, sono stati emanati per incentivare l'utilizzo di fonti energetiche il cui sfruttamento non comporti l'emissione di gas serra in atmosfera.

L'installazione di un parco eolico ha pertanto effetti positivi sull'ambiente e sulla qualità della vita.

Lo sfruttamento di una fonte rinnovabile e quindi il mancato utilizzo di combustibili convenzionali fa sì che ci sia una produzione di energia elettrica senza l'introduzione in atmosfera di elementi dannosi per l'uomo e per l'ambiente.

Peraltro, non solo la fonte energetica – il vento- è rinnovabile, ma anche gli impianti possono essere riciclati dopo il ciclo ordinario di vita delle turbine che è stimabile in 20-25 anni.

Al termine di questo periodo, infatti, dopo una verifica dell'integrità dei piloni di fondazione e delle principali connessioni elettriche, si potrà procedere alla sostituzione integrale delle turbine ed eventualmente delle torri. Tenendo conto dei possibili sviluppi della tecnologia eolica *offshore* e del conseguente incremento dell'affidabilità e durata delle apparecchiature, si potrebbe stimare una durata complessiva dell'impianto di circa 50 - 60 anni.

Occorre sottolineare che l'impianto, primo impianto *offshore* in Italia con una potenza di 354 MW, eviterebbe l'emissione in atmosfera di notevoli quantità di CO₂/anno.

1.1 ITER AUTORIZZATIVO

Il D.Lgs. 29 dicembre 2003 n. 387 (*“Attuazione alla direttiva 2001/77/CE relativa alla promozione dell’energia elettrica prodotta da fonti energetiche rinnovabili nel mercato interno dell’elettricità”*) prevede che gli *“impianti di produzione di energia elettrica alimentati da fonti rinnovabili”* siano assoggettati ad un’autorizzazione unica rilasciata dalla regione o dalla province delegate dalla regione (3° comma), a seguito di un procedimento unico, adeguato ai principi di semplificazione, svolto con le modalità di cui alla L. n. 241/1990 ed al quale partecipano *“...tutte le Amministrazioni interessate”* preposte alla tutela dell’ambiente, del paesaggio e del patrimonio storico-artistico, riunite a tale fine in apposita conferenza di servizi.

Il termine massimo previsto per l’adozione del provvedimento conclusivo è di 180 giorni.

La norma di cui all’art. 12 è stata tuttavia oggetto di una recente modifica (per effetto dell’art. 2, comma 158, L. 24 dicembre 2007 n. 244) che ha introdotto una disposizione specifica per gli impianti *offshore*: **“Per gli impianti offshore l’autorizzazione è rilasciata dal Ministero dei Trasporti, sentiti il Ministero dello Sviluppo Economico e il Ministero dell’Ambiente e della Tutela del Territorio e del Mare, e ciò nel rispetto delle modalità stabilite nel 4° comma e previa acquisizione della concessione d’uso del demanio marittimo da parte della “competente autorità marittima”.**

La procedura autorizzativa, di cui all’art. 12 del citato D. Lgs 387/03, dovrebbe risultare così articolata:

- 1) avvio e definizione della fase istruttoria dell’endoprocedimento di concessione demaniale marittima ad opera della competente Autorità Amministrativa;
- 2) avvio del principale procedimento unico ex art. 12, D. Lgs. 387/2003, con la presentazione della istanza di autorizzazione unica per la realizzazione dell’impianto eolico *offshore* al Ministero dei Trasporti;
- 3) semplificazione del procedimento e concentrazione dell’apporto valutativo di tutte le Amministrazioni interessate tramite convocazione di una apposita conferenza di servizi (si applicano per gli impianti *off-shore* le medesime modalità di semplificazione ed acceleratorie previste nel comma 4 dell’art. 12), disciplinata dagli artt. 14 e segg. L. n. 241/1990 e s.m.i.

Al riguardo, appare particolarmente significativa la partecipazione in conferenza di servizi dell’Assessore all’Industria della Regione Siciliana ai fini del necessario coordinamento dei realizzandi parchi eolici FOUR WIND s.r.l. nello Stretto di Sicilia con il Piano Energetico Ambientale Regionale Siciliano (P.E.A.R.S.) pubblicato su G.U.R.S. n. 13 del 27 marzo 2009;

- 4) acquisizione nel medesimo procedimento autorizzativo della V.I.A. da parte della competente Autorità Amministrativa;
- 5) innesto della *endo (o sub)* procedura di C.D.M. nell'ambito di tale procedimento unico, al fine di emettere utilmente il relativo provvedimento concessorio in caso di esito positivo della fase istruttoria del procedimento principale.;

1.2 PIANI E STRUMENTI INERENTI LA PROGRAMMAZIONE E LA SALVAGUARDIA TERRITORIALE

Sono di seguito individuati gli strumenti di pianificazione e programmazione che interessano il progetto nella sua totalità, al fine di verificare la coerenza tra la normativa vigente e l'opera proposta.

1.2.1 piano provinciale dei trasporti della provincia di trapani

Con Deliberazione G.P. n° 354 del 14/7/99 è stato approvato il Piano Provinciale di Bacino per i Trasporti e Piano delle principali vie di comunicazione stradali e ferroviarie, ai sensi del D.Lgs. 285/92 "Codice della strada" art. 36, nonché della L.R. 9/86 art. 12 comma 1 e trasmesso al Consiglio Provinciale (ex art. 29 della L.R. n.26 del 1/9/93), che lo ha approvato con deliberazione n. 22/C del 06/06/2001.

1.2.1.1 La pianificazione di settore

Nel marzo 1999 è stato redatto, sotto la direzione del Servizio di Pianificazione e Programmazione del Ministero dei Trasporti e della Navigazione, in collaborazione con il Ministero dell'Ambiente e con il Ministero dei Lavori Pubblici, il documento dal titolo: "Il Nuovo Piano Generale dei Trasporti: indirizzi e linee guida".

1.2.1.2 L'elenco delle principali vie di comunicazione

La Legge Regionale 6 marzo 1986 n. 9, "Istituzione della Provincia Regionale", aggiornata ed integrata con la L. R. 11 dicembre 1991, n. 48, definisce i criteri a base della redazione dei Piani Provinciali di Trasporto per la definizione degli interventi connessi alla mobilità provinciale.

Di seguito sono descritte le principali vie di comunicazione presenti nel territorio in relazione al progetto in esame.

a) Rete stradale

Per quanto riguarda l'opera in progetto, le principali strade interessate dalla realizzazione del cavidotto di collegamento alla stazione elettrica di Partanna sono le seguenti:

- Via California (comunale);
- Via Gorgi Tondi (comunale);
- Strada Statale n° 115 (attraversamento);
- S.P. 4 Partanna – Castelvetrano (Partanna – Braccio S. Nicola).

Non si riscontrano interferenze negative derivanti dalla realizzazione dell'opera con la viabilità principale (strade statali e strade provinciali a più intenso traffico veicolare) della provincia di Trapani; in ogni caso (come meglio specificato nel piano di cantiere) nella fase di posa dei cavi lungo le strade o nella loro prossimità, per limitare al massimo i disagi al traffico veicolare locale, questa sarà svolta in modo tale da poter destinare al transito veicolare, in qualsiasi condizione, almeno metà della carreggiata.

In alcuni casi, quando l'ampiezza della strada non lo consente, si potrà realizzare una pista ristretta, eliminando la fascia adibita al passaggio di mezzi di servizio, comprimendo gli spazi operativi e prevedendo accessi alternativi per i mezzi di soccorso.

L'accessibilità alla fascia di lavoro sarà assicurata dalla viabilità ordinaria, che subirà, per il periodo di esecuzione dell'opera, un lieve aumento del traffico dovuto ai mezzi dei servizi logistici; non si prevede l'apertura di ulteriori strade di accesso. I mezzi di costruzione utilizzeranno la sola fascia di lavoro e al termine le strade saranno ripristinate alle condizioni preesistenti.

b) Rete ferroviaria

Dall'esame degli elaborati grafici (vedi Tavola PDT/T/0/CAVT/001) risulta evidente che il percorso del cavidotto proveniente dall'approdo di Mazara del Vallo, dopo circa 2.700 m dal punto di partenza, prima si affianca per circa 250 m alla linea ferroviaria in esercizio Palermo - Castelvetrano - Trapani e successivamente l'attraversa; ulteriore interferenza con la medesima linea si rileva, pure, in località c.da Magaggiaro tra l'abitato di Campobello di Mazara e Castelvetrano; successivamente, proseguendo in direzione della Stazione Elettrica di Partanna, il medesimo cavidotto attraversa pure la linea chiusa all'esercizio Castelvetrano-Ribera all'altezza della zona commerciale di Castelvetrano. In riferimento a queste interferenze, RFI - Rete Ferroviaria Italiana ha già espresso parere positivo, per quanto di propria competenza, alla realizzazione dei cavidotti in oggetto previa richiesta di autorizzazione prima dell'effettivo inizio dei lavori.

c) Rete portuale

- Nella Provincia si individuano otto scali portuali (dati Osservatorio Regionale dei Trasporti): Castellammare del Golfo, Favignana, Marettimo, Marsala, Mazara del Vallo, Pantelleria, S. Vito Lo Capo e Trapani.

Per quanto riguarda i flussi di traffico e le rotte di navigazione delle unità navali transitanti nel Canale di Sicilia si segnala l'esistenza di tratte marittime di linea colleganti:

- Trapani – Tunisi (Corsa A/R) nei giorni lunedì, mercoledì, venerdì;
- Trapani – Sousse (Corsa A/R) nel giorno di sabato;
- Mazara del Vallo – Pantelleria – Sousse (Corsa A/R) nei giorni lunedì, mercoledì, venerdì;
- Trapani – Pantelleria (Corsa A/R) tutti i giorni tranne il sabato da gennaio a maggio e da ottobre a dicembre e tutti i giorni da giugno a settembre.

Le regole della navigazione prevedono il diritto di rotta per le unità impegnate in attività che ne riducano la capacità di governo. Conseguentemente le autorità marittime sono tenute ad emettere avvisi ai naviganti che indichino le operazioni in corso in una determinata zona di mare, affinché il traffico marittimo ordinario transiti ad una distanza minima di sicurezza dai luoghi interessati dalle operazioni.

Inoltre le unità che rimorchiano hanno analogo diritto di rotta, anche se non direttamente impegnate in particolari operazioni.

d) Rete aeroportuale

Per quanto riguarda il comparto del trasporto aereo, che costituisce un importante settore del sistema della mobilità provinciale, sono presenti due scali aeroportuali: Trapani-Birgi e Pantelleria.

In merito all'interferenza dell'opera con il traffico aereo presente nell'area, sono già stati acquisiti dalla società i pareri positivi da parte di ENAV, Aeronautica Militare Italiana C.I.G.A. ed ENAC.

Il parco eolico in progetto non interferisce, quindi, con superfici aeronautiche di interesse aeroportuale ma i pali, superando di oltre 45 metri sull'acqua la quota del terreno, costituiscono comunque ostacolo alla navigazione aerea ai sensi del Cap. 11 paragrafo 11.1.3 del regolamento ENAC per la costruzione ed esercizio degli aeroporti. Si procederà pertanto a prevedere in fase progettuale apposita segnaletica diurna e notturna al fine di segnalare adeguatamente la presenza di ostacoli verticali.

1.2.2 piano territoriale di coordinamento provinciale

Allo stato attuale, per la Provincia di Trapani, è stato redatto il progetto di massima del PTCP, approvato dalla giunta provinciale con deliberazione n°386 del 20/10/03. Da questo non si evincono proibizioni alla realizzazione dell'opera in progetto

1.2.3 piano regolatore generale comunale

Per la realizzazione dell'opera si farà riferimento agli strumenti di pianificazione locale (PRG ex art. 33 della L. 17 agosto 1942, n. 1150 ss. mm. ii.) dei comuni interessati dal passaggio del cavidotto ove questi siano presenti.

1.2.4 piano territoriale paesistico regionale

Con decreto emesso in data 21/05/1999, sono state approvate dall'Assessore della Regione Siciliana per i Beni Culturali ed Ambientali e per la Pubblica Istruzione, le "Linee guida del Piano Territoriale Paesistico Regionale", ai sensi dell'art. I bis della L. 431/85 e dell'art.3 della LR 80/77.

L'area interessata dalla realizzazione del cavidotto terrestre è compresa in due ambiti:

- *Ambito 2 - Area della pianura costiera occidentale*
- *Ambito 3 - Colline del trapanese*

Da un attento esame del Piano Paesistico Territoriale Regionale si è potuta valutare l'assenza di eventuali vincoli di tipo paesistico e/o archeologico come evidenziato dalla tavola SIAT/T/0/VP AE/001

1.2.4.1 Vincoli paesaggistici

Il punto di approdo individuato in località "La Bocca" nel comune di Mazara del Vallo ricade all'estremità della foce del fiume Arena e, pertanto, in un'area che può essere inclusa tra i territori di cui alla lettera c) del suddetto art. 142 del D.Lgs. n. 42 del 22 gennaio 2004, così come il primo tratto, di lunghezza pari a circa 500 m del cavidotto interrato che costeggia il tratto finale dello stesso fiume; si è reso, pertanto necessario, acquisire il parere della Soprintendenza ai Beni Culturali della Provincia di Trapani il quale è stato rilasciato con esito positivo e senza prescrizioni relativamente all'intero tracciato del cavidotto in progetto.

1.2.4.2 Aree vincolate ai sensi dell'art. 5 l.r. 15/91

La legge regionale del 30 Aprile 1991, n.15 all'art.5 ha consentito alla Amministrazione dei beni culturali di individuare aree di particolare pregio paesistico nelle quali può essere temporaneamente inibita qualsiasi attività di trasformazione dello stato dei luoghi.

L'opera in esame non interesserà aree vincolate.

1.2.5 P.A.I. - Piano di Assetto Idrogeologico

Il Piano Stralcio per l'Assetto Idrogeologico, di seguito denominato Piano Stralcio o Piano P.A.I., redatto ai sensi dell'art. 17, comma 6 ter, della L. 183/89, dell'art. 1, comma 1, del D.L. 180/98, convertito con modificazioni dalla L. 267/98, e dell'art. 1 bis del D.L. 279/2000, convertito con modificazioni dalla L. 365/2000, ha valore di Piano Territoriale di Settore ed è lo strumento conoscitivo, normativo e tecnico-operativo mediante il quale sono pianificate e programmate le azioni, gli interventi e le norme d'uso riguardanti la difesa dal rischio idrogeologico del territorio siciliano.

Il tracciato prescelto per il passaggio dell'elettrodotto attraversa le aree di quattro bacini idrografici:

- 054 - Bacino Idrografico del Fiume Arena;
- 056 - Area Territoriale tra il Bacino Idrografico del Fiume Arena ed il Bacino Idrografico del Fiume Modione;
- 056 – Bacino Idrografico del Fiume Modione ed Area Territoriale tra il Bacino Idrografico del Fiume Modione ed il Bacino Idrografico del Fiume Belice;
- 057 – Bacino Idrografico del Fiume Belice.

Il punto di approdo in località “La Bocca” ricade all'interno del bacino idrografico n. 054 denominato “Bacino Idrografico del Fiume Arena”.

Dall'analisi della cartografia relativa, limitatamente alla porzione ricadente all'interno dell'area in studio, non sono state individuate aree in dissesto fatta eccezione per due fenomeni di crollo censiti alla foce del Fiume Arena (054-9MZ-008; 054-9MZ-009) dove però non esistono elementi a rischio. Il punto di approdo previsto ricade al di fuori delle citate aree di dissesto per cui nulla osta dal punto di vista idrogeologico alla realizzazione delle previste opere a terra (vedi tavola SIAT/T/0/DISS/001).

Lungo il tracciato del cavidotto in progetto e nell'area prevista per l'allocazione della stazione elettrica on-shore (tavola SIAT/T/0/DISS/002) non insistono vincoli di carattere idrogeologico e, quindi, ai sensi delle norme di attuazione del P.A.I., non sussiste alcun rischio conseguente alla realizzazione dell'opera.

1.2.6 vincoli ambientali

1.2.6.1 Aree marine protette

Le aree marine protette sono istituite ai sensi delle leggi n. 979 del 1982 e n. 394 del 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.

Ad oggi nessuna delle aree richieste in concessione demaniale, compresi i corridoi marini che saranno interessati dal passaggio dei cavidotti e i punti di approdo individuati lungo la costa, insiste o interferisce con aree marine protette istituite o di prossima istituzione (vedi tavola SIAT/T/0/VAMB/002).

1.2.6.2 Aree naturali protette

La legge 394/91 definisce la classificazione delle aree naturali protette e istituisce l'Elenco Ufficiale delle Aree Protette.

Relativamente al progetto in esame, si evidenzia che il cavidotto di collegamento alla stazione elettrica di Partanna costeggia, nel suo tratto terrestre, il limite nord ovest della Riserva Naturale Integrata "Lago Preola e Gorgi Tondi" per circa 800 m. Lungo questo tratto, come per tutto il suo percorso, il cavidotto sarà interrato quindi non si rilevano interferenze negative con l'area naturale protetta citata (vedi tavola SIAT/T/0/VAMB/001).

1.2.6.3 La rete natura 2000

La Rete Natura 2000, ai sensi della Direttiva "Habitat" (art.3 Direttiva n. 92/43/CEE), è costituita dalle Zone Speciali di Conservazione (ZSC) e dalle Zone di Protezione Speciale (ZPS). Attualmente la "rete" è composta da due tipi di aree: le Zone di Protezione Speciale, previste dalla Direttiva "Uccelli" (Direttiva 79/409/CEE) e i Siti di Importanza Comunitaria, istituiti (SIC) o proposti (pSIC).

1.2.6.4 Siti di importanza comunitaria (SIC)

I Siti di Importanza Comunitaria (SIC), così come definiti nella Direttiva 92/43/CEE del Consiglio Europeo, sono siti che nella o nelle regioni biogeografiche di appartenenza contribuiscono in modo significativo a mantenere o ripristinare un tipo di habitat naturale o una specie in uno stato di conservazione soddisfacente e che possono contribuire in modo significativo agli obiettivi di Natura 2000, e/o che contribuiscono in modo significativo al mantenimento della diversità biologica nella regione biogeografia o nelle regioni biogeografiche in questione.

Relativamente al progetto in esame, si evidenzia che il cavidotto di collegamento alla stazione elettrica di Partanna costeggia, nel suo tratto terrestre, il limite nord ovest del SIC ITA010005 “Laghetti di Preola e Gorgi Tondi e Sciare di Mazara” per circa 500 m. Lungo questo tratto, come per tutto il suo percorso, il cavidotto sarà interrato quindi si ritiene che l’opera in esame avrà un impatto nullo e nessuna incidenza negativa sul sito dal momento che non resterà alcuna traccia dopo il ripristino dello scavo a sezione previsto (vedi tavola SIAT/T/0/VAMB/001).

1.2.6.5 Zone di protezione speciale (ZPS)

Le Zone di Protezione Speciale (ZPS) sono istituite ai sensi della Direttiva 79/409/CEE del Consiglio Europeo. Così come per il SIC precedentemente citato, il cavidotto di collegamento alla stazione elettrica di Partanna costeggia, nel suo tratto terrestre, il limite nord ovest della ZPS ITA010031 – Laghetti di Preola e Gorgi Tondi, Sciare di Mazara e Pantano Leone (vedi tavola SIAT/T/0/VAMB/001) per circa 500 m. Lungo questo tratto, come per tutto il suo percorso, il cavidotto sarà interrato, ne consegue che l’opera in esame avrà un impatto nullo e nessuna incidenza negativa sul sito dal momento che non resterà alcuna traccia dopo il ripristino dello scavo a sezione previsto.

1.2.6.6 IBA

Dall’esame della localizzazione delle aree IBA riportate nella allegata tavola SIAT/T/0/VAMB002 (vedi anche relazione sull’avifauna SIAT/R/0/AVI/001) si desume che l’opera in oggetto non presenta interferenze negative con le aree di protezione dell’avifauna.

1.2.7 schema del piano energetico regionale della regione sicilia

Lo schema di proposta di piano energetico ha la finalità di fornire all’Autorità Regionale gli strumenti per perseguire con la pianificazione energetica l’adeguamento tra la domanda di energia necessaria per lo svolgimento delle attività produttive e civili e l’approvvigionamento energetico relativo al territorio di competenza, con l’obiettivo generale di massimizzare il rapporto benefici/costi anche con riguardo ai risvolti ambientali e sociali.

1.2.7.1 Gli obiettivi del piano energetico proposto

Lo schema di Piano energetico proposto sviluppa il percorso metodologico indicato dalla politica regionale, individuando preliminarmente i punti strategici da perseguire, secondo

principi di priorità, sulla base dei vincoli che il territorio e le sue strutture di governo, di produzione e l'utenza pongono.

1.2.7.2 Piano d'azione per la diffusione delle tecnologie di utilizzazioni delle energie rinnovabili

Poiché la Sicilia dispone di un potenziale rilevante di ulteriore sviluppo di fonti energetiche rinnovabili, si vuole porre enfasi sulla formulazione di un Piano di Azione per l'attivazione graduale di tali potenziali. Il Piano d'Azione deve quindi contenere misure che coniughino obiettivi tecnici ed ambientali (risparmio energetico, riduzione delle emissioni, razionalizzazione del sistema energetico, miglioramento degli standard degli usi finali) con altri di carattere normativo e politico. Il tutto all'interno di un quadro di previsione di disponibilità delle risorse economiche ad oggi e in proiezione futura.

Le azioni si sviluppano sull'asse temporale che copre sia il breve che il medio periodo fino al 2012.

L'obiettivo al medio periodo di risparmio di energia primaria è del 5,7% con una quota di elettricità prodotta da rinnovabili pari all'11,2%.

In termini di emissioni evitate il risultato atteso nel medio periodo è di 2,6 Mt CO₂.

1.2.7.3 Piano Energetico Ambientale Regionale Siciliano (P. E. A. R. S.)

La Giunta regionale della Regione Sicilia con Decreto Presidenziale del 9 marzo 2009 (pubblicato su G.U.R.S. n. 13 del 27 marzo 2009) ha emanato la deliberazione n. 1 del 3 febbraio 2009 relativa a: "Piano Energetico Ambientale Regionale Siciliano (P.E.A.R.S.) - Approvazione".

All'interno del P.E.A.R.S ruolo primario è stato attribuito allo sviluppo delle fonti rinnovabili ed alla promozione del risparmio energetico in tutti i settori; sono, infatti, espressi oltre 60 piano d'azione volti a risolvere le principali emergenze ambientali ed energetiche, al fine di ridurre i consumi di energia da fonti inquinanti incrementando l'utilizzo di fonti a minore impatto ambientale. Tale linea di condotta risulta coerente con la programmazione comunitaria, che ha stanziato, fino al 2013 risorse finanziarie alla Sicilia, volte proprio a favorire la produzione di energia da fonti rinnovabili.

Per ciò che concerne l'eolico *offshore*, la deliberazione della Giunta Regionale n. 1 del 3 febbraio 2009 dispone al punto n. 29 quanto segue:

“Le concessioni d'uso demaniali per l'allaccio di impianti di energia rinnovabile “offshore” alla rete su territorio siciliano sono rilasciate solo se tali impianti siano realizzati alla distanza minima di 2,5 miglia marine dalla linea di costa direttamente antistante. Ove la costa direttamente antistante sia impegnata da insediamenti turistico-ricettivi, la Concessione d'uso

viene rilasciata solo ove gli impianti “off shore” siano collocati ad una distanza non inferiore a 5 miglia marine dalla costa, e sempreché il proponente possa dimostrare di aver impiegato le tecnologie più avanzate al fine di escludere o limitare il più possibile la visibilità dell’impianto dalla costa, anche all’uopo modificando l’allocazione degli aerogeneratori. La regione, in forza delle competenze esclusive assegnatele dall’art. 14 dello Statuto in materia di beni culturali, paesaggio, pesca, industria e turismo, si riserva di indicare il rapporto tra estensione dell’impianto e lunghezza totale della costa interessata, in sede di Conferenza di Servizi preventiva indetta dall’Assessorato dell’Industria cui partecipano i rami dell’amministrazione regionale e gli Enti locali interessati. Nell’ambito della medesima Conferenza di Servizi preventiva, vengono, altresì, individuate le misure di compensazione, così come determinate al precedente punto 7, alla cui accettazione la Regione condiziona l’intesa con lo Stato”.

