



Vestas[®]



RIFA

Parco Eolico Offshore Galleggiante “Calypso”

Relazione Elettrica

Aprile 2022

Calypso Wind S.r.l.





Wind. It means the world to us.™

Committente:

Calypso Wind S.r.l.

Calypso Wind S.r.l.

Via Sardegna, 40

00187 Roma

P.IVA/C.F. 16422461000

Titolo del Progetto:

Parco Eolico Offshore Galleggiante "Calypso"

Documento:

Relazione Elettrica

N° Documento:

IT-OFF-VesCal-RN-EW-TR012

Progettista:



Rev	Data Revisione	Descrizione	Redatto	Controllato	Approvato
0	13/04/2022	Prima Emissione	MMO08	OSC02 / NNO01	SSA RZA01

 	Relazione Elettrica	Rev 0	Pagina 3 di 38
	N° Doc. IT-OFF-VesCal-RN-EW-TR012		

Sommario

1	PREMESSA	5
2	DESCRIZIONE DEL PROGETTO	6
2.1	INQUADRAMENTO ELETTRICO	6
2.2	POSIZIONAMENTO DELLE TURBINE	8
3	DESCRIZIONE DELLE OPERE ELETTRICHE	11
3.1	AEROGENERATORI	11
3.1.1	Sistema elettrico generatore-convertitore	12
3.1.2	Configurazione generale	12
3.1.3	Calcolo preliminare delle correnti	13
3.1.4	Sistemi di protezione	14
3.1.5	Collaudi, Montaggi e documentazione	16
3.1.6	Segnalazione aerea e marittima	16
3.2	CAVI ELETTRICI DI COLLEGAMENTO	18
3.2.1	Configurazione di posa del cavo marino di trasmissione verso terra	19
3.2.2	Lista delle connessioni elettriche	20
3.2.3	Caratteristiche del cavo marino a 66 kV	22
3.2.4	Caratteristiche del cavo marino a 150kV	23
3.2.5	Protezione dei cavi sottomarini	24
3.2.6	Installazione del cavo sottomarino	26
3.2.7	Configurazione di posa del cavo terrestre	27
3.3	SOTTOSTAZIONI ELETTRICHE GALLEGGIANTI	28
3.3.1	Impianti alimentazione servizi ausiliari	29
3.4	LINEA DI CONNESSIONE A 150KV	30
3.5	SOTTOSTAZIONE ELETTRICA LATO CONNESSIONE	30
4	COMPENSAZIONE DELLA POTENZA REATTIVA	33
4.1	SOLUZIONI PER RIDURRE LA POTENZA REATTIVA	33
4.2	SOLUZIONE TECNICA	33
4.2.1	Considerazioni preliminari	33
5	CAMPI ELETTROMAGNETICI GENERATI DAI CAVI	34
	APPENDICE 1 - REFERENZE	36
	APPENDICE 2 - NORME, LEGGI e GUIDE DI RIFERIMENTO	37

Acronimi

AIS	Air Insulated Switchgear
AT	Alta Tensione
MT	Media Tensione
BT	Bassa Tensione
CdR	Codice di Rete
CEI	Comitato Elettrotecnico Italiano
CP	Cabina Primaria
DPA	Distanza di Prima Approssimazione
DPCM	Decreto del Presidente del Consiglio dei Ministri
ENAC	Ente Nazionale per l'Aviazione Civile
HFO	Heavy Fuel Oil
ICCP	Impressed Current Cathodic Protection
IEC	International Electrotechnical Commission
LPS	Lightning Protection System
OSS	Offshore Sub-Station
OWF	Offshore Wind Farm
RTN	Rete di Trasmissione Nazionale
SE	Stazione Elettrica
SIA	Studio di Impatto Ambientale
SIC	Siti di Interesse Comunitario
S.L.M.	Sopra il Livello del Mare
SPD	Surge Protection Device
SSE	Sottostazione Elettrica
TR	Trasformatore
VTS	Vessel Traffic Service
WTG	Wind Turbine Generator

1 PREMESSA

La presente relazione descrive la configurazione degli impianti elettrici e le caratteristiche dei relativi componenti previsti per il parco eolico galleggiante denominato "Calypso". Il progetto è proposto da *Calypso WIND S.r.l.* (la Committente), Società controllata indirettamente e interamente da Vestas Wind Systems A/S, operatore leader a livello mondiale nel settore della fabbricazione, installazione e manutenzione di turbine per la produzione di energia da fonte eolica sia onshore che offshore. Con particolare riferimento alla tecnologia offshore, Vestas annovera oltre 7 GW di potenza installata su circa 40 progetti a livello mondiale e oltre 25 anni di esperienza nel settore.