Il progetto in esame, dunque, trova piena coerenza con quanto disposto dalla Regione Siciliana in materia di programmazione energetica ed ambientale sia per quanto riguarda le più generali disposizioni di sviluppo ed incentivazione della produzione di energia elettrica da fonti rinnovabili sia per quanto riguarda le specifiche disposizioni in materia di impatto ambientale e paesaggistico (il parco eolico sarà realizzato ad una distanza minima dalla costa - Capo Lilibeo - pari a 33 miglia nautiche).

1.2.8 pesca

La maggior parte del naviglio, inteso non come numero di natanti, ma come stazza lorda, è impiegato nella pesca a strascico, praticata essenzialmente da motopesca nel Canale di Sicilia, tra Lampedusa, Pantelleria e le acque Tunisine, in altri casi tra Levanzo ed il Banco di Talbot o al largo della costa siciliana.

Le zone di concentrazione si rinvergono in provincia di Trapani ed in quella di Agrigento. In particolare le marinerie di Trapani, Mazara del Vallo e Porto Empedocle appaiono quelle più consistenti di tutto il litorale.

La rilevante estensione della platea continentale tra la parte meridionale della Sicilia e la Tunisia, fa considerare gran parte del Canale di Sicilia tra le più importanti aree di pesca dell'intero territorio nazionale. L'ampiezza della fascia di utenza varia in funzione del tipo di mestiere esercitato e della dimensione del naviglio; in generale si può comprendere in una prima area estendendosi fino a circa 3 miglia dalla costa, una zona di utenza per la piccola pesca artigianale effettuata con imbarcazioni a remi o motobarche con potenza motore limitata e con attrezzatura da posta. Fra tre e venti miglia dalla costa operano le motobarche

più grandi e la maggior parte dei motopescherecci armati in prevalenza per la pesca a strascico.

In particolare l'area del Banco Avventura è zona di pesca prevalentemente da parte della marineria di Mazara del Vallo (sistema prevalente: strascico), Trapani (sistema prevalente: cianciolo) e Marsala.

Si ritiene che la realizzazione del parco eolico in oggetto, da collocarsi in aree di estensione non significativa rispetto alla superficie complessivamente occupata dal *Banco Avventura*, non interferisca in alcun modo con l'economia ittica delle marinerie siciliane.

2 SEZIONE B – QUADRO DI RIFERIMENTO PROGETTUALE

Il quadro di riferimento progettuale contiene la descrizione generale del progetto e le possibili interazioni con l'ambiente e il territorio, ovvero il rapporto tra l'opera e il sito, le scelte tecnologiche effettuate a valle di considerazioni di carattere tecnico ed ambientale con l'analisi delle principali alternative di progetto, l'approfondimento sulle fasi di cantiere dell'opera per la quale dovrà essere previsto un adeguato piano di dismissione dell'impianto.

L'intervento di cui trattasi ha come oggetto la costruzione di un parco eolico *offshore* da realizzarsi nello Stretto di Sicilia, tra le coste sud-occidentali siciliane e la Tunisia.

La realizzazione del parco eolico in quella striscia di mare è resa possibile grazie alla presenza di due alti morfologici distanti tra loro circa 6 km e costituenti il Banco di Talbot, su cui è possibile installare gli aerogeneratori.

Tali aree marine fanno parte della Piattaforma Continentale Italiana, essendo ubicate, rispettivamente, a circa 33 miglia nautiche (Banco Talbot Est) e 39 miglia nautiche (Banco Talbot Ovest) dalla costa siciliana.

L'intervento interesserà parte dei citati banchi marini fino alla batimetria dei -51 m, prevedendo l'installazione di moderni aerogeneratori di grossa taglia appositamente progettati per applicazioni *offshore*.

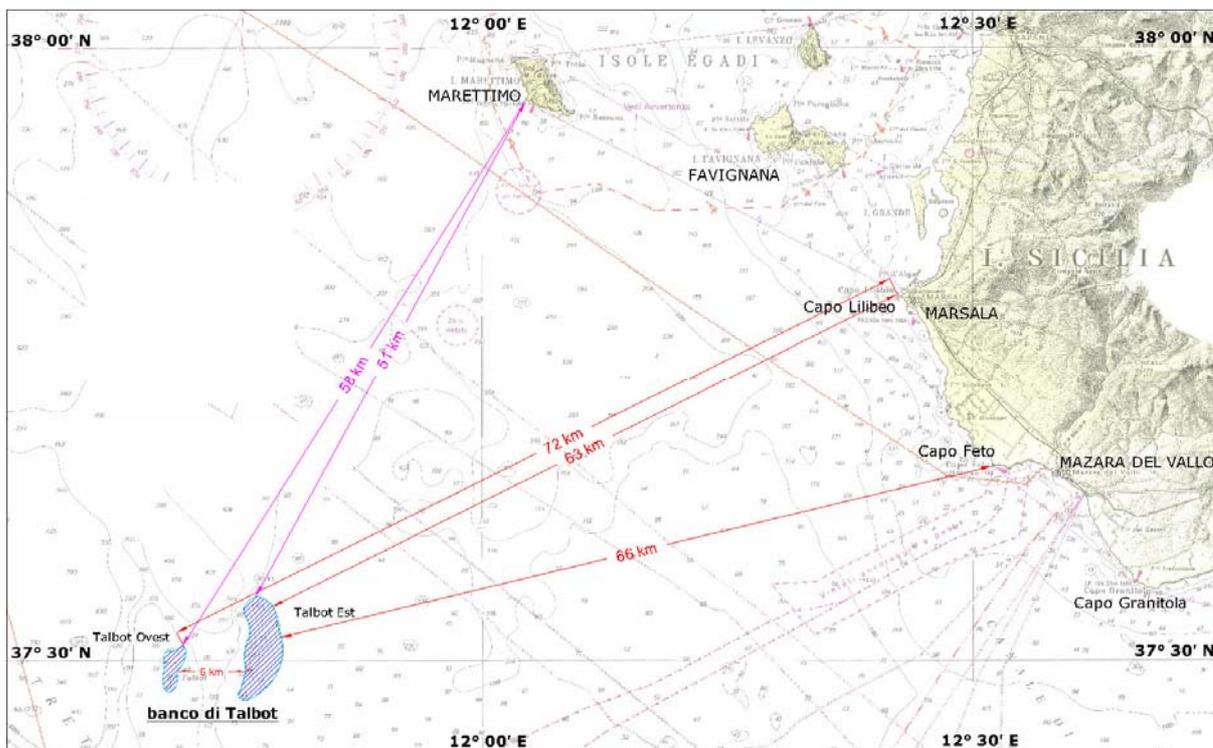


Figura 2-1 Ubicazione dei banchi di progetto rispetto alla costa siciliana

2.1 IL PROGETTO

Un *parco eolico* (o *centrale eolica*) è costituito da un insieme di *aerogeneratori* (*turbine eoliche* o *pali eolici*) che producono energia elettrica sfruttando l'energia cinetica del vento. La generazione di energia elettrica varia in funzione della velocità del vento e della potenza nominale degli aerogeneratori.

L'*aerogeneratore* è costituito essenzialmente da un sostegno (generalmente un palo tubolare in acciaio o calcestruzzo, denominato *torre*) che ospita alla sua sommità la *gondola* o *navicella*, costituita da un involucro esterno in fibra di vetro rinforzata. All'interno della navicella si trovano l'albero di trasmissione lento, il moltiplicatore di giri, l'albero veloce, il generatore elettrico e i dispositivi ausiliari. All'estremità dell'albero lento e all'esterno della gondola è fissato il *rotore*, costituito da un *mozzo*, sul quale sono montate le *pale*, che hanno il compito di raccogliere l'energia cinetica del vento. Le turbine scelte per la realizzazione della centrale eolica *offshore* sono della tipologia tripala ad asse orizzontale, di grossa taglia, specificamente progettate per le applicazioni *offshore*.

In un parco eolico le singole turbine sono generalmente disposte secondo un reticolo geometrico con passo costante e, in base alla geometria della disposizione, raggruppate in *sottocampi*. Le turbine di ogni sottocampo sono interconnesse tra loro con cavi a medio voltaggio; ogni sottocampo è infine connesso elettricamente ad una *sottostazione elettrica*. In tale sottostazione la corrente viene convertita in alto voltaggio tramite un trasformatore, da cui ha origine un *cavidotto* di collegamento alla rete elettrica. Nel caso di parchi eolici *offshore*, il cavidotto di collegamento può essere distinto in due tratti: il *cavidotto marino* o *offshore*, dalla sottostazione a mare alla costa; il *cavidotto terrestre* o *onshore*, dalla costa al punto di connessione alla rete elettrica.

La gestione del parco eolico può avvenire a distanza, mediante un sistema di comunicazione per il controllo remoto.

Il parco eolico in progetto può essere sinteticamente suddiviso in:

una parte *offshore* comprendente:

- *aerogeneratori e cavi MT di interconnessione* tra aerogeneratori;
- una *sottostazione elettrica di utenza (ESP offshore)* ove avvengono i collegamenti tra i sottocampi in cui è suddivisa la centrale eolica, la trasformazione MT/AT e la conversione AC/DC;
- il *cavidotto marino in corrente continua*, che collega la ESP alla costa, ove è collocata la buca di giunzione cavidotto marino – cavidotto terrestre;

una parte *onshore* comprendente:

- la *buca di giunzione cavidotto marino – cavidotto terrestre*;

- il *cavidotto terrestre in corrente continua*, dalla buca giunti alla ESP onshore;
- una *sottostazione elettrica di utenza (ESP onshore)*, per la conversione DC/AC dell'energia;
- il breve tratto di *cavidotto terrestre in corrente alternata*, che collega la ESP onshore alla stazione elettrica della Rete di Trasmissione Nazionale.

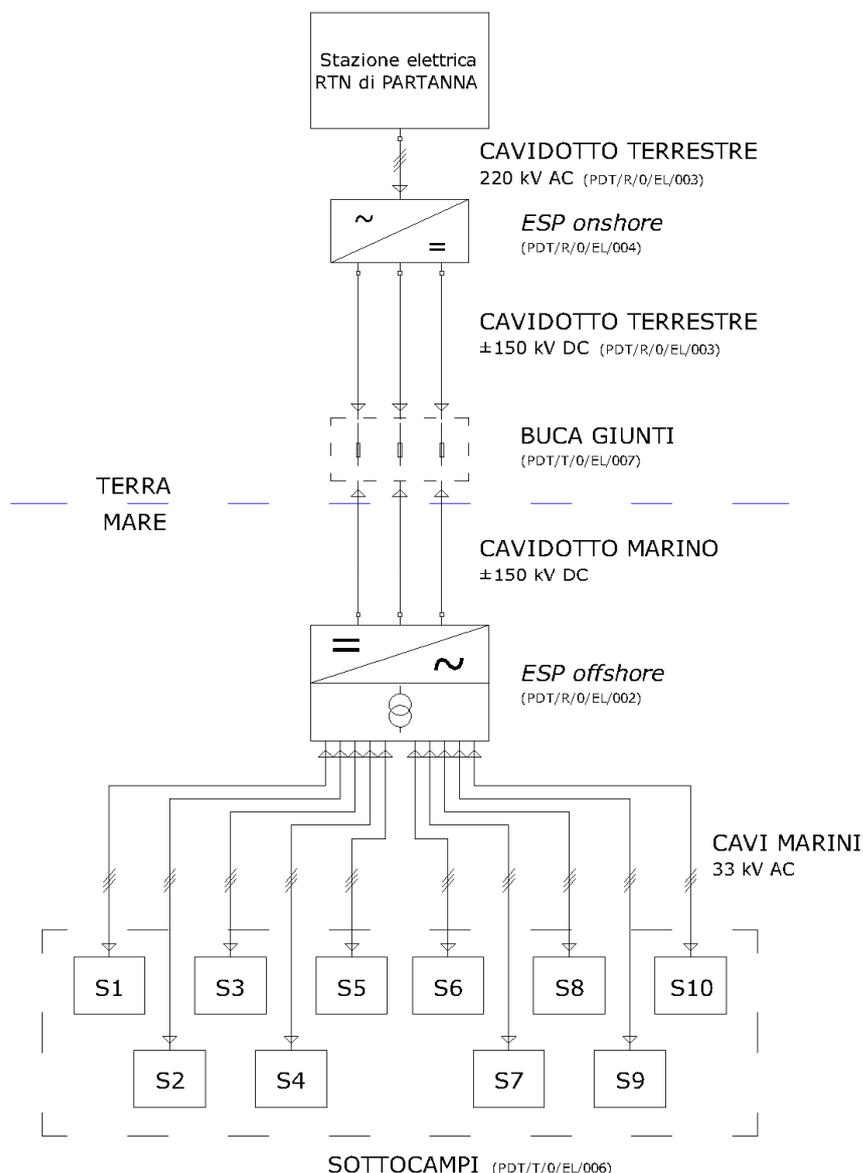


Figura 2-2 schema a blocchi semplificato dell'impianto

La potenza elettrica nominale del parco eolico sarà pari a 354 MW, distribuita su 59 aerogeneratori aventi un diametro rotore pari a 126 m e una potenza nominale unitaria pari a 6 MW. La tabella seguente riporta in numero di aerogeneratori installati per banco e per profondità di installazione della fondazione.

Tabella 2-1 Potenzialità dei banchi di progetto in termini di numero di aerogeneratori installabili, in relazione alla profondità del fondale

AREE DI PROGETTO	PROFONDITÀ FONDAZIONE			TOT WTO	P _{nominale} [MW]
	20 – 30 m	31 – 40 m	41 – 51 m		
Banco Talbot Ovest	1	4	5	10	60
Banco Talbot Est	2	6	41	49	294
TOTALE Banco Di Talbot	3	10	46	59	354

2.2 DESCRIZIONE DELL'AEROGENERATORE DI PROGETTO

L'aerogeneratore prescelto per il parco eolico oggetto del presente studio è di grossa taglia, specificatamente progettato per applicazioni *offshore*, in grado di sviluppare una potenza nominale pari a 6 MW.

Attualmente l'unico aerogeneratore di grande taglia pronto per la commercializzazione su larga scala e di cui esistono già numerosi esemplari installati¹, anche nella versione *offshore*, è prodotto dalla *REpower Systems*: il *REpower 5M*.

Tale aerogeneratore, avente un diametro di 126 m e una potenza nominale di 5 MW, rappresenta il più grande aerogeneratore *offshore* mai installato finora.

Esso verrà a breve commercializzato anche nella versione 6M, attualmente in fase di test (vedi figura seguente): si tratta del medesimo aerogeneratore della serie 5M, avente un diametro del rotore di 126 m, ma in grado di sviluppare una potenza nominale pari a 6 MW.

Nel seguito si farà dunque riferimento all'aerogeneratore *REpower 6M*, avente un rotore con un diametro pari a 126 m ed un'altezza del mozzo di circa 90 m.

La versione *offshore* è fornita di una piattaforma di atterraggio per elicotteri, di una gru di servizio da 6 t e di un locale di emergenza.

La struttura della torre è realizzata in acciaio; in tal modo il trasporto via nave dei singoli componenti risulta relativamente agevole.

¹ 17 aerogeneratori REpower 5M installati a tutto gennaio 2009 di cui 8 *offshore*, come di seguito specificato:

Progetto Beatrice (Scozia – 2007): 2 aerogeneratori REpower 5M installati alla profondità di -45 m a 25 km dalla costa
<http://www.beatricewind.co.uk>

Thornton Bank (Belgio - 2008): 6 aerogeneratori REpower 5M installati alla profondità di -25 m a 30 km da Zeebrugge
<http://www.c-power.be>



Figura 2-3 Westre wind farm (confine tra Germania e Danimarca – marzo 2009) - 3 aerogeneratori REpower 6M in fase di test

La scheda tecnica di tale aerogeneratore è riportata nell'elaborato progettuale PDT/R/0/WT/001.

Si sottolinea che la scelta finale della casa costruttrice verrà comunque definita in fase di progettazione esecutiva, sulla base degli aerogeneratori da 6 MW disponibili sul mercato.

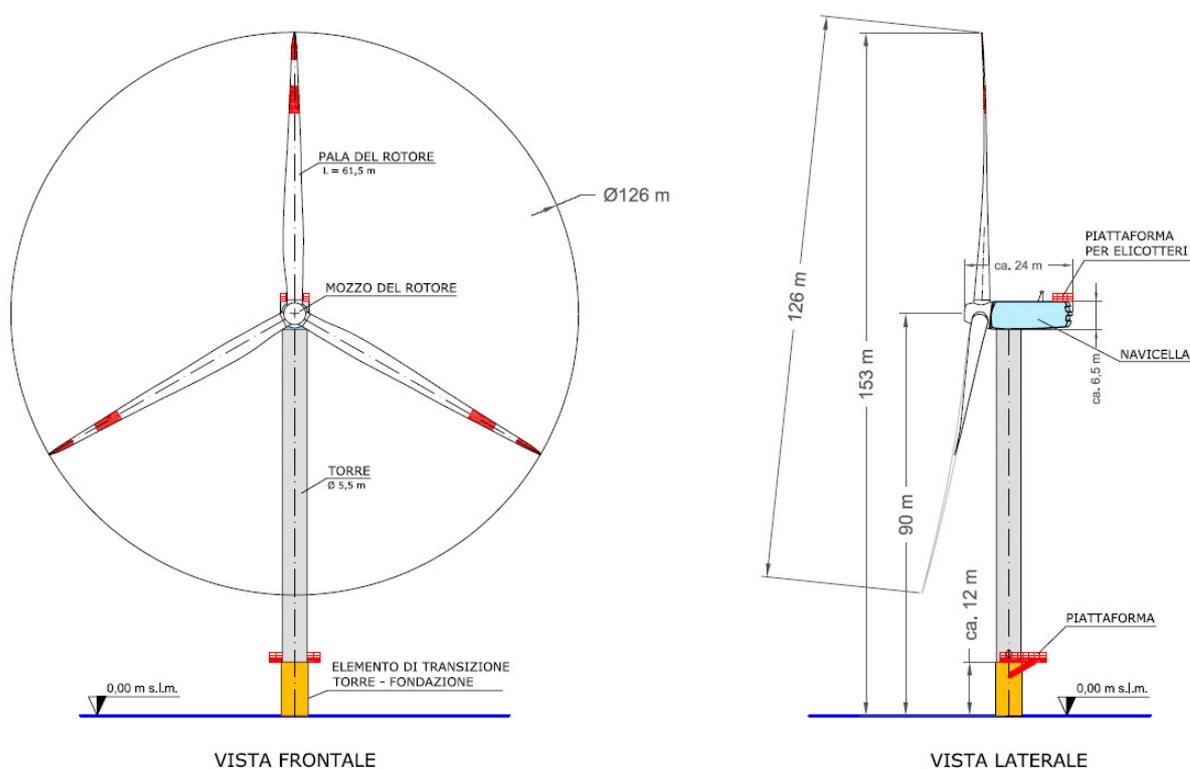


Figura 2-4 Prospetto dell'aerogeneratore di progetto

2.3 DESCRIZIONE DELLA TIPOLOGIA DI FONDAZIONE

La soluzione adottata per la fondazione di progetto è quella del tripode (vedi tavola allegata PDT/T/0/WT/002), la struttura sarà realizzata interamente in acciaio.

La fondazione a tripode è generalmente costituita da una colonna centrale in grado di trasferire i carichi a cui è soggetta a tre bracci verticali (*pile sleeves*) appoggiati al fondale, leggermente inclinati verso la colonna centrale (di circa 8°), attraverso i quali vengono guidati i tre pali di fondazione, che penetrano nel fondale. La colonna centrale è collegata ai tre bracci verticali attraverso una struttura reticolare, costituita da più bracci diagonali.

Il collegamento tra la struttura ed i pali di fondazione è ottenuto cementando la cavità anulare compresa tra i pali e i bracci verticali aperti alle estremità.

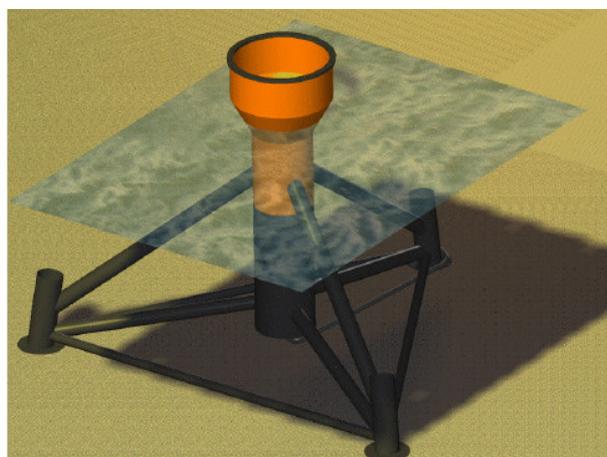
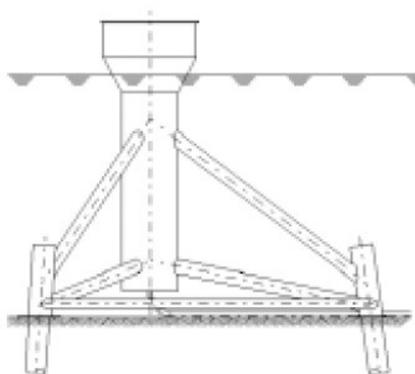


Figura 2-5 Struttura di fondazione a tripode

A parità di condizioni tale soluzione risulta, per le profondità dei banchi di progetto, comprese tra 20 m e 51 m, la più economica e nello stesso tempo la più resistente, date la geometria e le sezioni in gioco. In tale soluzione l'elemento di raccordo tra fondazione e torre può far parte della stessa sottostruttura su cui viene collegata la torre.

Nel caso di fondali rocciosi particolarmente duri, quali quelli in progetto, nei quali non è possibile conficcare pali di grande diametro mediante battitura, si deve ricorrere a tecniche di ancoraggio alternative, quali ad esempio l'impiego di un sistema di tiranti e micropali di fondazione. La soluzione progettuale prescelta prevede infatti l'ancoraggio dei piedi d'appoggio del tripode al fondale mediante una serie di micropali, sia verticali che inclinati, con angoli variabili da 0° a 30° rispetto alla verticale, i quali costituiranno una fondazione radice, che si svilupperà nel terreno per una profondità massima di 30 m, variabile in funzione dello stato di fratturazione della piattaforma rocciosa.

La struttura costituente il tripode sarà realizzata in acciaio zincato opportunamente trattato al fine di resistere all'erosione derivante dalla salinità delle acque.

La sovrastruttura di fondazione presenta una base a geometria triangolare, con lato variabile tra una lunghezza di 30 m fino a 40 m, a seconda della profondità di posa.

Prima della collocazione della fondazione, il fondale verrà “preparato” *ad hoc*, mediante livellamento ed asportazione di eventuali detriti.

Le sovrastrutture di fondazione, una volta realizzate e assemblate, verranno periodicamente trasportate via mare, tramite chiatta (vedi figura seguente), dall’officina di produzione all’area di stoccaggio a terra individuata in prossimità del porto prescelto come base per le operazioni di cantiere *offshore*.

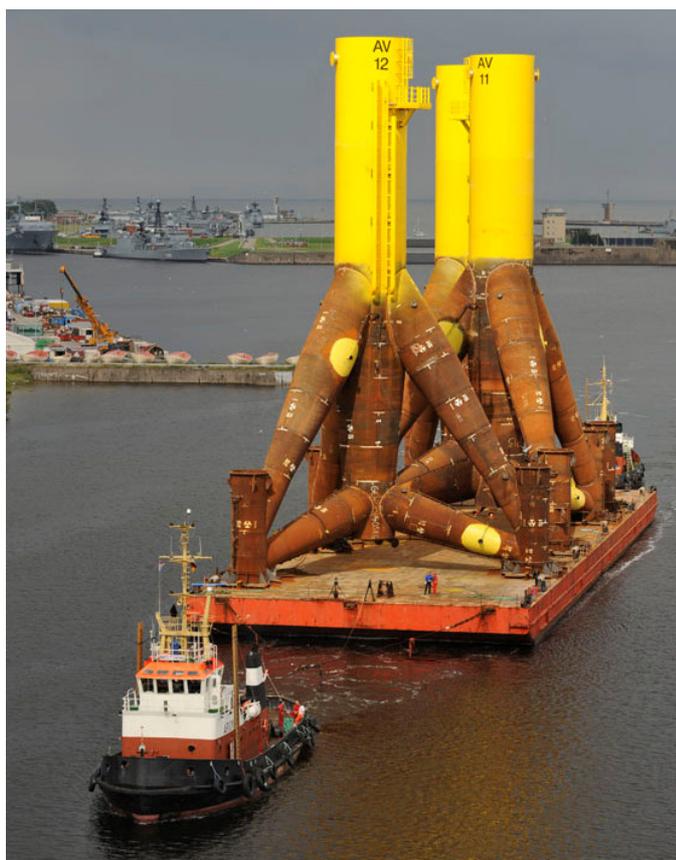


Figura 2-6 trasporto di 2 fondazioni a tripode tramite chiatta e rimorchiatore [\[http://www.alpha-ventus.de\]](http://www.alpha-ventus.de)

Dall’area di stoccaggio verranno successivamente trasportate *in situ* mediante chiatte, ove, ad opera di un pontone galleggiante dotato di gru, verranno sollevate e affondate mediante riempimento con acqua di mare. Il corretto posizionamento avviene attraverso il simultaneo impiego della gru di cui è equipaggiato il pontone e del martello idraulico in dotazione al *jack-up barge*, che provvede all’inserimento dei micropali di acciaio nei fori precedentemente realizzati ad opera del trapano in dotazione allo stesso. Successivamente all’inserimento, i micropali verranno fissati mediante iniezione di malta cementizia tra foro e micropali; in maniera analoga, i micropali saranno resi solidali ai piedi di appoggio del tripode mediante iniezione di malta cementizia.

2.4 LAYOUT DELL'IMPIANTO E CAVI MARINI DI INTERCONNESSIONE

Le turbine verranno disposte seguendo una disposizione sfalsata, lungo file allineate alla direzione di minor prevalenza del vento. Il criterio di disposizione prevede che lungo la stessa fila sia presente fra un palo ed il successivo una distanza pari a circa 5 diametri rotore, corrispondente a 630 m, e fra pali di file contigue una distanza di circa 8 diametri rotore, corrispondente a 1.008 m; la distanza minima tra le file risulta pari a 957,5 m.

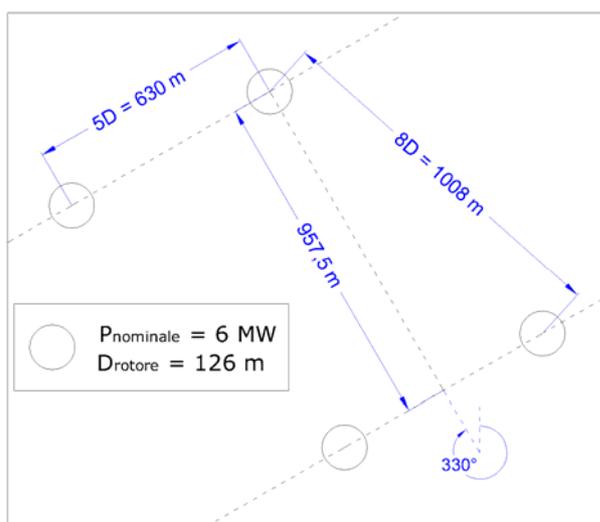


Figura 2-7 Criterio generale di disposizione degli aerogeneratori

Gli aerogeneratori saranno suddivisi in gruppi, detti *sottocampi*; le turbine facenti parte dello stesso sottocampo saranno interconnesse tra loro mediante cavi in media tensione.

I dieci sottocampi in cui è suddiviso l'impianto saranno interconnessi in parallelo ad una sottostazione elettrica di utenza (ESP offshore), in cui avverrà la trasformazione da media tensione ad alta tensione e la conversione da corrente alternata a corrente continua.

La tensione nominale di esercizio di ciascuna delle dieci linee sarà di 33 kV, per una corrente nominale totale di 6.195 A lato MT. La corrente erogata da ciascuna macchina è di circa 111 A.

Per la geometria dei tracciati dei cavi marini si faccia riferimento alla tavola PDT/T/0/LY/001, di cui si riporta uno stralcio nella figura seguente.

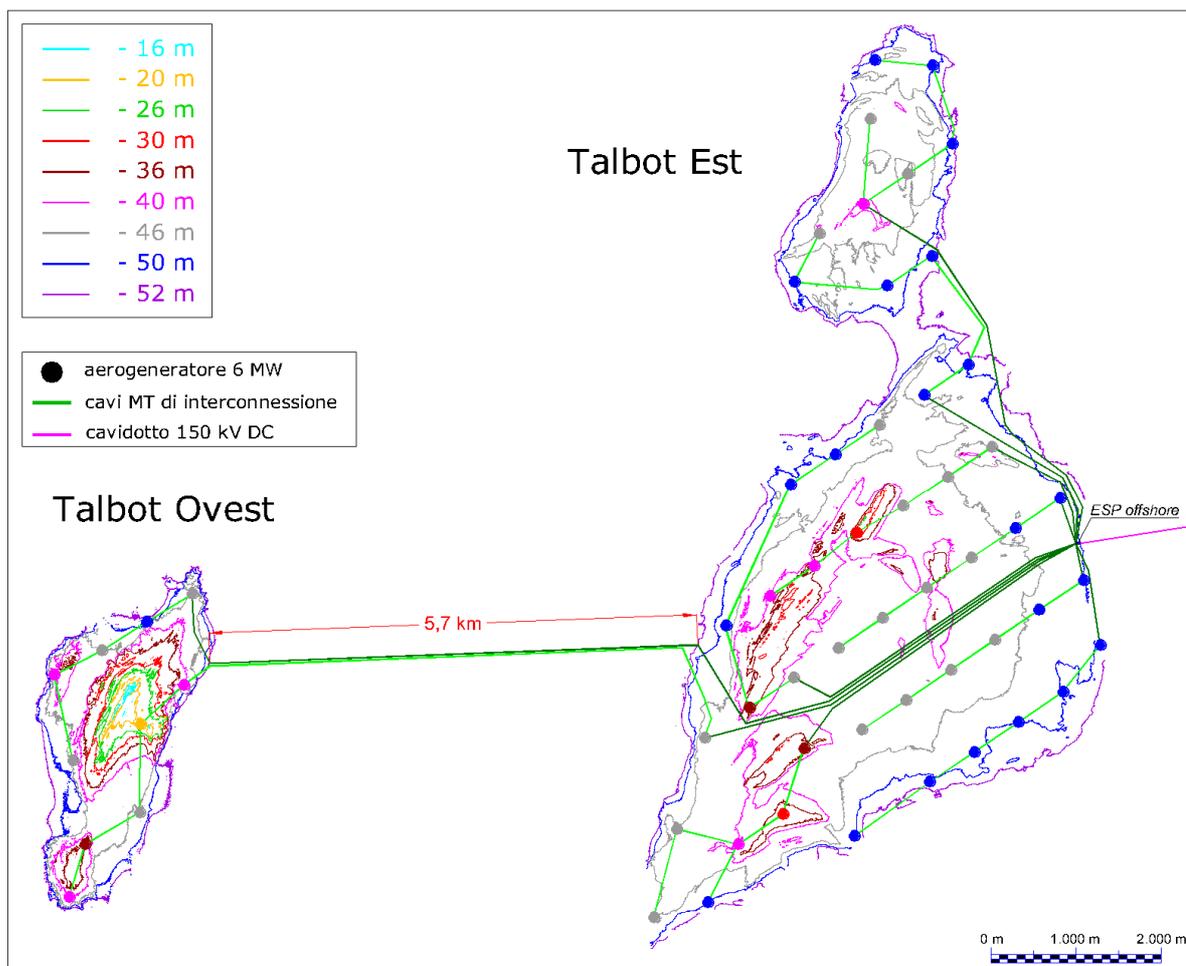


Figura 2-8 layout dell'impianto

Caratteristiche tecniche – cavi MT di interconnessione

- | | |
|---|---|
| - Tipo di cavo: | 33 kV – XLPE |
| - Frequenza nominale: | 50 Hz |
| - Formazione: | 3x150 mm ² 3x400 mm ² 3x800 mm ² |
| - Tipo di conduttore: | tripolare in rame con armatura in acciaio |
| - Isolamento: | XLPE (Polietilene espanso) |
| - Tensione massima permanente di esercizio: | 36 kV |
| - Diametro esterno massimo: | 88 mm |

Un cavo in fibra ottica, a 24 o 28 fibre, sarà alloggiato all'interno del cavo di energia protetto da idoneo setto separatore, come illustrato in figura.



Figura 2-9 sezione tipica del cavo marino XLPE tripolare in rame, con schermi in piombo, armatura in acciaio e fibra ottica

2.5 SOTTOSTAZIONE ELETTRICA OFFSHORE (ESP OFFSHORE)

La ESP *offshore* sarà installata sul versante Est del Banco Talbot Est, in corrispondenza della batimetria dei -50 m, e farà da nodo di interconnessione comune per tutti gli aerogeneratori della centrale. Questi vi saranno connessi tramite un sistema di cavi sottomarini a 33 kV a sua volta collegati agli interruttori e i trasformatori ubicati nella ESP. La trasmissione alla terraferma avverrà tramite un sistema di cavi in corrente continua a 150 kV. A tal fine è necessario che nella ESP sia installato un sistema di conversione da corrente alternata a continua.

La ESP comprenderà in particolare:

- una sezione AT a 150 kV in corrente alternata costituita da:
 - un sistema a semplice sbarra con congiuntore;
 - uno stallo trasformatore per il collegamento dei trasformatori 33/150 kV;
 - filtri per le armoniche lato AC;
- una sezione AT a 150 kV in corrente continua costituita da:
 - filtri per le armoniche lato DC;
 - i reattori di conversione;
 - il ponte a valvole;

- n°2 stalli arrivo linee per il collegamento dei due cavi sottomarini e n°1 stallo per il collegamento del cavo di ritorno metallico, qualora previsto;
- una sezione MT a 33 kV costituita da una quadro generale di media tensione, composto da due semisbarre con congiunture, ove verranno attestate le 10 linee in cavo MT provenienti dai relativi sottocampi, ciascuna di essa dotata di dispositivo di protezione e sezionamento;
- una sala di controllo comprendente i quadri manovra dei suddetti stalli, nonché il sistema di monitoraggio, controllo e diagnostica dell'intero sistema;
- un'area di appoggio interna per le attrezzature durante il periodo di manutenzione della centrale eolica;
- un'area sulla sua sommità che potrà essere utilizzata anche come piattaforma di atterraggio per gli elicotteri.

Come illustrato nella figura seguente e nell'elaborato PDT/T/0/ESPM/001 allegato alla relazione tecnica PDT/R/0/EL/002, la ESP sarà una piattaforma di tipo fisso con un telaio di rivestimento a sei pilastri per l'ancoraggio della piattaforma al fondo del mare. La piattaforma sarà composta da una sovrastruttura in acciaio di circa 30 m per 40 m ed un'altezza di circa 20 m e sarà collocata a circa 12 m sopra il livello medio mare.

La ESP comprenderà la disposizione dei cavi con i relativi interruttori a protezione del sistema a 33 kV. Tali interruttori saranno organizzati in 10 salite al quadro MT, (5 ad una semisbarra e 5 all'altra); ciascuna semisbarra sarà collegata ad uno dei due trasformatori elevatori a 33/150 kV, connesso alla stazione di conversione per la trasmissione dell'energia alla terraferma in c.c.

Le operazioni di gestione del parco saranno automatizzate e controllate da remoto tramite l'unità elettronica di supervisione, controllo e acquisizione dati (SCADA).

Oltre alle apparecchiature elettriche, la ESP includerà le protezioni antincendio, i generatori di emergenza e altri sistemi ausiliari, quali:

- sistemi di ventilazione;
- sistemi di sicurezza;
- sistemi di comunicazione;
- gli alloggi temporanei per il personale e relativi servizi. Gli alloggi sono da intendersi per condizioni di emergenza e per ridotti periodi in cui gli equipaggi sono costretti sull'ESP per ragioni meteorologiche.

La ESP sarà rivestita con vernice simile a quella utilizzata per gli aerogeneratori.

Tutte le apparecchiature saranno ubicate all'interno di una zona protetta dalle intemperie.

La manutenzione, ed in generale l'accesso alla ESP, sarà normalmente effettuata tramite un'imbarcazione di servizio che potrà attraccare alla struttura in una zona apposita servita da scale per permettere al personale di raggiungere la sede di lavoro.

Al fine di consentire il raggiungimento e l'evacuazione per motivi di emergenza della piattaforma anche quando le condizioni del mare non lo consentono, è previsto l'uso del tetto come piattaforma di atterraggio per gli elicotteri.



Figura 2-10 *Electric Service Platform offshore*

2.6 CAVIDOTTO MARINO

Per il collegamento tra la ESP *offshore* e la buca di giunzione cavidotto marino / terrestre verrà adottato il sistema bipolare *HVDC Light* di ABB, che prevede l'impiego due cavi AT a ± 150 kV in corrente continua (sistema bipolare). La scelta della corrente continua rispetto alla corrente alternata consente da un lato di ridurre le perdite di trasmissione, dall'altro di garantire una piena compatibilità ambientale con l'ambiente marino, grazie all'assenza di campo magnetico.

Il sistema di trasmissione HVDC Light di ABB è disponibile in due versioni: *simmetrico* e *asimmetrico*. Il sistema *HVDC Light asimmetrico* prevede che ai due cavi di polo venga affiancato un cavo MT a 20 kV in corrente continua (ritorno metallico), che consente il funzionamento in modalità monopolare nel caso in cui si verifichi un guasto ad uno dei due cavi di polo.

La scelta tra sistema *HVDC Light simmetrico* o *asimmetrico* verrà operata in fase di progettazione esecutiva.

I cavi di polo saranno in rame, di tipo unipolare, con isolamento in polimero e con una sezione di 1.000 mm². La portata massima di tale cavo è pari a circa 1.335 A.

Dati nominali di funzionamento della linea

- Tensione nominale	± 150 kV
- Frequenza nominale	corrente continua
- Corrente massima di esercizio	1.180 A
- Potenza massima di esercizio	354 MW

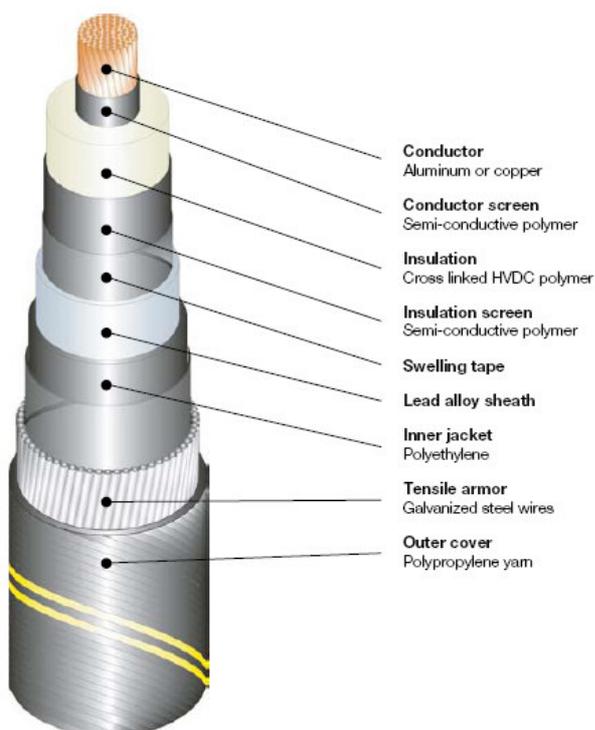


Figura 2-11 Sezione tipica del cavo marino polimerico ±150 kV DC unipolare in rame, con armatura in acciaio

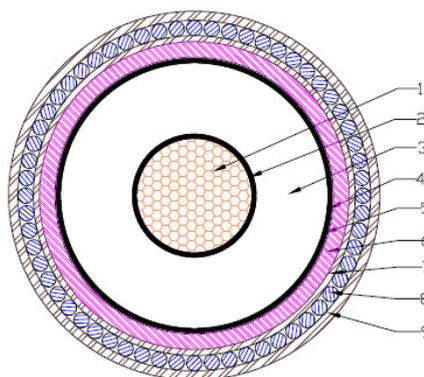


Fig. 5 - Disegno tipico del cavo di collegamento del ritorno di corrente

Legenda	
1	Conduttore rotondo compatto a fili di rame, tamponato
2	Strato semiconduttivo interno
3	Isolante XLPE
4	Strato semiconduttivo esterno
5	Schermo a nastri di rame
6	Guaina di polietilene
7	Imbottitura in filato di polipropilene
8	Armatura a fili di acciaio zincato
9	Fasciatura esterna in filato di polipropilene

Figura 2-12 Sezione tipica del cavo marino 20 kV DC - XLPE unipolare in rame

2.6.1 Descrizione del tracciato

Il cavidotto marino, la cui planimetria è riportata nella tavola PDT/T/0/CAVM/001, partirà dalla ESP *offshore* (punto CT41), da collocarsi sul versante Est del banco Talbot Est, e si dirigerà verso le coste siciliane in direzione NE, con angolo di circa 9° rispetto alla direzione Est. Il tracciato degrada progressivamente fino alla profondità di circa -120 m, raggiunta dopo circa 15 km, per poi risalire gradatamente fino alla profondità di -60 m, raggiunta dopo circa 37 km. Da tale batimetrica il percorso degrada nuovamente fino a raggiungere la profondità massima di -149 m, a 51,5 km dal punto CT41. Dopo circa 71,5 km dalla ESP *offshore*, in corrispondenza del punto CT2, il percorso cambia leggermente traiettoria, muovendosi verso la costa con angolo di 23° rispetto alla direzione Est.

La lunghezza complessiva del percorso del cavidotto sarà di 72,9 km.

Il punto di approdo sulla costa siciliana è situato nel Comune di Mazara del Vallo (TP), in corrispondenza della foce del fiume Arena (o Delia), denominata *La Bocca*.

Dalle indagini effettuate tramite Side Scan Sonar, è stato possibile individuare le biocenosi presenti lungo il percorso come ascrivibili alle Biocenosi dei fondi Detritici Costieri e alla Biocenosi dei fondi Detritici del Largo, dunque non sensibili dal punto di vista ambientale. La presenza di biocenosi di interesse dal punto di vista ambientale è limitata agli ultimi 4.300 m del tracciato, in cui è stata rilevata la presenza di *Posidonia oceanica* su sabbia e matte. In

tale tratto i cavi marini verranno posati manualmente da sommozzatori, al fine di non danneggiare la vegetazione marina.

Per quanto riguarda la granulometria del sedimento lungo il tracciato, le analisi hanno evidenziato la presenza della componente sabbiosa superiore al 70% in tutti i campioni analizzati. Lo spessore del sedimento varia da 0,5 m a circa 5 m.

La sezione verticale del percorso, con indicazione della biocenosi, è riportata nella tavola PDT/T/0/CAVM/004.

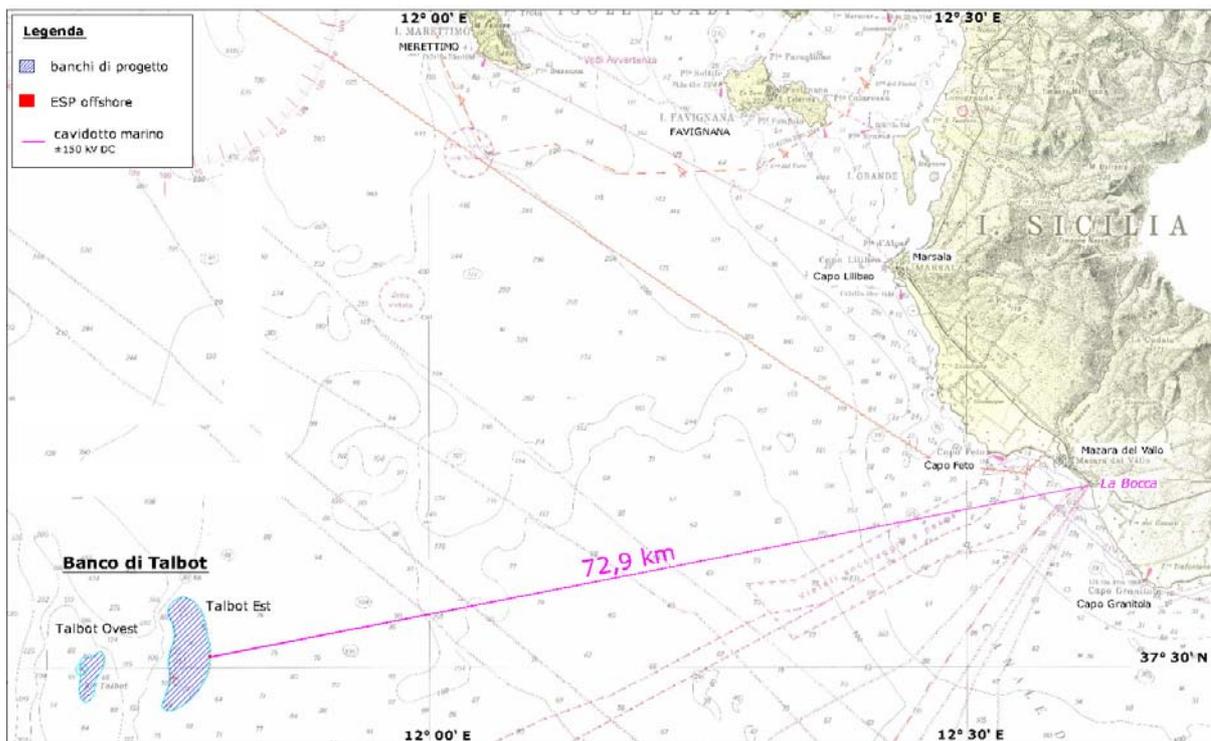


Figura 2-13 Percorso del cavidotto marino

2.6.2 Modalità di posa e di protezione dei cavi marini

Mediante apposita nave posacavi, i due cavi di polo verranno posati sul fondale mantenendo una distanza reciproca di circa 2 m; nel caso di impiego del sistema HVDC Light asimmetrico, il cavo MT di elettrodo verrà posizionato tra i due cavi AT.

Nelle zone di sedimenti sciolti ed a bassa coesione la protezione dei cavi avverrà mediante insabbiamento con macchina a getti (*sorbona*) alla profondità di circa 1 m sotto la superficie del fondo marino.

Nel caso di fondo roccioso o nelle zone di sedimenti cementati, i cavi saranno ancorati alla roccia con collari, fissati manualmente da sommozzatori, ovvero in alternativa lasciati appoggiati sul fondo ed eventualmente protetti con materassi di cemento o di tipo bituminoso armato.