La Committente è intenzionata a realizzare un parco eolico offshore composto da 40 aerogeneratori, ciascuno di taglia pari a 15 MW, per una capacità totale di 600 MW, da localizzarsi al largo della costa occidentale della Regione Sicilia, in particolare nello specchio di mare antistante la città di Marsala (TP) a circa 50 km dalla costa.

L'area scelta è stata individuata sulla base di criteri mirati a ridurre o eliminare le interferenze con: navigazione, aree di pesca e acquacoltura, aree protette, attività di esplorazione, attività militare, traffico aereo e altre attività dello spazio marittimo e costiero.

Inoltre, la scelta di tale sito è stata effettuata tenendo conto della risorsa eolica potenzialmente disponibile, della distanza dalla costa per minimizzare l'eventuale interferenza visiva e dei possibili nodi di connessione alla Rete di Trasmissione Nazionale (RTN) gestita da Terna S.p.A..

In questa zona la piattaforma continentale ha una profondità variabile compresa tra i 100 m ed i 500 m.

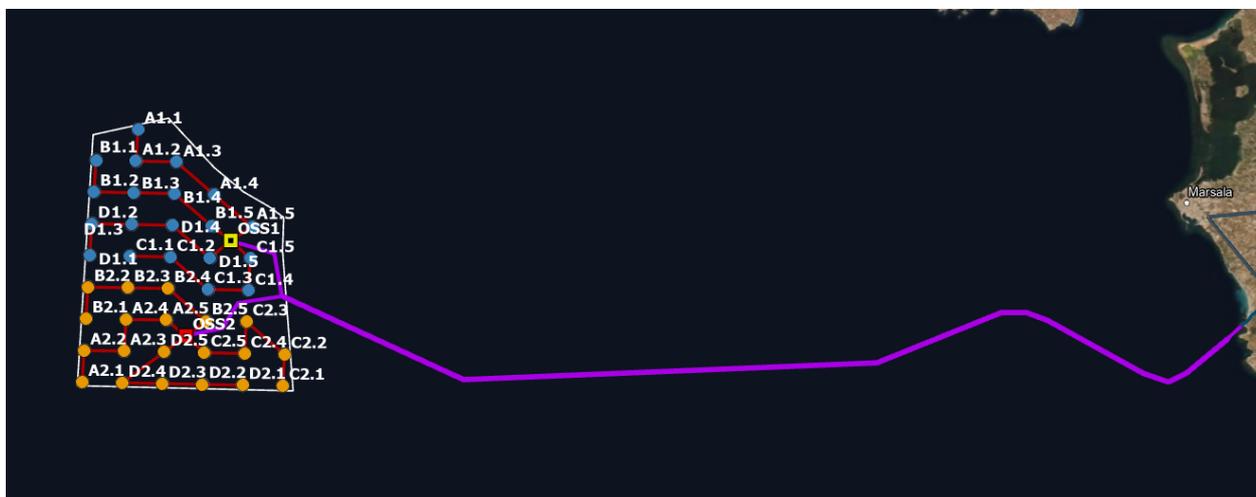


Figura 1-1: Layout del parco eolico galleggiante offshore Calypso

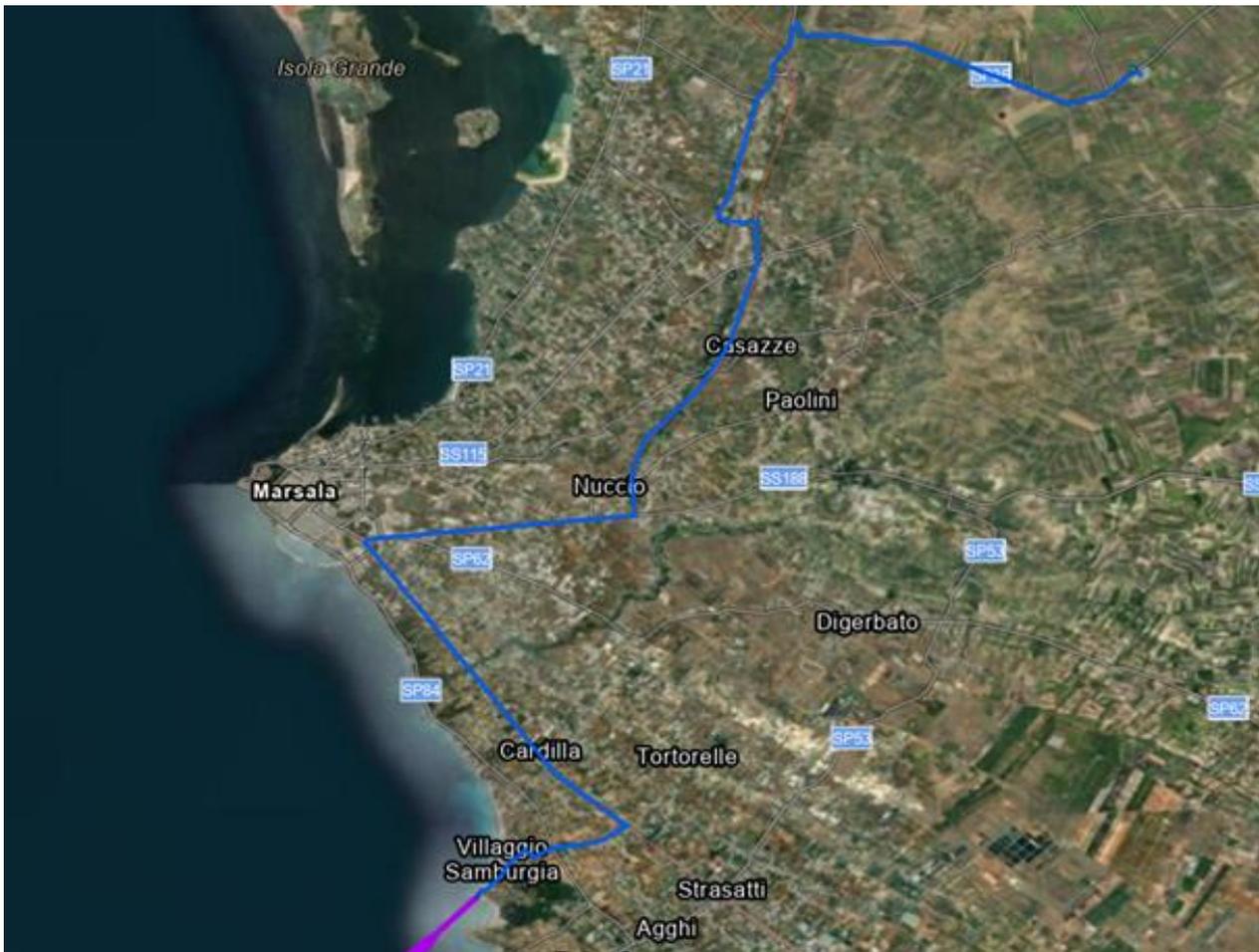


Figura 1-2: Vista installazioni terrestri: cavidotto e punto di connessione alla rete di Tramissione Nazionale (RTN)

2 DESCRIZIONE DEL PROGETTO

2.1 INQUADRAMENTO ELETTRICO

Con riferimento alla configurazione offshore, Il parco eolico in analisi è suddiviso in n. 2 gruppi di turbine:

- ✓ **Calypso - Gruppo 1:** composto da 4 stringhe (A1, B1, C1 e D1) ognuna composta da 5 turbine;
- ✓ **Calypso - Gruppo 2:** composta da 4 stringhe (A2, B2 e C2 e D2) ognuna composta da 5 turbine.