Nei tratti con fondale irregolare, i cavi saranno lasciati appoggiati sul fondo ed eventualmente protetti con materassi di cemento o di tipo bituminoso armato.

Nelle vicinanze della costa, nel tratto – esteso per circa 4.300 m - in cui è stata rilevata la presenza di *Posidonia oceanica*, al fine di non danneggiare la vegetazione, le operazioni di protezione verranno effettuate manualmente da sommozzatori. In tale tratto i cavi marini saranno lasciati adagiati sul fondo marino ed eventualmente ulteriormente protetti con l'applicazione di conchiglie in ghisa o materiale plastico. I cavi potranno, se necessario, essere mantenuti da collari fissati al fondale mediante appropriati dispositivi di ancoraggio, collocati manualmente da sommozzatori.

In prossimità dell'approdo, i cavi verranno inseriti in opportuna tubazione sotterranea, posata mediante perforazione teleguidata (*directional drilling*), per una lunghezza massima di circa 1.000 m. La trivellazione avverrà posizionando la macchina in corrispondenza dell'estremità lato terra (buca giunti), effettuando pertanto il foro con avanzamento verso il mare. Giunti all'altra estremità, si procederà al trascinamento in senso opposto della tubazione PEAD, dotata di apposita testa per l'ancoraggio all'utensile della macchina. La posa avverrà ad una profondità non inferiore a 2 m rispetto al fondale.

2.7 APPRODO DEL CAVIDOTTO MARINO

Il cavidotto marino in partenza dalla ESP *offshore* approderà in corrispondenza della foce del fiume Arena (o fiume Delia), denominata *La Bocca* (punto CT1) e confluirà nella "buca giunti" mare/terra, come illustrato nella tavola PDT/T/0/APP/001.

La buca giunti sarà un manufatto in calcestruzzo avente dimensioni di circa 4 x 10 m e una profondità di interrimento di circa 2 m, come illustrato nella tavola PDT/T/0/EL/007 allegata alla relazione PDT/T/0/EL/001.

La buca di giunzione sarà collocata nella particella n. 2340 del foglio di mappa n. 211 del Catasto Terreni del Comune di Mazara del Vallo (TP), ad una distanza di circa 13 m rispetto alla linea di battigia.

L'*area demaniale* a terra richiesta in concessione, ricadente all'interno della particella n. 2340 e comprendente l'area occupata dalla buca giunti e la fascia di attraversamento del cavidotto, risulta pari a 239 m².

L'intervento in progetto non pregiudicherà in alcun modo l'attraversamento o la sosta in tale area, se non in fase di cantiere, in quanto sia la buca giunti che i cavi saranno totalmente interrati; al termine dei lavori verranno ripristinate le condizioni *ante operam*.

L'aerofoto del punto di approdo, in scala 1:1.000, è riportata nell'elaborato SIAT/T/0/AER/001.



Figura 2-14 Aerofoto del punto di approdo del cavidotto marino - rilevazione satellitare Google Earth 2006

Lo *specchio acqueo* richiesto in concessione, necessario al passaggio nelle acque territoriali italiane² del cavidotto marino, nei tratti di mare compresi tra il punto di approdo CT1 e il limite del mare territoriale italiano (punto IT1), risulta pari a 158.296 m².

2.8 CAVIDOTTO TERRESTRE

Per il tratto *onshore* del cavidotto, dalla buca giunti fino alla sottostazione elettrica DC/AC onshore, verrà adottato il sistema bipolare *HVDC Light di ABB* nella versione *simmetrica* o *asimmetrica*, costituito da due linee di polo ± 150 kV DC e da una linea di elettrodo 20 kV DC (quest'ultima presente nel caso di adozione del *sistema asimmetrico*).

Il cavidotto verrà connesso alla ESP *onshore*, che convertirà l'energia elettrica da corrente continua a corrente alternata, oltre ad elevarla alla tensione di consegna prevista (220 kV).

Il breve tratto di collegamento tra la ESP *onshore* e la stazione RTN di Partanna sarà costituito da una terna cavi in corrente alternata a 220 kV.

Il cavidotto verrà realizzato interamente in cavo interrato, in modo da ridurre al minimo l'impatto ambientale.

² il *mare territoriale* si estende fino a 12 miglia marine dalla *linea di base*, definita dal D.P.R. n. 816 del 26/04/1977

Il tracciato, lungo circa 29 km, di cui 1,3 km costituito dal tratto in AC a 220 kV, è stato individuato seguendo lo stesso criterio e prediligendo un percorso stradale, in modo da garantire allo stesso tempo una buona accessibilità ed una discreta facilità di posa.

2.8.1 Descrizione del tracciato

Il tracciato del cavidotto terrestre (vedi tavola allegata PDT/T/0/CAVT/001) parte dalla buca di giunzione tra cavidotto marino e terrestre, da ubicare in località *La Bocca*, nel Comune di Mazara del Vallo (TP), distante dal porto circa 3 km in direzione Sud.

Da qui il cavidotto si immetterà lungo via California in direzione Est, percorrendola per circa 0,5 km; il tracciato devia quindi verso sud lungo via Napoli, per poi immettersi, dopo circa 0,7 km, in Via Gorgi Tondi, che percorre fino a raggiungere perpendicolarmente la ferrovia Palermo - Trapani. Dopo un tratto di circa 0,3 km parallelo alla ferrovia in direzione nord, il tracciato prosegue attraversandola e, dopo un breve tratto di circa 0,5 km, si immette nella Strada Statale n° 115 percorrendola per 0,4 km fino ad un sottopasso che incrocia l'Autostrada A29 Palermo – Mazara del Vallo. Da qui prosegue lungo la strada parallela ad essa, sul lato nord in direzione Palermo, per circa 5 km. In corrispondenza del cavalcavia sulla A29 in località Contrada Celso, il tracciato abbandona la strada parallela alla A29 per proseguire in terreno agricolo. Dopo un tratto di circa 2 km, si immette nuovamente sulla strada parallela alla A29 per altri 1,5 km. All'altezza dell'area di sosta posta tra il km 100 ed il km 99 dell'autostrada A29, il tracciato si sviluppa lungo la viabilità esistente per circa 0,7 km, fino a riprendere la strada parallela alla A29 per altri 1,6 km. A questo punto il cavidotto attraversa l'autostrada in corrispondenza di un sottopassaggio e prosegue adiacente ad essa su terreni agricoli per ulteriori 7,6 km attraversando la Strada Statale n° 115 e due volte la ferrovia Palermo – Trapani, fino all'incrocio con la S.P. Castelvetrano - Partanna. Da qui procede in direzione Partanna per 3,6 km. A tale altezza il percorso procede in direzione NNO lungo la strada comunale Partanna Biggini S.Lucia. Dopo circa 1.230 m svolta a destra, in direzione ENE, in una strada sterrata, percorsa per circa 400 m, fino alla sottostazione elettrica *onshore*, da collocarsi in Contrada Magaggiari. Da tale sottostazione avrà origine il tratto del cavidotto terrestre in corrente alternata a 220 kV, esteso per 1.340 m, fino al nuovo stallo a 220 kV da realizzare nell'esistente stazione elettrica di Partanna. Tale tratto, anch'esso totalmente interrato, sarà posato su terreno naturale, lungo strade sterrate e tratti di terreno incolto in corrispondenza di confini particellari, al fine di non interferire con esistenti o future attività agricole.

Complessivamente il tracciato del cavidotto terrestre ha una lunghezza di 29,3 km.

Tale percorso è riportato sulle CTR 617160, 618130, 618140, 618100, 618110, 618070 in scala 1:10.000, nella tavola PDT/T/0/CAVT/001.

Nell'elaborato PDT/T/0/CAVT/002 viene inoltre riportato l'intero tracciato su catastale, in scala 1:2.000.

Il percorso prescelto è altresì visibile nella documentazione fotografica rappresentata nell'elaborato PDT/T/0/DFOT/001.

Il tracciato interesserà i seguenti Comuni:

- Comune di Mazara del Vallo (11 km ca.)
- Comune di Campobello di Mazara (4 km ca.)
- Comune di Castelvetrano (10 km ca.)
- Comune di Partanna (4 km ca.)

Le opere attraversate ed i rispettivi enti di competenza sono:

- Strada Statale n° 115
- Ferrovia Palermo – Trapani (R.F.I. S.p.a.)
- Autostrada A29 Palermo – Mazara del Vallo (ANAS S.p.a.)
- Metanodotti (Snam Rete Gas S.p.a.)
- Rete idrica (Sicilia Acque S.p.a.)
- Elettrodotti MT e AT (Enel S.p.a., TERNA S.p.a.)

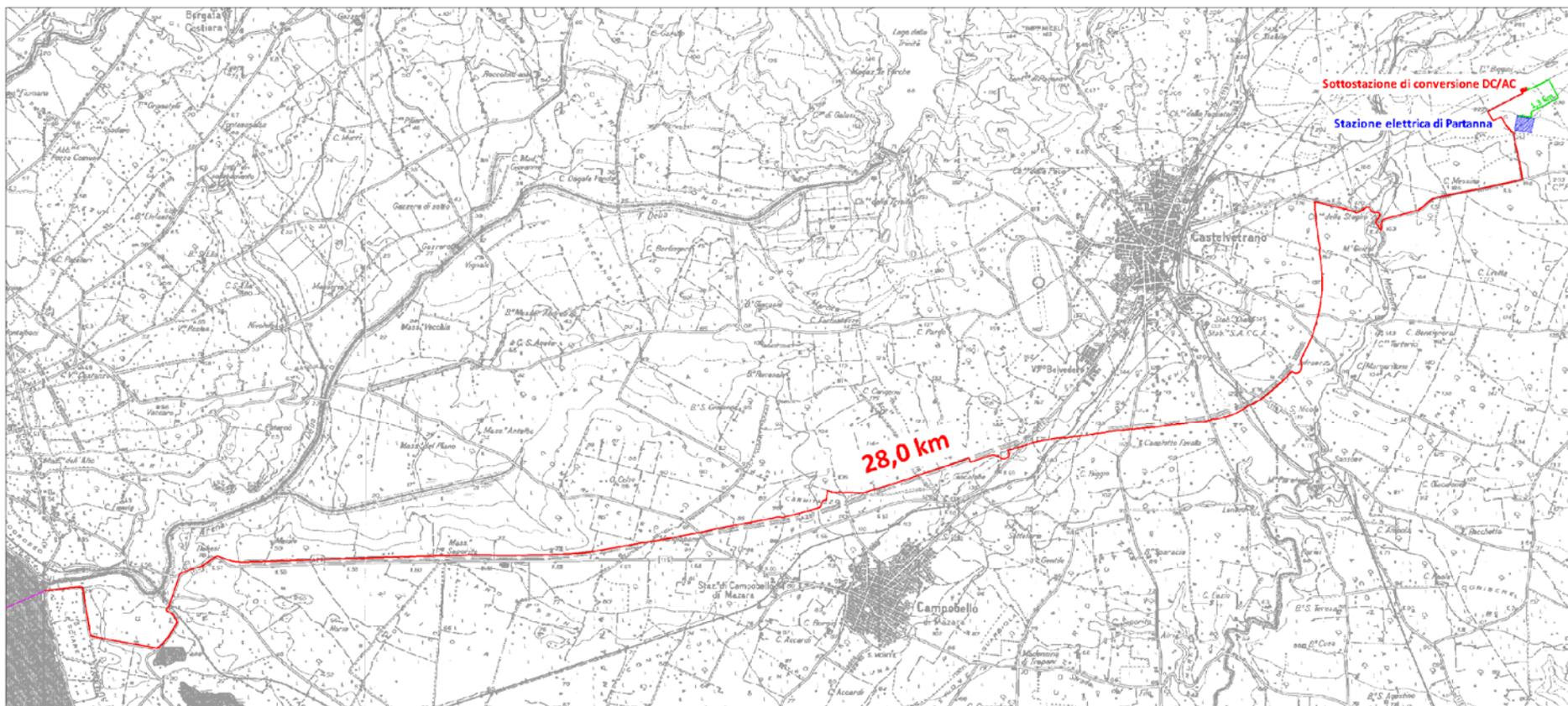


Figura 2-15 Percorso del cavidotto in corrente continua (in rosso) e del breve tratto in corrente alternata (in verde)

2.8.2 Descrizione del cavidotto in corrente continua

Il tratto di cavidotto terrestre in corrente continua, che collegherà la buca giunti alla ESP *onshore*, si estenderà per 28,0 km. Il percorso si sviluppa prevalentemente su sede stradale.

I cavi di polo del sistema *HVDC Light di ABB* saranno in alluminio, di tipo unipolare, con isolamento in polimero e con una sezione di 1.600 mm². La portata massima di tale cavo è pari a circa 1.291 A.

Dati nominali di funzionamento della linea

- Tensione nominale	±150 kV
- Frequenza nominale	0 Hz
- Corrente massima di esercizio	1.180 A
- Potenza massima di esercizio	354 MW

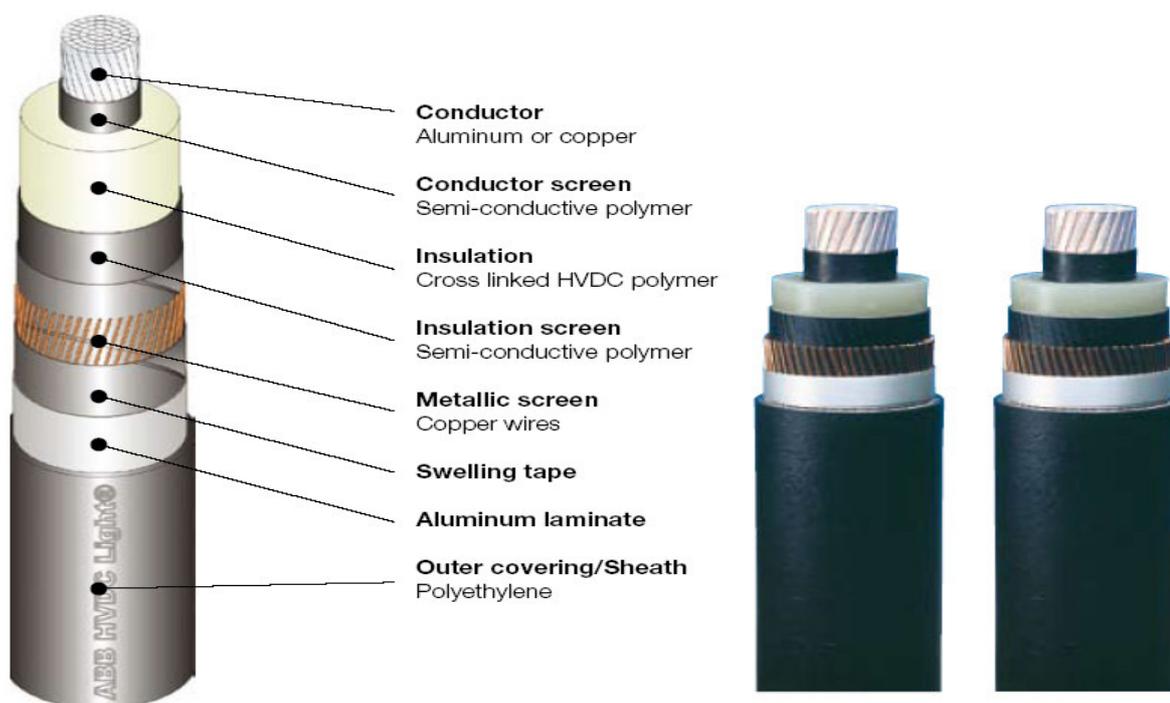


Figura 2-16 Sezione tipica del cavo terrestre polimerico 150 kV DC unipolare in alluminio, con armatura in acciaio

I cavi saranno interrati ed installati normalmente in uno scavo a sezione obbligata di larghezza pari a circa 70 cm e profondità di circa 1,7 m, con disposizione a triangolo, come illustrato nella figura seguente.

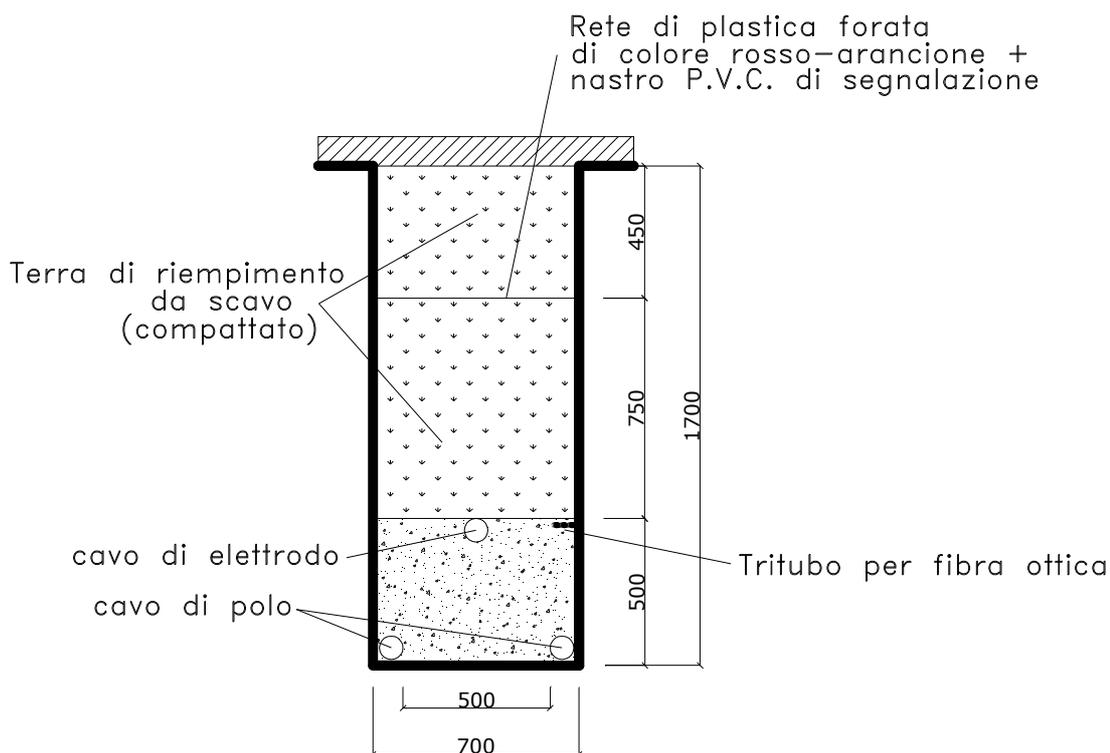


Figura 2-17 Sezione tipica di posa dei due cavi di polo e del ritorno metallico nel percorso terrestre

2.8.3 Descrizione del cavidotto in corrente alternata

Il tratto di cavidotto terrestre in corrente alternata, che collegherà la ESP *onshore* all'esistente stazione elettrica RTN di Partanna, si estenderà per 1.340 m.

Il percorso si sviluppa interamente su terreno naturale, lungo sentieri o tratti di terreno incolto in corrispondenza di confini particellari, al fine di non interferire con esistenti o future attività agricole.

I cavi saranno in rame, di tipo unipolare, con isolamento in polimero e con una sezione di 1.200 mm². La portata massima di tale cavo è pari a circa 1.045 A.

Dati nominali di funzionamento della linea

- Tensione nominale	220	kV
- Frequenza nominale	50	Hz
- Corrente massima di esercizio	1.000	A
- Potenza massima di esercizio	373	MVA

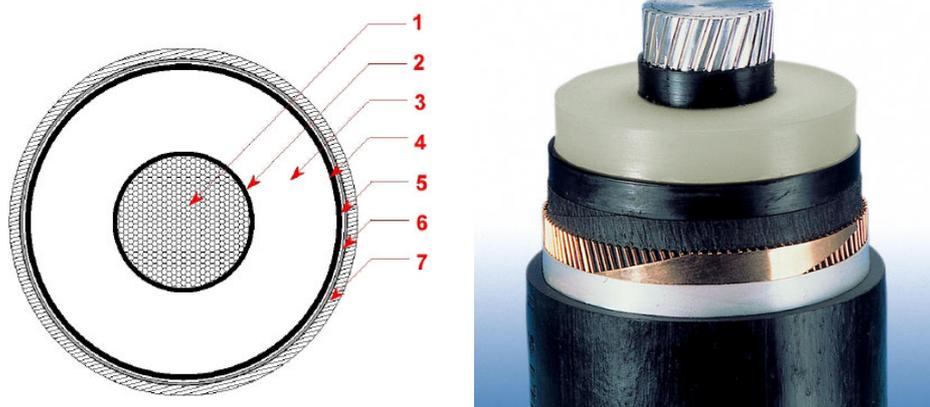


Figura 2-18 Sezione tipica del cavo XLPE: 1) conduttore; 2) schermo del conduttore; 3) isolamento; 4) schermo isolante; 5) barriera antiacqua; 6) schermo metallico esterno; 7) guaina esterna

I cavi saranno interrati ed installati normalmente in uno scavo a sezione obbligata della profondità di circa 1,5 m, con disposizione a trifoglio e configurazione degli schermi *cross-bonded*. Nello stesso scavo, a distanza di almeno 0,3 m dai cavi di energia, sarà posato un cavo con fibre ottiche e/o telefoniche per trasmissione dati.

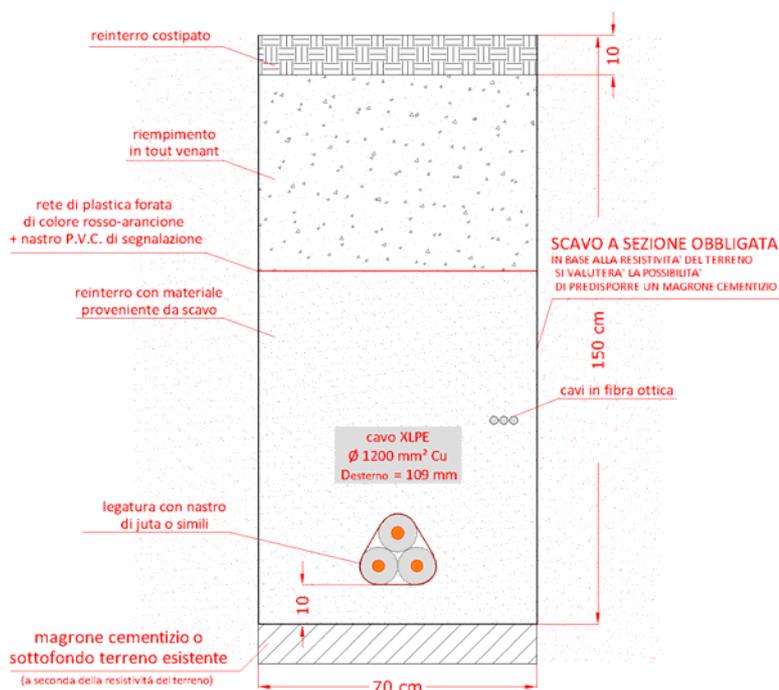


Figura 2-19 Sezione tipica di posa del tratto di cavidotto terrestre in corrente alternata, su terreno naturale

2.8.4 Fasi di costruzione

La realizzazione dell'opera avverrà per fasi sequenziali di lavoro che permettano di contenere le operazioni in un tratto limitato (circa 500÷600 metri) della linea in progetto, avanzando progressivamente sul territorio.

In generale le operazioni si articoleranno secondo le fasi elencate nel modo seguente:

- realizzazione delle infrastrutture temporanee di cantiere;
- apertura della fascia di lavoro e scavo della trincea;
- posa dei cavi e realizzazione delle giunzioni;
- ricopertura della linea e ripristini.

Al termine dei lavori civili ed elettromeccanici sarà effettuato il collaudo della linea.

2.9 SOTTOSTAZIONE ELETTRICA ONSHORE

La ESP *onshore* accoglierà i cavi di polo in corrente continua e di elettrodo che provengono dalla ESP *offshore* e convertirà l'energia elettrica da corrente continua a corrente alternata, oltre ad elevarla alla tensione di 220 kV.

Da tale sottostazione avrà origine il tratto di cavidotto terrestre (220 kV AC) di connessione alla esistente stazione elettrica della RTN denominata "Partanna".

La stazione sarà installata in Contrada Magaggiari, nel Comune di Partanna (TP), in posizione limitrofa (circa 700 m) al sito dell'esistente stazione della RTN di Partanna.

Come illustrato nella tavola PDT/T/0/ESPT/001 allegata alla relazione PDT/R/0/EL/004, la stazione sarà costituita da un fabbricato avente una dimensione di circa 80 x 25 x 11,5 m. L'area della stazione occuperà un rettangolo avente dimensioni pari a circa 100 x 50 m, ricadente nella particella n. 53 del foglio di mappa n. 63 del Catasto Terreni del Comune di Partanna (TP) (vedi tavola PDT/T/0/CAVT/002 – foglio 15 di 16).

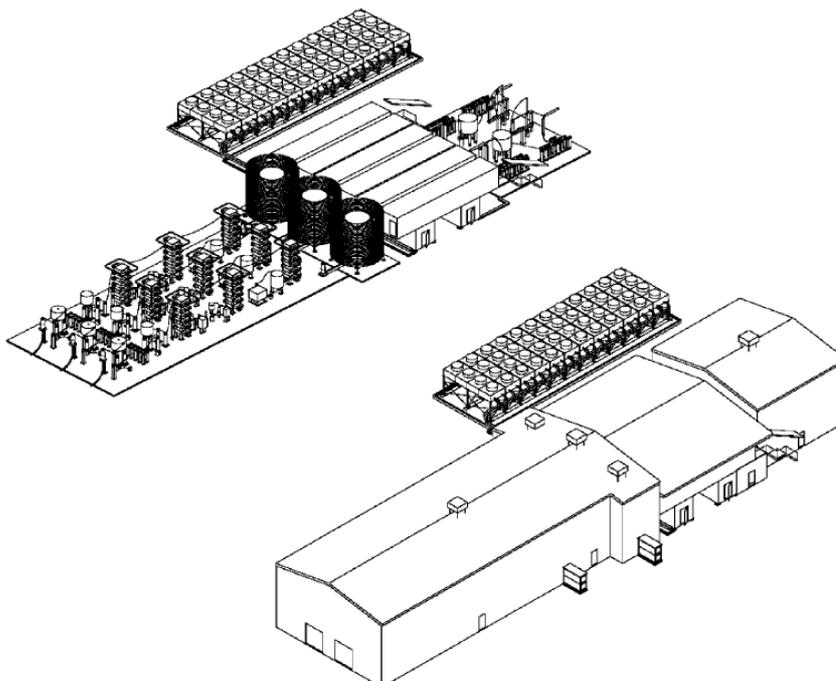


Figura 2-20 Layout tipico di una ESP onshore da 350 MW di dimensioni 80x25x11,5 metri

La stazione di conversione avrà una struttura compatta, con la maggior parte delle apparecchiature ospitate in un fabbricato con lo stile tipico del magazzino. I fabbricati sono realizzati in lamiera di acciaio e sono forniti di porte, scale e passerelle.



Figura 2-21 ESP ABB HVDC Light da 350 MVA installata ad Harku , Estonia

2.9.1 Caratteristiche tecniche

La stazione comprenderà in particolare:

- una sezione di conversione da corrente continua a corrente alternata, realizzata al chiuso, costituita da:
 - un sistema a semplice sbarra;
 - 2 stalli arrivo linee per il collegamento dei due cavi terrestri di polo, n°1 stallo di arrivo per il cavo di elettrodo (se presente);
 - 3 trasformatori monofase 150/220 kV;
 - la sezione di conversione a IGBT;
- una sala di controllo comprendente i quadri manovra dei suddetti stalli, nonché il sistema di monitoraggio, controllo e diagnostica dell'intero sistema;
- un locale gruppi elettrogeni;
- un locale batterie per l'alimentazione del sistema servizi ausiliari in corrente continua.

Oltre alle apparecchiature elettriche, la ESP includerà le protezioni antincendio, i generatori di emergenza e altri sistemi ausiliari, quali:

- sistemi di ventilazione;
- sistemi di sicurezza;
- sistemi di comunicazione.

Tutte le apparecchiature saranno ubicate all'interno di una zona protetta dalle intemperie.

Le operazioni di gestione della stazione saranno automatizzate e controllate da remoto tramite l'unità elettronica di supervisione, controllo e acquisizione dati (SCADA).

2.10 VALUTAZIONE DELLA PRODUCIBILITÀ ANNUA DELL'IMPIANTO

La producibilità annuale, ovvero l'energia elettrica generata dalla singola turbina nel corso di un anno, è espressa generalmente in ore equivalenti annue [ore/anno o MWh/MW]. Per *ore equivalenti annue (full net equivalent hours)* si intendono le ore *nette* di funzionamento dell'aerogeneratore nel corso di un anno, valutate nell'ipotesi che la potenza erogata sia sempre la potenza nominale. Esse sono date dal rapporto tra l'energia elettrica generata nel corso di un anno (espressa in MWh) e la potenza nominale installata (espressa in MW). Sono dunque sempre inferiori rispetto alle ore effettive di funzionamento, in cui la potenza dell'aerogeneratore varia tra il valore minimo (pochi kW) e il valore massimo (la potenza nominale).

2.10.1 producibilità del singolo aerogeneratore

Per la valutazione della producibilità si è fatto riferimento alla curva di potenza dell'aerogeneratore *REpower 6M*, essendo attualmente l'unico aerogeneratore esistente con potenza nominale pari a 6 MW.

Dati tecnici:

Diametro rotore:	126 m
altezza mozzo	c.a 90 m
velocità di inserimento:	3,5 m/s
velocità nominale:	14 m/s
velocità di disinserimento:	30 m/s (<i>offshore</i>)
Potenza nominale	6.000 kW

Velocità del vento al mozzo[m/s]	Potenza [kW]
3,5	60
4	137
5	359
6	658
7	1098
8	1670
9	2382
10	3232
11	4093
12	4935
13	5626
[14, 30]	6000
>30	0

Power Curve REpower 6M (preliminary)

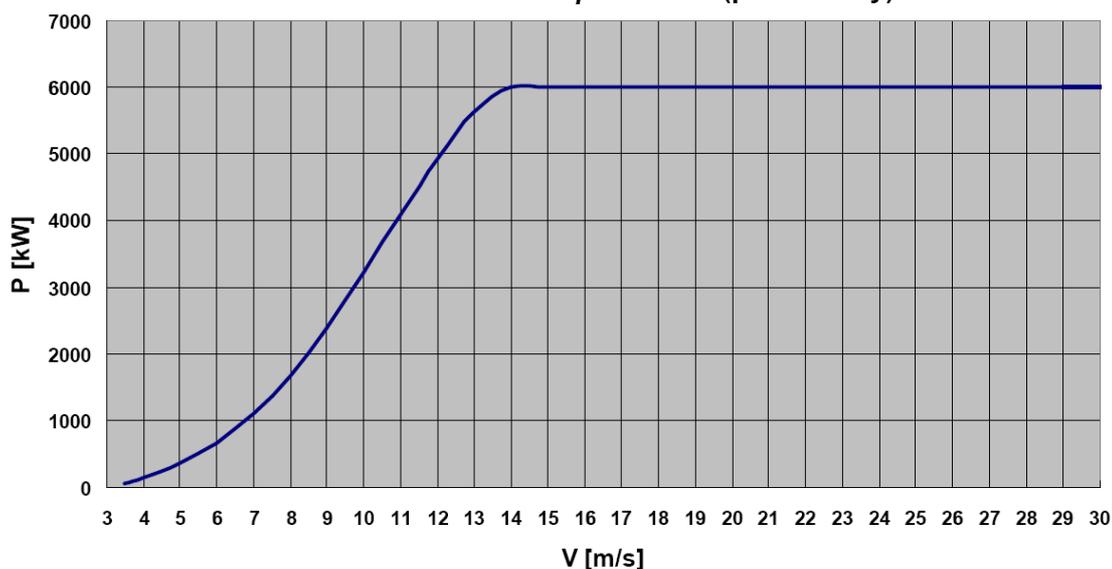


Figura 2-22 potenza generata in funzione della velocità dal vento all'altezza del mozzo – aerogeneratore REpower 6M da 6 MW

Le tabelle seguenti riportano i risultati della simulazione relativa alla stima della producibilità media annua della singola macchina, in termini di *ore equivalenti annue e mensili* ed energia totale prodotta [GWh/anno], relativamente all' aerogeneratore di progetto. Come valori di input si sono utilizzati i dati satellitari NASA (satellite QuikSCAT) per il periodo 1999 - 2008 trasposti a 90 m.

Tabella 2-2 Velocità medie del vento a 10 m s.l.m. e 90 m s.l.m., ore equivalenti annue per aerogeneratore 6 MW – dati satellitari QuikSCAT relativi allo stretto di Sicilia per il periodo 2000 – 2008 suddivisi per anno

PRODUCIBILITÀ MEDIA ANNUALE			
ANNO	Velocità media a 10 m s.l.m. [m/s]	Velocità media a 90 m s.l.m. [m/s]	ore equivalenti [h/y]
2000	6,9	8,3	3.315
2001	6,9	8,3	3.424
2002	7,1	8,6	3.721
2003	7,0	8,5	3.486
2004	7,0	8,5	3.535
2005	7,2	8,6	3.619
2006	6,9	8,3	3.254
2007	7,0	8,4	3.557
2008	6,9	8,3	3.283
MEDIA PERIODO 2000-08	7,01 m/s	8,43 m/s	3.466 h/y = 20,80 GWh/y

Tabella 2-3 Velocità medie del vento a 10 m s.l.m. e 90 m s.l.m., ore equivalenti mensili per aerogeneratore 6 MW – dati satellitari QuikSCAT relativi allo stretto di Sicilia per il periodo 07/1999 – 12/2008 suddivisi per mese

PRODUCIBILITA' MEDIA MENSILE			
MESE	Velocità media a 10 m s.l.m. [m/s]	Velocità media a 90 m s.l.m. [m/s]	ore equivalenti [h/y]
Gennaio	8,0	9,6	374
Febbraio	8,0	9,7	344
Marzo	7,5	9,1	341
Aprile	7,5	9,0	319
Maggio	6,5	7,8	246
Giugno	5,3	6,4	149
Luglio	5,8	7,0	197
Agosto	5,6	6,8	177
Settembre	6,5	7,8	246
Ottobre	6,3	7,6	235
Novembre	8,2	9,8	393
Dicembre	8,9	10,7	443
TOTALE ORE EQUIVALENTI			3.465 h/y

2.10.2 produttività lorda e netta dell'impianto eolico

Nota la quantità di energia elettrica che ogni aerogeneratore è mediamente in grado di produrre ogni anno, è infine possibile valutare la produzione energetica media annua dell'intero impianto.

La tabella seguente sintetizza la potenzialità del parco eolico di progetto in termini di numero di aerogeneratori installabili per banco, potenza nominale installabile e corrispondente produttività teorica espressa in GWh/anno, valutata sulla base dei dati di vento registrati dal satellite QuikSCAT nel periodo 2000-2008.

Tabella 2-4 potenzialità dei banchi di progetto, in termini di potenza nominale installabile e produttività annua teorica

Aree di progetto	n. pali	6 MW	
		P [MW]	GWh/y
Banco Talbot Ovest	10	60	207,9
Banco Talbot Est	49	294	1.018,7
TOTALE BANCHI	59	354	1.226,6

Per valutare la quantità di energia elettrica che verrà mediamente immessa ogni anno nella Rete di Trasmissione Nazionale, è stata fatta una stima delle perdite, per la cui descrizione si rimanda all'elaborato progettuale PDT/R/0/WRA/001.

Le perdite complessive sono pari a circa il 9,4 %, come specificato nel seguente prospetto:

ore equivalenti teoriche del parco eolico:	3.465 h/anno
perdite per <i>wake effect</i> complessive:	~ 4,5 %
perdite elettriche:	~ 4,2 %
<u>perdite per manutenzione programmata / guasti:</u>	<u>~ 1 %</u>
perdite complessive:	~ 9,4 %
ore equivalenti nette del parco eolico:	3.140 h/anno
producibilità media annua netta:	1.111 GWh_{el}/anno

La producibilità netta annuale dell'impianto sarà dunque pari a circa 1.111 GWh, in grado di coprire il fabbisogno energetico annuo di 247.000 famiglie, considerando un consumo medio annuale di 4.500 kWh / nucleo familiare.

2.11 ANALISI COSTI - BENEFICI

L'analisi costi - benefici ha lo scopo di valutare la convenienza e la fattibilità di un investimento sul territorio, in funzione degli obiettivi che si intendono raggiungere.

Nel caso di un impianto di generazione da fonte rinnovabile, quale il parco eolico *offshore* in progetto, l'obiettivo da perseguire non è meramente il profitto in termini economici. La realizzazione dell'impianto contribuisce infatti alla realizzazione di obiettivi ad alto valore ambientale quali la produzione di energia a impatto nullo in termini di emissioni inquinanti e di anidride carbonica immessa in atmosfera (*gas ad effetto serra*).

2.11.1 analisi dei costi

Il progetto prevede la realizzazione di un parco eolico *offshore* avente una potenza nominale installata di 354 MW, la cui producibilità annua sarà pari a circa 1.111 GWh_{el}.

In termini economici, il costo stimato per la realizzazione dell'opera è di circa 830 M€, come esplicitato nel computo metrico estimativo (elaborato PDT/R/0/CME/001).

Tale valore di spesa tiene conto, oltre che della tecnologia da installare, anche delle spese di sviluppo e progettazione e delle indagini marine e geotecniche - in parte già effettuate - necessarie alla progettazione esecutiva. Nella voce "spese generali" è inoltre inclusa la spesa relativa ad una stazione anemometrica che verrà installata sul Banco di Talbot durante la fase di progettazione esecutiva. Nella tabella seguente si riporta il riepilogo del computo metrico:

Tabella 2-5 Riepilogo dei costi di realizzazione dell'impianto

Descrizione	Importo [€] (IVA inclusa)
AEROGENERATORI	413.180.000,00
FONDAZIONI	181.400.000,00
CAVI MARINI	126.829.350,00
SOTTOSTAZIONE ELETTRICA OFFSHORE	42.500.000,00
CAVIDOTTO TERRESTRE	20.956.196,02
SOTTOSTAZIONE ELETTRICA ONSHORE	28.000.000,00
OPERE DI CONNESSIONE ALLA RTN	600.000,00
SPESE GENERALI	16.250.000,00
TOTALE COMPUTO METRICO ESTIMATIVO	829.715.546,02

A tali costi vanno aggiunti quelli relativi alla *gestione* e alla *manutenzione* e dell'impianto, quantificabili in circa 0,025 €/kWh generato. Il costo annuo di gestione sarà pertanto pari a circa 28 milioni di euro.

I costi in termini di impatto ambientale saranno invece minimi, sia per la localizzazione dell'area di intervento (in mare, a oltre 60 km dalla costa, dunque invisibile da terra), sia per le scelte tecnologiche effettuate. La scelta di un cavidotto in corrente continua e interrato lungo l'intero percorso, inoltre, garantisce un pieno rispetto dell'ambiente in termini di inquinamento elettromagnetico (il campo elettromagnetico generato è trascurabile) nonché di impatto paesaggistico; il percorso dei cavi terrestri si sviluppa in gran parte lungo la viabilità esistente e di conseguenza, anche durante le fasi di posa del cavidotto, l'impatto ambientale sarà assai modesto.

2.11.2 Analisi dei benefici

Tra i benefici che derivano dalla realizzazione dell'impianto si evidenziano quelli economici, da un lato, che garantiscono la fattibilità e la convenienza del progetto, e quelli di tipo ambientale e sociale, dall'altro, che ne garantiscono la fattibilità socio-ambientale. Di seguito si analizzeranno in dettaglio gli uni e gli altri.

2.11.2.1 Benefici economici

In base al *business plan*, il tempo di recupero dell'investimento iniziale è inferiore a 7 anni. In particolare, i ricavi attesi derivano da:

- cessione dell'energia alla rete;
- vendita dei certificati verdi.

Il grafico seguente mostra il flusso monetario atteso (*cash flow*) durante l'esercizio dell'impianto, ottenuto in base alle seguenti assunzioni:

- investimento iniziale (CAPEX): 829. 715.546,02 €
- costi di gestione e manutenzione (OPEX): 27.789.000,00 €/anno
- vita operativa dell'impianto: 20 anni
- producibilità netta: 1.111.560 MWh/anno
- prezzo medio dell'energia: 90 €/MWh
- valore medio del certificato verde: 99 €/MWh
- durata dei certificati verdi: 15 anni
- tasso d'inflazione: 2,0 %
- rapporto d'indebitamento: 70 %
- tasso d'interesse debitorio: 6,5 %
- durata del debito: 15 anni

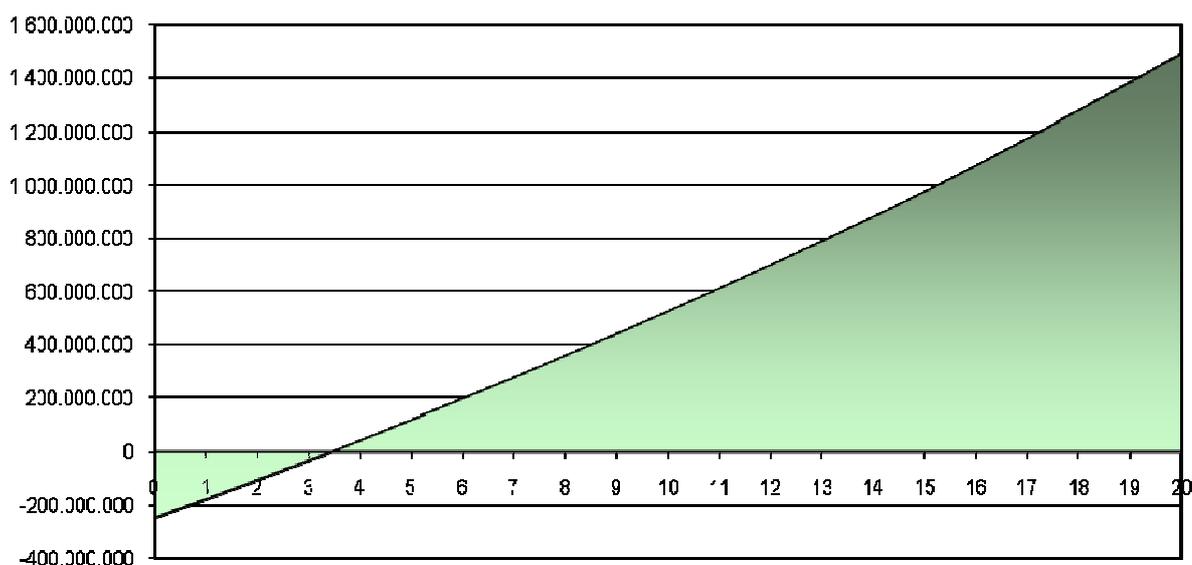


Figura 2-23 *cash flow* cumulativo dell'iniziativa

Il ritorno semplice dell'investimento (*simple payback*) si riscontra dopo 6,4 anni; il ritorno del capitale investito (*equity payback*) si verifica dopo 3,4 anni.

2.11.2.2 Benefici sociali

Importanti benefici socio-economici derivano dal contributo che garantirà l'impianto nel coprire la domanda crescente di energia elettrica, limitando il ricorso all'importazione di energia elettrica e combustibili fossili (petrolio e gas naturale) dall'estero a prezzi elevati.

L'energia immessa in rete sarà pari a circa 1.111 GWh/anno per 20÷25 anni, in grado di coprire il fabbisogno energetico di 247.000 famiglie, considerando un consumo medio annuale di 4.500 kWh/nucleo familiare.

Diversamente dall'energia derivante da processi di combustione, l'energia prodotta dal parco eolico non comporterà emissioni in atmosfera nocive per l'ambiente e/o per la salute dell'uomo, in quanto derivante da una fonte energetica, oltre che illimitata, a zero emissioni: il vento.

2.11.2.3 Benefici occupazionali

Sicuramente interessante è, quale beneficio primario, ovvero derivante direttamente dalla realizzazione del progetto, l'effetto occupazionale ed economico sul tessuto produttivo.

L'occupazione è, infatti, correlata alle attività di costruzione dei vari componenti che costituiranno la *wind farm*, all'installazione delle strutture e alla gestione e manutenzione dell'impianto in esercizio.

Nel dettaglio vanno considerati:

- Progettazione dell'impianto: lo studio di fattibilità, la progettazione preliminare e definitiva dell'impianto hanno richiesto un monte ore lavorative pari all'impegno per oltre 2 anni di 10 tecnici e ingegneri a tempo pieno. Le persone complessivamente coinvolte, tra personale e collaboratori esterni, sono oltre 30;
- Progettazione esecutiva e realizzazione dell'opera: per la fase di cantiere, che avrà una durata di circa 4 anni, verrà impiegata una forza lavoro con un picco, nel periodo inizio maggio ÷ fine ottobre, di oltre 200 unità, comprendente progettisti, ingegneri, tecnici e operai specializzati, impiegati sia a terra che a mare. Si farà ampio ricorso alla manodopera locale, sia per le attività di trasporto via mare e installazione di fondazioni e aerogeneratori, che per le attività di cantiere a terra (scavi, posa cavidotto e reinterro, costruzione dell'edificio della sottostazione elettrica);
- Gestione e manutenzione: l'occupazione a lungo termine, diretta od indiretta, legata all'esercizio dell'impianto, vedrà impiegati a tempo pieno circa 10 tecnici preposti alla gestione dell'impianto, circa 10 unità per le attività di sorveglianza a mare (svolte tramite apposita imbarcazione) e 3 unità a terra per la sorveglianza della ESP *onshore*. La manutenzione ordinaria richiede l'impiego di una squadra di tecnici specializzati operativi per 1÷2 mesi/anno.

La realizzazione del progetto coinvolgerà, inoltre, vari settori industriali di cui il territorio ha già importanti operatori. Ci si riferisce, ad esempio alle opere civili e alla carpenteria.

2.11.2.4 Benefici ambientali

Come è ormai riconosciuto a livello unanime dalla comunità scientifica, le emissioni di anidride carbonica, tra i responsabili del riscaldamento globale del pianeta, derivano in gran parte dallo sfruttamento dei combustibili fossili; tali emissioni possono essere evitate grazie alla produzione di energia elettrica da fonti rinnovabili. I benefici ambientali che derivano dall'esercizio dell'impianto sono connessi dunque alla mancata immissione in atmosfera di gas ad "effetto serra" (CO₂), oltre che di gas nocivi alla salute, quali gli NO_x ed SO_x.

Nel caso specifico, il quantitativo di emissioni evitate può essere valutato moltiplicando la produzione di energia elettrica del parco eolico di progetto per il *fattore di emissione del mix energetico nazionale*. Tale fattore rappresenta la quantità di un determinato inquinante immessa in atmosfera per unità di energia elettrica prodotta, considerando la composizione percentuale delle varie fonti di produzione di energia elettrica che concorrono nella rete nazionale. In particolare, ogni kWh prodotto comporta l'immissione in atmosfera di 0,531 kg di CO₂, 0,0015 kg di NO_x e 0,0029 kg di SO₂.

La tabella seguente mostra le quantità di CO₂, NO_x e SO₂ che si eviterebbero annualmente con la messa in esercizio del parco eolico di progetto.

Tabella 2-6 Energia annua prodotta e corrispondenti emissioni annue di CO₂, NO_x e SO₂ evitate³

Produzione annua stimata	Emissioni annue evitate		
	GWh/y	t/y CO ₂	t/y NO _x
1.111	589.941	1.667	3.222

Ognuno dei 59 aerogeneratori costituenti il parco eolico consente dunque di evitare annualmente circa 10.000 t di CO₂, circa 28 t di NO_x e 55 t di SO₂.

Considerando l'intero impianto per l'intero ciclo di vita (vita utile pari a 20 anni), le emissioni evitate ammontano rispettivamente a quasi 12 milioni di tonnellate di CO₂, a circa 33 migliaia di tonnellate di NO_x e a oltre 64 migliaia di tonnellate di SO₂, come riassunto nella tabella seguente.

Tabella 2-7 Energia prodotta e corrispondenti emissioni di CO₂, NO_x e SO₂ evitate nella vita utile della centrale eolica⁴

³ fattore del mix elettrico italiano alla distribuzione: 0,531 kg CO₂/kWh [fonte: Ministero dell'Ambiente]
0,0015 kg NO_x/kWh [fonte: Norma UNI 10349]
0,0029 kg SO₂/kWh [fonte: Rapporto ambientale ENEL 2001]

Produzione stimata nella vita utile impianto	Emissioni evitate nella vita utile impianto		
	t CO ₂	t NO _x	t SO ₂
GWh			
22.220	11.798.820	33.330	64.438

L'effetto della *wind farm* sulla qualità dell'aria è dunque senza dubbio positivo: la produzione di energia "pulita" dell'impianto determina, come appena accennato, una enorme riduzione di emissione di CO₂, che da sola giustifica la realizzazione dello stesso.

L'intervento previsto si configura come intervento di pubblica utilità in perfetta coerenza con gli orientamenti internazionali sulla produzione di energia da fonte rinnovabile.

L'analisi dei costi e dei benefici conduce ad una valutazione positiva della fattibilità dell'opera, in quanto risultano nettamente preponderanti i benefici economici, sociali ed ambientali che derivano dalla costruzione e dalla messa in esercizio della *wind farm* di progetto.

⁴ ipotizzando una vita utile di 20 anni

3 SEZIONE C – QUADRO DI RIFERIMENTO AMBIENTALE

Il Quadro di Riferimento Ambientale identifica e valuta le interazioni e gli effetti positivi e negativi del progetto sul sistema ambientale nella sua globalità.

Esso si articola secondo criteri descrittivi, analitici e previsionali, distinguendo la parte a mare dalla parte a terra, attraverso:

- ✓ la descrizione ante operam dei sistemi ambientali interessati dal progetto, prodotta come risultato di ricerche bibliografiche ed indagini strumentali e dirette, mirate ad identificare e caratterizzare le componenti a maggiore sensibilità;
- ✓ l'individuazione dei prevedibili effetti positivi e negativi che si genereranno dall'interazione tra l'opera e l'ambiente. Tali effetti sono stati analizzati per le diverse fasi di realizzazione, esercizio e dismissione della wind farm, per ciascuna delle componenti ambientali precedentemente descritte, definendo contestualmente le misure che saranno adottate con lo scopo di annullare o ridurre l'eventuale impatto negativo.

Ogni effetto è valutato considerando la sensibilità della componente ambientale nel sito di progetto, i possibili effetti in termini di portata dell'impatto probabilità, durata, frequenza e reversibilità.

3.1 SISTEMI AMBIENTALI

3.1.1 Atmosfera – il clima regionale del Canale

Il clima è tipicamente di transizione fra le coste settentrionali dell'Africa e quelle meridionali della Sicilia: l'inverno è abbastanza mite, con una temperatura media che oscilla tra i 9 ed i 14°C, mentre d'estate la temperatura in media è di 25°C, con una media annua di ca 18°C.

Caratteristica peculiare del clima della macroarea dello Stretto di Sicilia è il vento presente, in base alle statistiche, per circa 337 giorni all'anno.

Il territorio siciliano è caratterizzato da un clima mesotermico umido sub-tropicale (tipico clima mediterraneo), con estate asciutta, temperatura media del mese più caldo superiore ai 22°C e regime pluviometrico contraddistinto da una concentrazione delle precipitazioni nel periodo freddo (autunno-invernale).

I dati raccolti sul regime anemologico nel Canale di Sicilia sono quelli della KNMI (*Royal Netherlands Meteorological Institute*), del satellite QuickSCAT (Nasa) e dell'European Wind Atlas.

I dati raccolti ed elaborati danno evidenza che la velocità del vento media, relativa al periodo di osservazione (1999-2008), nell'area in oggetto, è circa di 7 m/s a 10 m s.l.m., corrispondente a circa 8,5 m/s a 90 m s.l.m (dato trasposto all'altezza del mozzo dell'aerogeneratore). Il valore di ore equivalenti annue (ore *nette* di funzionamento dell'intero impianto nel corso di un anno, valutate nell'ipotesi che la potenza erogata sia sempre la potenza nominale) è stato stimato in 3.140 h/anno al netto delle perdite per *wake effect*, elettriche e per manutenzione programmata o guasti (PDT/R/0/WRA/001).

3.1.2 Suolo e sottosuolo

3.1.2.1 Inquadramento geologico

Il Mediterraneo centro-occidentale, area nella quale si colloca il sito oggetto del presente studio, costituisce una porzione di megasutura che si sviluppa lungo il limite tra placca europea ed africana. Il continente europeo e quello africano risultano, infatti, in gran parte saldati tra loro proprio lungo la penisola italiana e in Sicilia, seguendo una linea rappresentata dall'Orogene Appenninico-Maghrebide che trova riscontro nella catena corrugata che costituisce la dorsale appenninica e che, attraverso l'Arco Calabro e la Sicilia, prosegue oltre il Canale di Sicilia verso le coste del Maghreb in Africa settentrionale.

Il Canale di Sicilia, dal punto di vista fisiografico è una piattaforma continentale poco profonda che si sviluppa su crosta continentale africana, di cui occupa il margine settentrionale⁵, che rappresenta l'avampese della catena sud-vergente appenninico-maghrebide.

Si tratta di una potentissima sequenza prevalentemente carbonatica mesozoico-terziaria interessata da ripetute intercalazioni di vulcaniti basiche.

In particolare l'area di progetto è una zona poco profonda, a morfologia uniforme, che si estende al largo della Sicilia Sud-occidentale tra questa e la zona dei graben.

L'area è caratterizzata da tettonica distensiva con faglie normali ONO-ESE, parallele al Canale di Sicilia.

Nel settore settentrionale si sviluppa un bacino di avanfossa di età Tortoniana (chiamata Avventura) al fronte della catena maghrebide a direzione NE-SO e vergente SE.

La Carta della Sismicità redatta dal Centro Nazionale Terremoti – INGV⁶ mostra la presenza di due epicentri nell'area indagata del Canale di Sicilia. Tuttavia si tratta di ipocentri superficiali (entro i 35 m) e di magnitudo inferiore al 4° della scala Richter.

⁵ CATALANO & D'ARGENIO, 1982 – GUIDA ALLA GEOLOGIA DELLA SICILIA OCCIDENTALE.

⁶ CASTELLO B., MORO M., CHIARABBA C., DI BONA M., DOUMAZ F., SELVAGGI G. & AMATO A. (INGV), 2004 - *Carta della sismicità in Italia*.

Tali dati sono confermati dall'analisi della serie storica di sismi che hanno interessato l'area in oggetto dedotta dal Catalogo della Sismicità Italiana dell'INGV. I dati raccolti, registrati in una finestra temporale che va dal 1578 fino al 2001, hanno rivelato manifestazioni sismiche di intensità modeste, non superiori alla magnitudo 4 ("spesso sentito, ma raramente causa danni").

3.1.2.2 Caratteristiche geomorfologiche

L'area su cui nello specifico è stata prevista l'ubicazione del parco eolico è quella del Banco Talbot Ovest ed Est, in precedenza individuati geograficamente. Morfologicamente si tratta di alti strutturali di piattaforma continentale in prevalenza rappresentati da affioramenti rocciosi, talora ricoperti da sedimento mobile, costituito in larga parte da sabbia organogena.

Al fine di analizzare e caratterizzare nel dettaglio le aree di interesse e i relativi corridoi di collegamento tra gli alti che costituiscono il Banco di Talbot e tra questi e la terraferma ("La Bocca", Mazara del Vallo (TP)) sono state commissionate e realizzate una serie di campagne oceanografiche durante le quali sono stati effettuati anche rilievi geomorfologici, attraverso indagini geofisiche, consentendo di ottenere una descrizione completa dei banchi in oggetto.

Le analisi e l'elaborazione dei relativi dati raccolti sono state affidate alla Nautilus Società Cooperativa di Porto Salvo di Vibo Valentia.

Di seguito sono riportati brevi commenti ai risultati ottenuti.

3.1.2.3 Banco Talbot Ovest

Il Banco Talbot Ovest occupa un'area di circa 3,8 km² (al di sopra della batimetrica dei -50 m) e dista dal punto di approdo circa 80 km.

Sono ben evidenti (Tavv. PDT/T/0/BAT/002 e SIAT/T/0/SR/002) tre macroaree caratterizzate da batimetrie più accidentate con fondi che scendono da -18 m a -40 m sul versante occidentale e sino a circa -50 m sul versante orientale. Sono inoltre presenti due ampi tratti tendenzialmente pianeggianti, uno con batimetrie da -50 m a -46 m; l'altro con batimetrie tra -44 m e -40 m. In generale, il *bed rock* tende ad affiorare ripetutamente nell'area in oggetto con profilo piuttosto articolato; la presenza di sedimento mobile tende ad essere localizzata soprattutto lungo il settore orientale con spessori difficilmente quantificabili, ma che localmente potrebbero essere di diversi metri.

3.1.2.4 Banco Talbot Est

Il Banco Talbot Est, invece, ha un'estensione di circa 12 km² e dista dalla foce del fiume Delia circa 73 km. Dalla cartografia prodotta (Tavv. PDT/T/0/BAT/001 e SIAT/T/0/SR/001) risultano evidenti due ampie aree caratterizzate da fondali con batimetrie superiori ai -50 m, estese 4,8 e 7,3 km². Di queste, l'area localizzata più a nord, presenta nella parte apicale batimetrie che sfiorano i -40 m scendendo con forte pendenza lungo il versante settentrionale, come risulta evidente dalle isobate molto ravvicinate in questo settore, mentre il versante meridionale presenta un profilo più dolce.

Di estensione maggiore è l'area più a sud, che presenta un versante occidentale più articolato, con batimetriche che dai -30 m, nelle porzioni apicali, si approfondiscono rapidamente fino ai -40 m. Nel settore orientale, invece, l'area presenta invece fondi più pianeggianti che dolcemente raccordano le batimetriche dei -40 e -50 m.

Sull'area in esame la copertura di sedimento mobile tende ad essere piuttosto presente e continua. Lo spessore dei sedimenti può raggiungere i 4 metri.

3.1.2.5 CORRIDOI DI COLLEGAMENTO

Le indagini strumentali effettuate lungo il tracciato di collegamento il Banco Talbot Est, in cui sarà posta la sottostazione e l'approdo in località "La Bocca", foce del fiume Arena, nel comune di Mazara del Vallo, hanno consentito di avere informazioni circa l'andamento batimetrico.

Dal banco Talbot Est fino all'approdo, il fondo marino declina debolmente fino alla profondità di -100 m; quindi presenta alcuni tratti con pendenza maggiore, fino a raggiungere i -149 m, e alcuni alti morfologici intorno ai 90-100 m di profondità. Sul fondo marino compreso tra il Banco Talbot Est e "La Bocca" si rinvengono depositi sedimentari inconsistenti dello spessore di 2-5 m circa in corrispondenza delle aree a debole pendenza. Le porzioni di fondo con pendenza maggiore presentano, invece, scarsi spessori di materiali incoerenti. Numerose sono anche le aree con presenza di soli sedimenti compattati e più consistenti.

Fra i due banchi in esame la profondità scende gradualmente fino ai -110 m per poi raggiungere con una pendenza maggiore -160 m e risalire verso il banco Talbot Ovest prima velocemente, sino ai -145 m, poi in maniera più graduale. La coltre di sedimento tra i due Banchi ha spessori di circa 3-4 m. Lo strato di sedimenti incoerenti risulta più spesso in corrispondenza dei bassi morfologici e si riduce in maniera consistente con l'aumentare della pendenza del fondo.

3.1.3 Granulometria dei sedimenti

Sono state effettuate analisi di tipo granulometrico sui sedimenti che ricoprono porzioni dei banchi.

I campionamenti sono stati realizzati tramite prelievo con benna tipo Van Veen (Fig.3-1).



Figura 3-1 Benna Van Veen utilizzata per i prelievi dei campioni di sedimento.

I risultati delle analisi granulometriche effettuate sono riportati nella seguente tabella (Tab.3-1).

Tabella 3-1 Risultati delle analisi granulometriche condotte su campioni prelevati sui Banchi Talbot Est ed Ovest e sui corridoi di collegamento tra i banchi e con la terraferma.

CAMPIONE	CIOTTOLI (%)	GHIAIA (%)	SABBIA (%)	LIMO (%)	ARGILLA (%)
TAL 01 B1	19,42	31,06	49,52	0,00	0,00
TAL 01 B2	4,68	33,46	61,86	0,00	0,00
TAL 02 B1	5,02	35,01	59,97	0,00	0,00
TAL 02 B2	2,61	6,98	90,41	0,00	0,00
CAV MAZ TB 1	2,01	27,56	70,43	0,00	0,00
CAV MAZ TB 2	0,00	8,97	90,93	0,10	0,00
CAV MAZ TB 3	0,00	0,89	97,32	1,79	0,00
CAV MAZ TB 4	0,00	3,48	95,05	1,46	0,00
CAV MAZ TB 5	0,00	12,17	87,48	0,35	0,00
CAV TB 1 TB 2	0,00	2,35	95,53	2,12	0,00

I dati ottenuti mostrano una sostanziale omogeneità nei campioni analizzati, che presentano una componente granulometrica compresa tra la classe della ghiaia e quella della sabbia, con una netta prevalenza di quest'ultima.

3.1.4 Caratteristiche chimiche, microbiologiche ed ecotossicologiche dei sedimenti

Dai campioni prelevati tramite bennata un'aliquota è stata utilizzata per effettuare analisi chimiche, microbiologiche ed ecotossicologiche (Metodologie analitiche di riferimento – ICRAM, 2001) sui sedimenti.

Le analisi chimiche non hanno rivelato marcate differenze tra i campioni analizzati se non una minima variabilità da ritenersi condizione normale.

Le analisi microbiologiche sui sedimenti, relativamente ai contenuti di Streptococchi fecali (Enterococchi) e spore di clostridi, hanno indicato la totale assenza di patogeni.

In generale, per la maggior parte dei campioni esaminati non è stato evidenziato alcun effetto di tossicità. Pertanto i campioni non sono risultati tossici.

I risultati ottenuti, dunque, evidenziano l'assenza di patogeni e di livelli di tossicità, confermando il buon grado di naturalità dell'ambiente indagato.

3.2 AMBIENTE IDRICO

3.2.1 Il regime del Mediterraneo

La circolazione idrica nel Mediterraneo è molto complessa e influenzata principalmente dallo scambio e dal mescolamento tra masse d'acqua con caratteristiche diverse che avviene con l'Oceano Atlantico attraverso lo Stretto di Gibilterra che, data la sua non elevata profondità di soglia (circa 320 m), isola le acque profonde del Mediterraneo dall'influenza atlantica (Fig.3-2). L'afflusso della corrente superficiale Atlantica più fredda e meno densa e il deflusso della corrente profonda Levantina rappresentano, infatti, i due sistemi di correnti che costituiscono la circolazione generale del Mediterraneo.

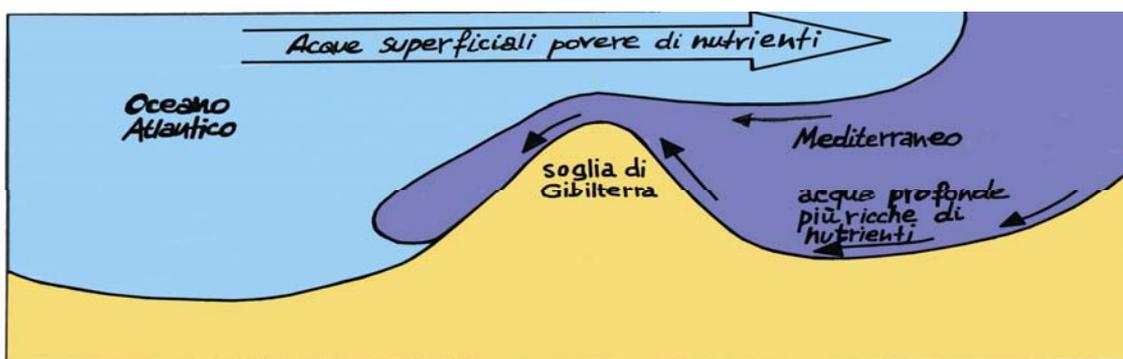


Figura 3-2 Passaggio delle correnti marine attraverso lo stretto di Gibilterra.

Nello strato superficiale dello stretto una massa d'acqua, caratterizzata da temperature che raramente superano i 13°C e salinità di circa 36 ppm, entra nel Mediterraneo, mentre nello strato inferiore esce acqua caratterizzata da temperature costanti di circa 14°C e salinità di circa 38 ppm. L'acqua in ingresso fluisce principalmente lungo le coste africane arriva nella zona estrema del bacino levantino, dove raggiunge valori notevoli di temperatura e salinità per l'elevato riscaldamento ed evaporazione. Qui, dopo il mescolamento convettivo

verticale che si ha in inverno nella zona di Rodi-Cipro, si forma un'acqua di elevata salinità che “torna indietro” fino a fluire nello strato di fondo dello Stretto di Gibilterra e sprofondare nelle fosse atlantiche.

Esistono tre strati principali: quello superficiale, la cui profondità va dai 100 ai 200 m circa, quello intermedio, fino a circa -600 m e quello più profondo, ognuno caratterizzato da valori di temperatura e salinità differenti e piuttosto stabili.

3.2.2 Dinamica costiera

Il regime delle correnti lungo la fascia costiera del Mediterraneo è determinato da forze esterne di varia natura.

L'influenza della marea può essere considerata sempre presente nella fascia costiera, anche se solo in casi particolari essa diviene l'elemento dominante della circolazione.

Le maree sono quasi ovunque poco sviluppate, con escursione media in genere sui 20-30 cm. In genere si tratta di maree semidiurne o miste (2 alte e 2 basse maree nella giornata, con ampiezza diseguale). Poiché le escursioni di marea presentano solitamente ampiezze trascurabili nel Mar Mediterraneo, di conseguenza sono di bassa entità anche le correnti generate dalle maree, che raggiungono la velocità di 0,15 m/sec (circa 0,3 nodi).

L'azione diretta del vento è comunque il fenomeno più rilevante: la costa tende ad ostacolare i moti trasversali, mentre permette il libero sviluppo delle correnti longitudinali, la cui intensità risulta proporzionale alla componente longitudinale dell'impulso del wind stress.

3.2.3 Caratteristiche chimico fisiche – profili CTD

Al fine di definire la qualità delle acque presenti nell'area di indagine, nel corso della campagna oceanografica, realizzata dalla Soc. Coop. Nautilus, sono state analizzate le caratteristiche chimico-fisiche della colonna d'acqua sovrastante i banchi, mediante l'ausilio di una “sonda multiparametrica” in grado di monitorare contemporaneamente temperatura, salinità, ossigeno disciolto, pH e fluorescenza (Fig.3-3).



Figura 3-3 Sonda multiparametrica SEA Bird.

Le analisi sono state eseguite in due stazioni sul Banco Talbot Est (Talbot 1) ed in due sul Banco Talbot Ovest (Talbot 2).

Temperatura

Sui Banchi Talbot, generalmente, la temperatura presenta escursioni poco marcate, passando dai 22,8 – 23,4 °C in superficie sino ai 17 °C, o addirittura 20 °C, in prossimità dei -40 m di profondità.

Evidentemente le condizioni oceanografiche sono piuttosto variabili da punto a punto e sono probabilmente influenzate da differenti correnti e movimenti delle masse d'acqua.

Fluorescenza

Anche la fluorescenza presenta alcune differenze da un banco all'altro. In tutte le stazioni di rilevamento si osserva il normale andamento estivo (periodo in cui sono state eseguite le indagini) con valori di fluorescenza molto bassi nei primi metri che aumentano poi verso uno strato di massimo, questo è tipicamente posto alla base della stratificazione termica. Il massimo si trova a profondità maggiori di quelle indagate. All'aumentare della profondità l'incremento di fluorescenza si registra in genere dai -20 m.

Ossigeno disciolto

La percentuale di saturazione dell'ossigeno presenta in tutte le stazioni valori superficiali attesi e prossimi alla saturazione con un trend crescente fino a profondità di 40-50 m, dove la concentrazione di ossigeno nell'acqua è di circa 5,6 ml/l. Tale andamento è confermato da dati presenti in letteratura (Istituto Nazionale di Oceanografia e Geofisica Sperimentale - OGS).

L'andamento suggerisce la presenza di un massimo superficiale di ossigeno posto sopra il massimo di fluorescenza e legato alle condizioni chimico-fisiche delle acque e non a produzione biologica.

Salinità

La salinità presenta valori superficiali abbastanza uniformi compresi tra 37,2 e 37,4 psu (Practical Salinity Unit). In quasi tutte le stazioni l'andamento verticale di questo parametro mostra un calo verso un minimo sub-superficiale che si presenta a quote diverse a seconda delle stazioni e generalmente compreso tra 15 e 25 m. Questo calo è meno pronunciato a Pantelleria rispetto ai Banchi Avventura, dove porta i valori di salinità sotto le 37 psu. Tale calo indica probabilmente il flusso della corrente atlantica superficiale che interessa la zona oggetto delle indagini.

3.2.4 Caratteristiche chimiche, microbiologiche ed ecotossicologiche della colonna d'acqua

La colonna d'acqua è stata caratterizzata anche dal punto di vista chimico, microbiologico ed ecotossicologico.

I campioni per le analisi sono stati prelevati utilizzando una bottiglia Niskin in PVC del volume di 10 l (Fig.3-4).



Figura 3-4 Prelievo mediante bottiglia Niskin.

I risultati ottenuti, grossomodo simili in tutte le stazioni, indicano un'evidente situazione di oligotrofia delle acque.

Le analisi microbiologiche eseguite, direttamente a bordo della Coopernaut-Franca, hanno evidenziando l'assenza di Enterococchi; le indagini ecotossicologiche (con *Vibrio fischeri*, *Brachinolus plicatilis* e *Phaeodactylum tricornutum*).

Non è stato determinato alcun livello di tossicità.

I dati ottenuti dalle indagini effettuate evidenziano dunque che i campioni in esame non presentano criticità da inquinanti inorganici o patogeni, nè livelli di tossicità acuta o cronica.

3.3 ECOSISTEMI NATURALI

3.3.1 Ittiofauna - indagini sui banchi

Le informazioni riguardanti le specie ittiche presenti nel Canale raccolte mediante dati di letteratura, interviste presso operatori della piccola pesca e visual census sui banchi effettuati tramite immersioni subacquee, mostrano un'elevata biodiversità nelle aree adiacenti i banchi a batimetrie superiori ai -50 m; mentre sui Banchi le specie censite nel corso dei rilievi sono quelle comuni dei fondi rocciosi e poche hanno un elevato valore naturalistico o commerciale. Tra queste le specie di rinvenimento più frequenti sono risultate: la castagnola (*Chromis chromis*), la donzella (*Coris julis*), la donzella pavonina (*Thalassoma pavo*) e la boga (*Boops boops*).

Le specie rinvenute sono molto comuni e non rientrano tra quelle definite sensibili.

3.3.2 Mammiferi

Nel Mediterraneo sono regolarmente presenti due specie di enormi dimensioni, la Balenottera comune e il Capodoglio, tre specie di delfini (Delfino comune, Tursiope e Stenella striata) e tre specie poco conosciute di dimensioni intermedie (Grampo, Globicefalo e Zifio).

Si precisa comunque che nell'area interessata dal progetto non si hanno dati di letteratura che testimonino la presenza costante di questi organismi. Inoltre nel corso delle diverse campagne effettuate nelle aree di indagine non sono stati registrati avvistamenti.

3.3.3 Rettili

Tartarughe marine

Nei mari italiani sono presenti tre specie di tartarughe: *Caretta caretta*, *Dermochelys coriacea* e *Chelonia Mydas*.

Solo la prima tra le specie citate è tipicamente mediterranea.

In Italia sono sicuramente presenti siti di deposizione nella riserva marina delle Isole Pelagie e sono: la spiaggia della Pozzolana di Ponente di Linosa e la spiaggia dell'Isola dei conigli di Lampedusa. Siti di ovodeposizione occasionali sono stati segnalati anche in altre

zone della Sicilia meridionale e lungo le coste della Sardegna occidentale, in Calabria e in Puglia.

3.3.4 Ecosistema a *Posidonia oceanica*

Tra le specie endemiche del nostro bacino *Posidonia oceanica* costituisce uno dei climax del Mediterraneo e uno degli ecosistemi più produttivi della zona costiera dell'infralitorale. Le fanerogame marine, infatti, rappresentano specie-chiave degli ecosistemi costieri.

Le specie presenti in Mediterraneo sono solo sei, ma nel loro insieme contribuiscono comunque a formare una cintura molto estesa lungo la fascia costiera.

3.3.5 Coralligeno

Il coralligeno è la tipica biocenosi di fondo duro del circalitorale, comprendente numerose specie vegetali e animali che si sviluppano in condizioni di luminosità ridotta su substrati rocciosi.

Il coralligeno si sviluppa a profondità che vanno dai 30 ai 60 m, in un range che si sposta più o meno in profondità o verso la superficie in relazione alla trasparenza della colonna d'acqua.

La distribuzione degli organismi è regolata, oltre che dall'intensità della luce, dalla pendenza della scogliera, dalla rugosità del substrato e dalla granulometria dei sedimenti, ma è comunque possibile osservare le diverse specie animali anche a profondità non elevate grazie alle irregolari morfologie geologiche delle scogliere e alla differente trasparenza delle acque in tutto il Mediterraneo.

3.3.6 Inquadramento biocenotico

Per determinare la biocenosi dei banchi di progetto sono state eseguite delle indagini in campo, realizzate integrando più tecniche di studio: Side Scan Sonar (SSS), rilievi ROV (remote operating vehicle) e immersione ARA (autorespirazione ad aria).

I rilievi diretti sono stati condotti in 24 punti di indagine (16 su banco Talbot Ovest, 8 su Talbot Est) le cui coordinate sono riportate nella relazione specialistica allegata.

Le carte biocenotiche dei banchi di progetto, redatte sulla base dei sonogrammi SSS e integrate con i filmati ROV e le immersioni ARA, vengono riportate in appendice (SIAT/T/0/BIO/001 e SIAT/T/0/BIO/002). Di seguito si riporta una breve descrizione delle biocenosi rilevate sui banchi.

3.3.6.1 Banco Talbot Ovest

Il banco, entro i 18-20 m di profondità, è principalmente interessato da un mosaico di *Posidonia* con alghe fotofile, mentre, oltre la batimetria dei -20 m, *P. oceanica* è presente in mosaico con alghe sciafile senza concrezionamento (SIAT/T/0/BIO/002).

Tra i -30 m e -45 m circa di profondità prevalgono le biocenosi sciafile. Oltre la batimetria dei -45 m gli affioramenti rocciosi presenti sono colonizzati dalla biocenosi del coralligeno. I fondi mobili del detritico costiero sono presenti a partire dai -30 m (circa), e si spingono sino oltre i -50 m, intervallati da affioramenti rocciosi colonizzati dalle biocenosi sciafile e coralligeno.

3.3.6.2 Banco Talbot Est

Il banco (SIAT/T/0/BIO/001) risulta principalmente dominato dalla biocenosi del detritico costiero. Sulle parti rocciose emergenti dal detritico, sino alla batimetria dei -44 m sono state individuate le biocenosi sciafile infralitorali senza concrezionamenti, mentre a profondità maggiori predomina il coralligeno.

Inoltre in alcune zone del banco sono presenti individui di *Eunicella* s. che nella maggior parte dei fondali del banco è presente come singola specie isolata.

3.3.7 Avifauna

Studi ornitologici presenti in letteratura e osservazioni dirette ci consentono di stabilire che ammontano a 195 le specie di uccelli che più o meno regolarmente frequentano il Canale di Sicilia nel tratto di mare compreso tra Capo Bon, Pantelleria e Trapani.

Di queste solo 23 (poco più del 10%) sono specie strettamente legate da un punto di vista biologico (e più in generale ecologico) all'ambiente marino.

La presenza nel tratto marino in oggetto risulta comunque variabile nel tempo e nello spazio. Alcune specie sono solo migratrici essendo presenti esclusivamente nei periodi di migrazione (autunno e primavera) ma la maggior parte frequentano l'area per tutto l'inverno.

Quasi la metà delle specie frequenta l'area esclusivamente nelle ore diurne, poche hanno la capacità di muoversi indifferentemente nelle 24 ore; le restanti sorvolano l'area soltanto durante la notte (dati rilevati dai radar).

Solo gli individui appartenenti a cinque specie (*Calonectris diomedea*, *Puffinus yelkouan*, *Phoenicopterus ruber*, *Larus cachinnans*, *Hydrobates pelagicus*), frequentano l'area del canale tutto l'anno senza particolari picchi di frequenze numeriche.

3.4 PAESAGGIO

L'analisi del paesaggio di un parco eolico *offshore*, come quello di progetto, che insiste su un ambiente marino ad una distanza di 70 km dalla costa, esula dallo studio di qualsiasi approfondimento di tipo storico e culturale non permettendo lo sviluppo di attività consolidate nel tempo. Le attività umane che da sempre insistono nell'area del Canale di Sicilia sono infatti, quelle della pesca e del trasporto navale.

La pesca investe una rilevante importanza economica in Sicilia: infatti, nel naviglio a motore in attività sarebbero imbarcati il 26,39% delle persone che costituiscono gli equipaggi dei natanti nazionali della stessa categoria.

In Sicilia vengono praticati numerosi sistemi di pesca sia con reti che con altri attrezzi. La maggior parte del naviglio, inteso non come numero di natanti, ma come stazza lorda, è impiegato nella pesca a strascico, praticata essenzialmente da motopesca appunto nel Canale di Sicilia, tra Lampedusa, Pantelleria e le acque Tunisine.

Seguono per importanza i sistemi multipli e gli altri sistemi esercitati in generale dalle motobarche, in questo caso come pesca costiera locale; i sistemi da posta ed i sistemi a palangresi, anche essi praticati da motobarche, i sistemi a circuizione. Pesche speciali vanno considerate quella del tonno mediante tonnare fisse o volanti e quella del pesce spada. Il numero degli addetti alla pesca non è facilmente precisabile.

Il traffico navale che interessa tutta l'area del Canale di Sicilia è molto intenso e non è relativo solo alle imbarcazioni di pesca. L'area è, infatti, crocevia di passaggio sia per quanto riguarda il trasporto passeggeri (lo Stretto di Sicilia in particolare è presente nelle rotte che collegano la Sicilia all'isola di Pantelleria e alla Tunisia (Tunisi e Sousse) e della navi da crociera), sia per il trasporto di merci: esso è passaggio obbligato per le connessioni commerciali tra l'area occidentale e orientale del Mediterraneo, tra il Tirreno e l'Adriatico, tra l'Atlantico e il Mar Rosso, passando attraverso il Canale di Suez.

L'area di progetto non è interessata da vincoli ambientali e paesaggistici come si evidenzia dalla tavola allegata (SIAT/T/0/VAMB/002).

3.5 STIMA DEGLI IMPATTI E MISURE DI MITIGAZIONE

3.5.1 Fase di cantiere: installazione e dismissione

La fase di cantiere, esaminata per quantificare gli impatti potenzialmente negativi sull'ambiente, si compone di due fasi: l'installazione del parco eolico e la sua dismissione.

Gli impatti potenziali in fase di costruzione saranno legati a:

- incremento del traffico navale nell'area di progetto, maggiormente localizzato nei siti specifici dove via via saranno posizionate le torri;
- eventuali dragaggi del fondo;
- perforazione del substrato roccioso;
- installazione strutture.

Il ciclo ordinario di vita delle turbine è, ad oggi, stimabile in 20-25 anni: al termine di questo periodo, dopo una verifica dell'integrità delle fondazioni e delle principali connessioni elettriche, si potrà procedere alla sostituzione integrale delle turbine ed eventualmente delle torri.

Nella fase di dismissione dell'impianto le operazioni sono simili a quelle dell'allestimento a meno dello smaltimento e riciclaggio delle strutture.

Tali attività sono limitate alle aree interessate dall'impianto in un arco di tempo strettamente necessario all'esecuzione dei lavori.

3.5.2 Fase di esercizio

In fase di esercizio le uniche attività che potranno generare un potenziale impatto saranno quelle legate al funzionamento delle turbine e alla manutenzione, ordinaria e straordinaria, dell'impianto.

3.6 POTENZIALI EFFETTI SULL'AMBIENTE FISICO-CHIMICO E MISURE DI MITIGAZIONE

3.6.1 Atmosfera

Gli impatti potenziali sull'atmosfera sono riconducibili alle emissioni inquinanti dovute agli scarichi dei motori dei mezzi navali impegnati nella perforazione e delle navi di supporto.

L'impatto sulla qualità dell'aria risulta di entità modesta, limitato nel tempo e completamente reversibile. Al fine di contenere quanto più possibile le emissioni verrà garantita l'ottimale manutenzione dei motori delle imbarcazioni; tutte le operazioni verranno condotte nel rispetto delle norme vigenti e della buona pratica.

In considerazione della buona qualità dell'aria nel sito di progetto, esso non mostra criticità e dunque non è sensibile rispetto a questo parametro.

In fase di esercizio non si avrà nessun impatto negativo sull'atmosfera, se non quello, del tutto trascurabile, dovuto alle operazioni di monitoraggio e manutenzione dell'impianto che avverrà, ovviamente, tramite mezzi navali.

Peraltro, il parco eolico produrrà un effetto positivo sulla qualità dell'aria determinato dal contributo alla riduzione dell'inquinamento atmosferico, per produzione di energia da fonte "pulita", che rappresenta un'ottima soluzione per la riduzione a livello globale delle emissioni di gas serra.

3.6.2 Suolo

Sulla base degli studi presenti in letteratura si evince che solo una minima parte della dinamica sedimentaria è interessata a fenomeni di interazione con le strutture, ed in particolare solo nelle zone immediatamente adiacenti alle fondazioni. Il distanziamento tra le torri previsto nel progetto in analisi non comporterà alterazione della dinamica sedimentaria.

In ragione dell'ubicazione della wind farm (circa 70 km dalla costa) non sono prevedibili effetti sulla costa.

Le fondazioni scelte per la realizzazione delle torri sono quelle a tripode, che minimizzano la sottrazione di habitat per le biocenosi bentoniche nell'area di installazione.

Peraltro si tratta di un impatto reversibile, estremamente ridotto e dunque scarsamente significativo.

Alla base della struttura della torre, lungo tutto il perimetro, sarà sistemato materiale inerte di adeguata dimensione al fine di evitare l'insorgere di possibili fenomeni di erosione.

3.6.3 Ambiente idrico

Non sono prevedibili rischi di sversamenti di idrocarburi liquidi sulle acque; inoltre i fanghi di perforazione saranno trasportati a terra e smaltiti in discarica. In fase di perforazione ed installazione potrebbe verificarsi un incremento della torbidità dovuta al materiale sollevato dal fondo durante le fasi di realizzazione delle fondazioni e di installazione dei cavi di interconnessione.

L'impatto in ogni modo sarà puntuale e reversibile sia perché la frazione granulometrica dei sedimenti che interessano i banchi è prevalentemente sabbiosa e quindi ad elevata velocità di sedimentazione, sia perché la presenza di correnti di fondo facilita la dispersione delle particelle in sospensione.

La fase di esercizio dell'impianto non causerà alcun impatto sull'ambiente idrico se non quello relativo alla presenza saltuaria delle imbarcazioni necessarie al monitoraggio ed alla manutenzione dell'impianto.

3.7 POTENZIALI EFFETTI SULL'AMBIENTE BIOLOGICO E MISURE DI MITIGAZIONE

3.7.1 Ittiofauna

In fase di cantiere l'ittiofauna sarà disturbata dalla presenza di imbarcazioni e dalle operazioni di installazione delle strutture in termini di rumore.

Tuttavia, considerando il traffico marittimo già consistente lungo tutto il Canale, la temporaneità del cantiere e l'area di intervento limitata, questo aspetto non costituirà un impatto significativo, ma produrrà un momentaneo allontanamento dal sito delle comunità ittiche.

Le tecnologie proposte, infine, sono le migliori disponibili al fine di ottenere un elevato livello di protezione dell'ambiente nel suo complesso.

Studi effettuati su impianti *offshore* già esistenti dimostrano che le fondazioni agiscono sull'ittiofauna producendo un effetto positivo noto come effetto F.A.D. (Fish Aggregative Devices) e cioè un effetto attrattivo nei confronti di diverse specie di pesci, che amano sostare presso oggetti alla deriva. Le fondazioni del parco eolico, possedendo le caratteristiche strutturali di un FAD e restando posizionate per lunghi periodi, potrebbero quindi aggregare un interessante insieme di organismi nectonici.

L'effetto della wind farm sulle comunità ittiche sarà dunque positivo.

Inoltre, le fasce di rispetto che saranno eventualmente individuate dall'autorità competente intorno alla wind farm, creeranno una riduzione della superficie utilizzabile dalla pesca, con un possibile ruolo di area di ripopolamento e di nursery.

3.7.2 Mammiferi

Un potenziale effetto sui mammiferi, in fase di cantiere, è legato all'aumento di rumore dovuto al traffico navale nell'area e alle operazioni per la posa delle fondazioni.

Dati di letteratura mostrano che i mammiferi tollerano generalmente il rumore delle navi e sono regolarmente presenti anche nelle aree a intenso traffico.

L'allontanamento momentaneo dei mammiferi marini eventualmente presenti dall'area interessata dalle operazioni di cantiere è l'unico effetto atteso.

Inoltre, considerato che:

- la presenza di queste specie in tutto il Canale è occasionale o rara;
- le fondazioni scelte minimizzano le vibrazioni;
- la profondità massima di installazione non supera la batimetria dei -50 m, mentre i mammiferi vivono a profondità maggiori;
- questi organismi sono abituati al rumore proveniente dal traffico navale già presente nel canale, con frequenze comprese tra i 10 e i 1000 Hz;
- l'area occupata dal parco eolico è limitata, tali organismi non subiranno impatti significativi.

3.7.3 Rettili

Le considerazioni esposte sopra per i mammiferi possono essere estese anche ai rettili marini. Si suppone che l'aumento del traffico navale in fase di cantiere possa allontanare temporaneamente i rettili dall'area d'intervento.

Si può a buon diritto ipotizzare un effetto positivo del parco eolico sulla tartaruga *Caretta caretta* durante la fase di esercizio in quanto, avendo una dieta essenzialmente carnivora, costituita da organismi bentonici e planctonici, potrebbe beneficiare dell'effetto FAD sui pesci: la wind farm, dunque, potrebbe rappresentare una potenziale area trofica.

3.7.4 *Posidonia oceanica*

Particolare attenzione nella progettazione dell'opera è stata posta nei confronti di questa componente ambientale. Le indagini strumentali e dirette sui banchi di progetto hanno mostrato la presenza di *Posidonia oceanica* sul Banco Talbot Ovest (SIAT/T/0/BIO/001) in mosaico con alghe fotofile e biocenosi sciafile, mentre su Talbot Est è praticamente assente.

Sul banco Talbot Ovest, tuttavia, sono state individuate aree del diametro di circa 100 m completamente libere da *Posidonia* sulla base delle quali è stato definito un layout dell'impianto, che non prevede l'installazione di nessuna torre eolica in aree colonizzate dalla pianta, annullando, di fatto, l'interazione con il progetto.

In fase di cantiere gli impatti sono riconducibili alla sospensione di sedimenti dovuti alle fasi di trivellazione delle fondazioni, che aumenta la torbidità dell'acqua.

In fase di esercizio non si produrranno impatti negativi sulla biocenosi a *Posidonia*: essendo le torri eoliche delle strutture puntuali e non lineari, non determineranno alterazione dei ritmi sedimentari o variazioni delle caratteristiche chimico-fisiche dell'acqua, né si produrranno inquinanti nocivi per la normale vitalità della pianta.

Per ridurre la torbidità, in fase di scavo, si possono utilizzare barriere anti-torbidità costituite da geotessili o panne che verranno poste attorno al sito di cantiere per localizzare i sedimenti ed evitarne quanto più possibile la dispersione (Fig.3-5).

Le panne in geotessile saranno fissate al fondo da ancoraggi non distruttivi del tipo Harmony®.



Figura 3-5 Uno schermo in geotessile (a sinistra) che protegge una prateria di *Posidonia oceanica* (a destra) in un lavoro sottomarino in Francia. (foto E. Charbonnel)

Alla luce delle indagini effettuate, delle tipologie fondazionali, del layout dell'impianto e delle misure di mitigazione previste gli effetti negativi ipotizzati su *Posidonia* non risultano rilevanti e dunque l'impatto non è significativo.

3.7.5 Coralligeno

Il coralligeno è presente, nell'area di progetto, soltanto in alcune zone, a batimetrie superiori ai -40 m.

L'impatto sarà nullo su questa componente ambientale, in quanto le torri eoliche saranno posizionate in aree in cui la biocenosi del coralligeno è assente.

3.7.6 Avifauna

L'avifauna potrebbe essere influenzata solo in fase di esercizio dell'impianto, in quanto le rotte di alcune specie potrebbero coincidere con la posizione delle torri eoliche causando conseguenti collisioni.

Recenti analisi sugli effetti causati da centrali eoliche sugli uccelli hanno dimostrato che sia il tasso di mortalità che gli impatti sono bassi se paragonati a quelli generati da altre strutture costruite dall'uomo (Tab.3-2).

Tabella 3-2 Cause di morte per collisione degli uccelli [Fonte: ANEV Associazione nazionale energia del vento, 2008]

CAUSE DI COLLISIONE	NUMERO DI UCCELLI MORTI	PERCENTUALI
Veicoli	60 – 80 milioni	15 – 30 %
Palazzi e finestre	98 – 980 milioni	50 – 60 %
Linee elettriche	Decine di migliaia – 174 milioni	15 – 20 %
Torri di comunicazione	4 – 50 milioni	2 – 5 %
Impianti eolici	10.000 – 40.000	0,01 – 0,02 %

Un recente studio realizzato in Danimarca⁷ ha dimostrato una sostanziale risposta delle rotte di migrazione delle specie monitorate alla presenza della wind farm (Fig.3-6), nelle prime fasi di esercizio sia di giorno che di notte.

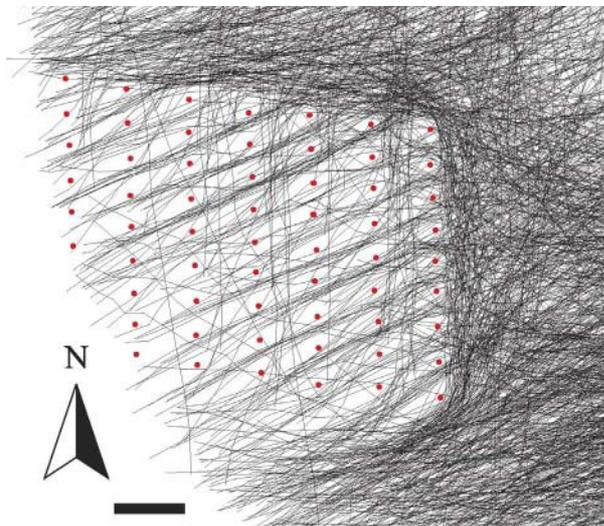


Figura 3-6 Traiettorie di volo degli uccelli durante le migrazioni autunnali, nel corso delle prime fasi di esercizio della wind farm (Nysted offshore wind farm).

L'installazione di aerogeneratori di grossa taglia molto distanziati l'uno dall'altro con velocità di rotazione delle turbine estremamente bassa rende il parco eolico più visibile e quindi più facilmente evitabile dall'avifauna.

⁷ [Avian collision risk at an offshore wind farm - Mark Desholm and Johnny Kahlert, Department of Wildlife Ecology and Biodiversity, National Environmental Research Institute, Denmark.]

Inoltre è plausibile pensare che col tempo le diverse specie si abituino alla presenza di tali macchine. Per quanto concerne il rumore e i campi elettromagnetici (CEM) generati dalle turbine non arrecano alcun fastidio agli uccelli, poiché sono limitati all'area delle turbine.

I rischi di collisioni dipendono dalla probabilità che un uccello voli nell'area spazzata dalle pale della turbina, dalla velocità del vento e quindi delle pale, dalla velocità di volo degli uccelli, dall'angolo di passaggio, dalle dimensioni delle varie specie.

La mortalità per collisione varia al variare della dinamica demografica della specie in esame.

L'impatto sull'avifauna della centrale eolica offshore in questione può essere considerato minimo e puntuale per la ridotta area occupata in confronto all'intero Canale di Sicilia.

Le mitigazioni previste sono:

- 1) Possibilità di fermare tutte le turbine in condizioni di scarsa visibilità; questo accorgimento potrebbe ridurre il rischio di collisione principalmente durante i periodi di forte migrazione.
- 2) Colorazione bianca delle turbine, in modo da essere maggiormente visibili rispetto a colori sul grigio-blu: tale accorgimento riduce il rischio di collisione.
- 3) Utilizzo di particolari vernici visibili nello spettro UV, campo visivo degli uccelli, in modo da rendere più visibili le pale rotanti.
- 4) Disposizione delle turbine parallela rispetto alla principale direzione del vento, in modo da poter ridurre il numero delle collisioni.
- 5) Arresto di sicurezza dell'impianto in presenza di forte vento. Oltre che rappresentare un accorgimento tecnico, l'automatico spegnimento riduce notevolmente la possibilità di collisione.
- 6) Applicazione di sensori ad ultrasuoni con frequenze comprese tra 2-6 kHz affinché gli uccelli riescano a percepire la presenza delle pale, in tempo utile ad evitarle. Da analisi di laboratorio, infatti, si è scoperto che gli uccelli percepiscono meglio suoni compresi tra 1-5 kHz.
- 7) Apposizione attorno alla torre di una raggiera da cui pendono delle funi di nylon oscillanti come elementi dissuasori e di allontanamento riducendo così eventuali urti con strutture rigide al fine di rendere più visibile il parco come elemento fisico compatto. L'altezza massima delle turbine è di 150 metri. Studi particolareggiati hanno evidenziato che i grandi volatori si spostano planando sul mare ad altezze elevate (>300 m).
- 8) Escluso l'uso di funi come tiranti.

3.8 PAESAGGIO

In fase di cantiere l'area sarà interessata da un più intenso traffico di mezzi navali (pontoni, pontoni con gru, motonavi...) indispensabili per la realizzazione dell'opera. Ciò non causerà impatto per le attività di pesca e di trasporto se non quello legato alla interdizione di tali attività nell'area di cantiere peraltro localizzata e temporanea. L'impatto visivo sarà nullo dalla costa data la notevole distanza.

L'opera in oggetto non avrà alcun impatto visivo. Infatti, l'elevata distanza dalla costa (circa 70 km dalla costa) pone il parco eolico oltre l'orizzonte geografico, limite teorico di avvistamento; a ciò si aggiungono le condizioni atmosferiche e la curvatura terrestre che lo rendono non visibile né dalla costa meridionale della Sicilia né dall'isola di Pantelleria (Figg.3-7,8,9).

Inoltre l'organizzazione dell'impianto per gruppi omogenei di turbine, piuttosto che per singole macchine, fa sì che queste vengano percepite come un insieme nuovo ed un elemento del paesaggio stesso.



Figura 3-7 Fotosimulazione dell'impianto ad una distanza di 500 m (a 5 m di altezza).



Figura 3-8 Fotosimulazione dell'impianto ad una distanza di 2 km (a 5 m di altezza).



Figura 3-9 Fotosimulazione dell'impianto ad una distanza di 5 km (a 5 m di altezza).

3.9 SICUREZZA

- Sversamenti accidentali di carburanti, lubrificanti e sostanze chimiche. La base di appoggio a terra sarà dotata dell'attrezzatura necessaria per un primo intervento di emergenza tramite navi di supporto.
Tale attrezzatura consisterà di barriere antinquinamento, skimmer (recuperatori meccanici) per la raccolta dell'olio galleggiante sulla superficie dell'acqua, disperdente chimico e materiale oleo-assorbente (sorbent booms, sorbent blanket, ecc...).
- Interferenze con le telecomunicazioni. Questi effetti sono limitati ad un'area ristretta intorno all'aerogeneratore (dell'ordine del centinaio di metri) e sono comunque ridotti drasticamente dall'impiego, ormai generalizzato, di pale in materiali non conduttori (vetroresina).
- Sicurezza delle persone. Gli aerogeneratori vengono oggi progettati, costruiti e caratterizzati secondo precise norme messe a punto dalla IEC (International Electrotechnical Commission) e recepite dal CENELEC e quindi dal CEI (Comitato

Elettrotecnico Italiano), che riducono la probabilità di eventuali incidenti a persone. Se si considera inoltre la localizzazione dell'impianto, tali probabilità verosimilmente si annullano.

- Navigazione: Il rischio dovuto alla collisione tra le imbarcazioni e le torri è basso, considerato che la centrale eolica sarà segnata sulle carte nautiche, avrà segnali luminosi di notte e sonori in caso di nebbia.

Sono previste, inoltre, per evitare il rischio di collisione nell'ambito del traffico aereo, luci segnalatrici opportunamente colorate.

L'impatto, per quanto su esposto, è da ritenersi nullo.

3.10 RUMORE E VIBRAZIONI

Il rumore prodotto in fase di cantiere dalle navi dipende dal tipo di imbarcazione e dalla potenza.

In fase di esercizio, il rumore prodotto dalle turbine incide maggiormente a velocità del vento non superiori a 8 m/s. Infatti, per velocità superiori il suono generato dal vento maschera quello prodotto dalle turbine.

Per l'Italia gli standard accettati a livello internazionale per le misure di livello di potenza del suono generato dalle turbine sono definiti dalla norma CEI EN 61400-11 "Sistemi di generazione a turbina – Parte 11: Tecniche di misura del rumore acustico".

I dati tecnici relativi alle torri eoliche da 6 MW, che costituiranno la wind farm di progetto, forniscono un valore di livello di potenza sonora massima pari a 107,5 dB, calcolato ad una velocità del vento di 10 m/s a 10 m di altezza. Applicando a questo valore la scala di ponderazione A e considerando lo spettro di potenza del suono di un terzo di ottava, il livello di potenza sonora massima, alla frequenza di 315 Hz, è di 99,2 dB(A).

Mediante il modello di propagazione emisferico del suono prodotto da una sorgente sonora puntiforme, cui può essere assimilato l'aerogeneratore e considerando il mezzo di propagazione isotropo, è stato valutato lo smorzamento dell'intensità del suono in relazione alla distanza dalla turbina.

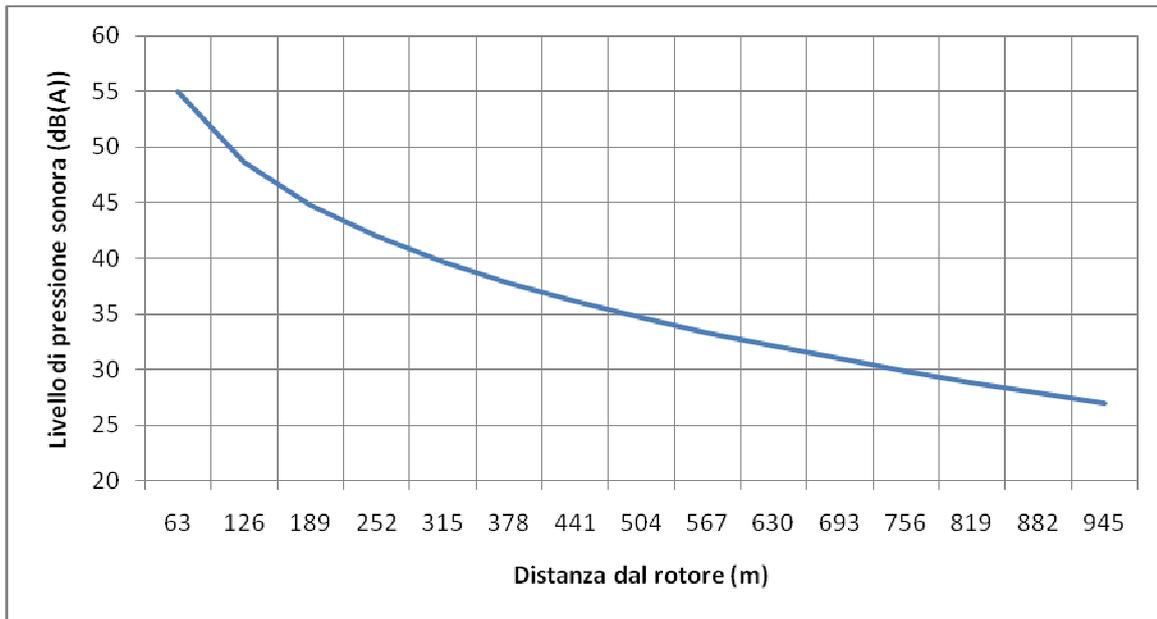


Figura 3-10 Andamento dell'intensità di pressione sonora con la distanza del rotore

Il livello di potenza sonora è stato calcolato per distanze pari al raggio del rotore (63 m) e multipli di questo. Come si evince dalla Fig.3-10, il livello di pressione sonora percepito da un osservatore a circa 200 m dalla torre è già di 44 dB(A), corrispondente ai rumori che si sentono in un ambiente poco rumoroso (Tab.5-2) in accordo con i dati presenti in letteratura (ENEA). In considerazione di quanto esposto sopra il livello di pressione sonora percepito tra due aerogeneratori, quindi ad una distanza minima di 315 m, è di 43 dB(A) risultante dal livello di pressione sonora delle due sorgenti a questa distanza (40 dB(A)) a cui si sommano 3 dB(A).

Tabella 3-3 Livelli sonori associati ad alcune sorgenti (Ministero dell'Ambiente).

LIVELLO SONORO (dB(A))	SORGENTE DI RUMORE	
20	Fruscio di foglie	FASCIA DI SICUREZZA
30	Bisbiglio	
40	Biblioteca	
44	Aerogeneratore da 6 MW a 200 m	
50	Teatro, ambiente domestico	
60	Voce alta, ufficio rumoroso	
70	Telefono, stampante, Tv e radio ad alto volume	
80	Sveglia, strada con traffico medio	FASCIA CRITICA
90	Strada a forte traffico, fabbrica rumorosa	
100	Autotreno, treno merci, cantiere edile	
110	Concerto rock	FASCIA DANNOSA
Soglia del dolore		
120	Sirena, martello pneumatico	
130	Decollo di un aereo jet	

Pertanto, dai dati tecnici della turbina da 6 MW e dalle elaborazioni descritte, si può concludere che l'impatto dovuto al rumore delle turbine in esercizio non è significativo. A ciò si aggiunge la considerazione che la rumorosità di fondo è fortemente influenzata dal vento: quanto maggiore è l'intensità del vento, tanto più il suono emesso dall'aerogeneratore è mascherato dal rumore di fondo.

Inoltre considerando quale recettore sensibile la componente umana, l'impatto su questa è da ritenersi nullo in ragione sia del basso livello di pressione sonora che della scarsa e temporanea presenza nell'area.

Infine, si precisa che l'area di progetto non ricade in nessuna delle classi di destinazione d'uso del territorio individuate dal DPCM 14/11/1997 e perciò non sottoposta a limiti di emissione sonora.

Propagazione del suono all'interfaccia aria-acqua

I due fluidi differiscono per la densità: quella dell'acqua è circa 1000 volte superiore a quella dell'aria. Questo fatto fa sì che sia estremamente difficile trasferire energia elastica dall'aria all'acqua e viceversa tramite le onde sonore.

Le onde sonore, dunque, proprio per questa elevata differenza di velocità di propagazione tra i due mezzi, tenderanno ad una rifrazione critica ed alla riflessione, senza che di fatto ci sia trasmissione al di sotto dell'interfaccia aria-acqua.

Quindi, quando il suono prodotto in aria dalle turbine colpisce l'acqua, l'onda sonora è completamente riflessa e non influenza il livello sonoro sott'acqua (measurements of underwater noise, www.offshorewindenergy.org).

Propagazione del suono in acqua

Il suono prodotto dalle torri eoliche sott'acqua è principalmente generato dalle vibrazioni soprattutto dal moltiplicatore di giri e dal generatore. Grazie all'utilizzo di basamenti e di smorzatori elastici ed all'insonorizzazione della navicella è possibile abbattere considerevolmente il rumore e le vibrazioni trasmesse all'esterno. Tali vibrazioni sono trasmesse anche al sedimento ma questo fenomeno viene considerato di scarsa importanza.

Si può concludere quindi che l'impatto prodotto da rumore e vibrazione è non significativo.

3.11 CAVIDOTTI DI COLLEGAMENTO

3.11.1 Offshore

Il tracciato è stato scelto in base alla tipologia del fondale, all'andamento batimetrico e alle biocenosi interessate dal cavo (tavola PDT/T/0/CAVM/001).

Le indagini strumentali effettuate lungo il tracciato che collega il Banco Talbot Est, in cui sarà posta la sottostazione e l'approdo in località "La Bocca", hanno consentito di avere informazioni circa l'andamento batimetrico.

Dalle indagini effettuate tramite Side Scan Sonar lungo i corridoi di collegamento tra i banchi e tra questi e la terraferma, è stato possibile individuare le biocenosi presenti come ascrivibili alle Biocenosi dei fondi Detritici Costieri, alla Biocenosi dei fondi Detritici del Largo e alla Biocenosi della Roccia del Largo. Non si tratta di habitat particolarmente sensibili e non pongono particolari vincoli per la conservazione.

L'approdo costiero del cavidotto è caratterizzato da una prateria di *Posidonia oceanica* che si insedia prevalentemente su matte e sabbia. Il suo limite inferiore si attesta intorno ai 30 metri di profondità, quello superiore intorno ai -5 m e nella porzione meridionale dell'area raggiunge quasi la linea di costa. Nel tratto più profondo il posidonieto diventa più rado e il

fondo è esclusivamente sabbioso. All'interno della prateria sono presenti delle zone prive di fanerogame ed il fondo è caratterizzato da sabbie fini o da sabbie infangate.

La modalità di installazione e protezione dei cavi sarà differente a seconda del substrato e delle biocenosi attraversate, con tecniche volte a minimizzare eventuali impatti sulla stesse.

Per quanto riguarda le opere di interconnessione, le fasi di criticità sull'ambiente marino sono ascrivibili esclusivamente alle operazioni di cantiere, in relazione allo scavo, posa del cavo e ricopertura. Tali interventi comporteranno una temporanea sottrazione di habitat e modificazione dell'equilibrio dinamico delle comunità bentoniche che colonizzano l'area, in corrispondenza dello stretto corridoio individuato dal cavidotto e di una contenuta fascia contigua.

La posa in opera del cavidotto sarà realizzata mediante tecniche avanzate di scavo, determinando una limitata rimozione di sedimenti marini e alterazioni localizzate e temporanee del parametro torbidità. Tali effetti sono comunque fisiologicamente assorbibili dal sistema senza perpetrare danni rilevanti e permanenti, per cui l'impatto risulta non significativo.

La presenza fisica del cavidotto, in fase di esercizio dell'impianto, non genererà impatti; infatti, mentre non si produrranno campi magnetici, i campi elettrici saranno praticamente nulli per l'effetto schermante delle guaine metalliche, per cui non si avrà alcun impatto con la fauna eventualmente presente nell'area.

3.11.2 Onshore

Il cavidotto *offshore* approderà in località "La Bocca" foce del fiume Arena, a circa 3 km a sud del porto di Mazara del Vallo. La buca giunti sarà collocata all'interno della particella n. 2340 del foglio di mappa n. 211 del Catasto Terreni del comune di Mazara del Vallo, ad una distanza di circa 13 m rispetto alla linea di battigia (Tav. PDT/T/0/APP/001).

Il cavidotto si sviluppa per una lunghezza complessiva di circa 30 km fino al punto di consegna presso la stazione RTN di Partanna e correrà lungo strade comunali e provinciali nei territori dei comuni di Mazara del Vallo, Campobello di Mazara, Castelvetro e Partanna in provincia di Trapani, come si evince dalla tavola allegata al Progetto definitivo (PDT/T/0/CAVT/001). Le CTR interessate dal cavidotto in scala 1:10000 sono: 618100, 617160, 618110, 618130, 618140, 618070.

L'area demaniale a terra richiesta in concessione, compresa tra il limite catastale e il limite demanio marittimo all'interno della particella n. 2340 e comprendente l'area occupata dalla buca giunti e la fascia di attraversamento del cavidotto, risulta pari a 239,21 m².

Il punto di approdo è l'ampia pianura alluvionale della foce del fiume Arena, che non presenta rilevanze botaniche e faunistiche. L'area si presenta fortemente antropizzata, per la presenza di un fitto tessuto urbanistico, che ha determinato un assetto vegetazionale ed ecosistemico fortemente degradato e la fascia attraversata dal cavidotto risulta particolarmente povera di vegetazione, e poco significativa dal punto di vista ambientale.

La sua foce sabbiosa è attualmente sovrastata dal ponte in acciaio dal quale inizia la provinciale Mazara-Granitola; inoltre sulla sponda sinistra è presente un grosso impianto di ricettività turistica e sportiva che limita fortemente la vegetazione ripariale.

Sono da annoverare a tal proposito la presenza di una strada costiera a pochi metri dalla battigia e l'assenza di un sistema fognario efficiente. Subito dopo l'estuario del Fiume Arena si colloca, infatti, il pennello di dispersione delle acque uscenti dal depuratore comunale.

Non si segnalano aree naturali protette nelle vicinanze dell'approdo in località "La Bocca", né lungo il tracciato.

Il fiume, che si origina nell'agro di Salemi, ha una bassa naturalità dovuta allo sbarramento della diga Trinità, alla cementificazione delle sue sponde per tutta la lunghezza che va dalla diga alla foce e per la presenza nel suo alveo fluviale di campi coltivati senza lavorazioni conservative (che causano un elevato apporto terrigeno durante le piogge torrentizie).

Considerata l'elevata antropizzazione di tutta l'area e la scarsa presenza di vegetazione, la realizzazione delle opere connesse all'approdo non comporterà turbativa o frammentazione dell'habitat. Ciò in ragione anche della tipologia e delle dimensioni delle opere previste: il cavidotto e la buca giunti (4x10 m) saranno entrambi interrati come descritto nella relazione tecnico-illustrativa.

L'elettrodotta segue la viabilità esistente per la maggior parte del percorso; in alcuni tratti la strada coincide con i limiti del SIC/ZPS e riserva naturale ITA010005 "Laghetti Preola e Gorgi Tondi e sciare di Mazara", del SIC/ZPS ITA 010031 "Laghetti Preola e Gorgi Tondi, sciare di Mazara e Pantano Leone" e dell'IBA 162 – Zone umide del mazarese, comunque non interessati direttamente dall'attraversamento del cavidotto (PDT/T/0/VAMB/001 e PDT/T/0/VP AE/001 allegati alla relazione tecnico-illustrativa).

Il territorio sia nella sua caratterizzazione morfologica sia nella definizione delle tipologie di uso del suolo risulta essere, per larghi tratti, piuttosto omogeneo.

Si può affermare che nella realizzazione del cavidotto i disturbi all'ambiente sono quasi esclusivamente concentrati nel periodo di costruzione dell'opera e sono legati soprattutto alle attività di cantiere (emissione di polvere e gas di scarico, rumore e vibrazione). Si tratta perciò di disturbi in gran parte temporanei e mitigabili. Inoltre, per limitare al minimo i disagi al traffico locale nelle porzioni del tracciato rientranti in zone urbane ed extraurbane, la posa

dei cavi sarà svolta in modo tale da destinare al transito veicolare almeno metà della carreggiata.

Il livello di impatto risulta nullo giacché l'intero cavidotto verrà completamente interrato lungo le strade già esistenti, non interferendo con la componente abiotica presente e senza causare perdita né frammentazione di habitat.

3.12 SMALTIMENTO E RICICLAGGIO

La produzione di rifiuti sarà legata esclusivamente alle operazioni di cantiere per la costruzione e dismissione della wind farm (torri, fondazioni e relativi cavidotti), a meno di rifiuti prodotti nel corso di eventuali lavori di manutenzione.

Tutti i rifiuti prodotti saranno trattati secondo la normativa vigente:

- ✓ Decreto legislativo 3 aprile 2006 n. 152 ss. mm. ii. "Norme in materie ambientali - Parte quarta: Norme in materia di gestione dei rifiuti e di bonifica dei siti inquinati";
- ✓ Decreto legislativo 25 luglio 2005, n. 151 "Attuazione delle direttive 2002/95/CE, 2002/96/CE e 2003/108/CE, relative alla riduzione dell'uso di sostanze pericolose nelle apparecchiature elettriche ed elettroniche, nonché allo smaltimento dei rifiuti".

Nello specifico, i rifiuti saranno assimilabili a quelli prodotti da "operazioni di costruzione e demolizione" indicati col codice 17 dal D.lgs. 152/2006 ss.mm.ii. che potranno essere, a seconda dei casi, smaltiti in discarica o riciclati.

3.13 MONITORAGGIO AMBIENTALE E TURISMO

L'impianto può costituire una piattaforma in mare dedita non solo alla produzione di energia pulita ma anche al monitoraggio ambientale; utilizzando e potenziando le apparecchiature sofisticate di cui gli aerogeneratori dispongono (sensori di umidità, di pressione, di rilevazione anemometrica, web-cam a infrarossi, sistemi di comunicazione telefonica etc.) è possibile realizzare uno straordinario strumento di registrazione, di monitoraggio e di rilevamento.

Attraverso modalità da concordare con i centri di ricerca specializzati, la piattaforma eolica potrebbe fornire importanti informazioni ad esempio sui comportamenti e sulla presenza dell'avifauna e dell'ittiofauna, sulle caratteristiche climatiche e meteo marine, sul moto ondoso e la qualità dell'acqua e dei fondali.

La presenza della centrale eolica, potrà altresì favorire forme di attrazione turistica ispirata e motivata dalla presenza del parco eolico per ragioni didattiche, ambientaliste o legate alla maestosità dell'impianto stesso; nuovi itinerari potranno potenziarsi utilizzando i porti esistenti di Mazara, Marsala, Trapani.

Tali attività si sono particolarmente sviluppate in altri contesti europei e anche in Italia si registrano analoghi interessi nei confronti degli impianti eolici *onshore*.

Il successo di tali forme di attrattiva turistica in questo caso sarebbe garantito ancor di più se si considera che la centrale eolica off-shore sarebbe la prima nel Mediterraneo.



Figura 3-11 Ipotesi di fruizione turistica della wind farm.

Altro aspetto da tenere in considerazione perché di grande rilevanza è quello legato ai benefici occupazionali, che costituiscono una ulteriore forte motivazione a favorire lo sviluppo del progetto. La realizzazione e la manutenzione dell'impianto metteranno in moto anche una macchina economica legata non solo agli investimenti, ma anche al personale impegnato nel cantiere e nella gestione dell'impianto con un conseguente effetto positivo.

3.14 CONSIDERAZIONI CONCLUSIVE

La presente relazione ha analizzato in modo approfondito i temi richiesti in sede di Studio di impatto ambientale, come indicato dall'allegato VII del D.Lgs. 152/2006 aggiornato dal recente D.Lgs 4/2008.

I risultati e le considerazioni esposte sono il risultato di attenti ed accurati studi basati sia su ricerche bibliografiche che su importanti e corpose campagne di indagini dirette. Tali presupposti hanno consentito di sviluppare il progetto, plasmandolo sulla base delle conoscenze acquisite e delle migliori tecnologie disponibili, in modo quanto più compatibile con l'ambiente nel quale è stata prevista l'installazione.

Dall'esame delle componenti ambientali interessate dall'opera emergono alcune considerazioni che sintetizzano il tipo e il livello di interferenza esistente.

Le fasi nelle quali si registra una maggiore interazione con l'ambiente sono indubbiamente quella realizzativa e di dismissione dell'opera.

Le fasi realizzative dell'opera saranno comunque limitate ad una finestra temporale relativamente ristretta, mentre gli effetti negativi verranno minimizzati dalle misure di mitigazione previste e dal piano di monitoraggio relativo ad eventuali componenti sensibili. Inoltre, si tratta di effetti che possono essere assorbiti dall'ambiente senza determinare gravi squilibri.

La fase di esercizio, considerata la collocazione geografica del sito della *wind farm* nonché delle caratteristiche dei caviddotti di collegamento e l'assenza di emissioni di alcun genere, non determina alcun impatto sulle componenti ambientali, dal momento che anche il paesaggio percettivo non viene assolutamente alterato, qualsiasi sia il punto di osservazione posto sulla terraferma.

L'analisi va peraltro affiancata al contributo non indifferente del parco eolico in oggetto al raggiungimento degli obiettivi comunitari e nazionali in relazione al settore energetico, in termini di:

- risparmio nell'utilizzo di combustibili fossili: lo sfruttamento di energia da fonti rinnovabili si inserisce nel contesto dello "sviluppo sostenibile" assumendo valenza in campo economico ed ambientale;
- riduzione delle emissioni di gas-serra: la realizzazione dell'impianto nella sua totalità contribuirà, in misura proporzionale all'energia prodotta, alla riduzione dei gas serra, come mostrano le tabelle C 4-1 e C 4-2 relative alle emissioni, valutate per CO₂, NO_x e SO₂, evitate grazie alla produzione di energia da fonte rinnovabile;

- miglioramento dell'offerta di servizi: un impianto eolico come quello in progetto consentirà di produrre e dispacciare una quantità di energia elettrica tale da soddisfare il fabbisogno di circa 247.000 famiglie (considerando un consumo medio annuo di 4.500 kWh/nucleo familiare);
- opportunità di lavoro: la realizzazione del progetto è anche occasione per nuova occupazione temporanea (nelle fasi di cantiere) e permanente (personale impiegato nella gestione e nella manutenzione); inoltre, la possibilità di avvalersi di professionalità provenienti dalle aree geografiche di interesse favorirebbe anche la realtà socio-economica locale.

Alla luce di quanto esposto il progetto, nella sua totalità, si inserisce nell'ambiente in modo compatibile con esso, interpretando in toto il concetto di sviluppo sostenibile in perfetta coerenza con le politiche internazionali di tutela ambientale.



Figura C 3-1 Fotosimulazione del Parco eolico di progetto.