Per quanto riguarda la rete di trasmissione elettrica, i nodi della RTN ad altissima tensione che risultano più vicini all'area in cui si ipotizza di realizzare la connessione a terra dell'impianto sono i seguenti:

- Sottostazione Fulgatore, situata a circa 15 km da Trapani ed a circa 19.5 km in linea d'aria dal punto di connessione a terra dell'impianto;
- Sottostazione Partanna, situata a circa 25 km da Mazara del Vallo ed a circa 43 km in linea d'aria dal punto di connessione a terra dell'impianto.

In prima ipotesi, l'impianto sarà connesso alla rete elettrica nazionale tramite la stazione TERNA di Fulgatore, in quanto, essendo il punto più vicino al punto di giunzione a terra del Progetto, consentirebbe di minimizzare

le infrastrutture necessarie al fine di allacciare l'opera in questione. Tale schema di collegamento dovrà essere confermato da Terna S.p.A. nell'ambito del rilascio della soluzione di connessione.



Figura 2-1: Schema delle linee in AAT dell'area di Trapani in Sicilia

TERNA ha presentato nel "Piano di Sviluppo della Rete 2021" due nuovi progetti nell'area compresa tra Trapani e Marsala, che permetteranno di aumentare la capacità ed efficiente della RTN nell'area in questione.

TERNA per poter connettere l'isola di Favignana alla RTN realizzerà una nuova stazione sull'isola, la quale sarà interconnessa alla Sicilia mediante due collegamenti AT che verranno attestati in prossimità dell'esistente SE Fulgatore e presso una nuova SE nell'area del trapanese. Si riporta di seguito una rappresentazione grafica del progetto di TERNA.

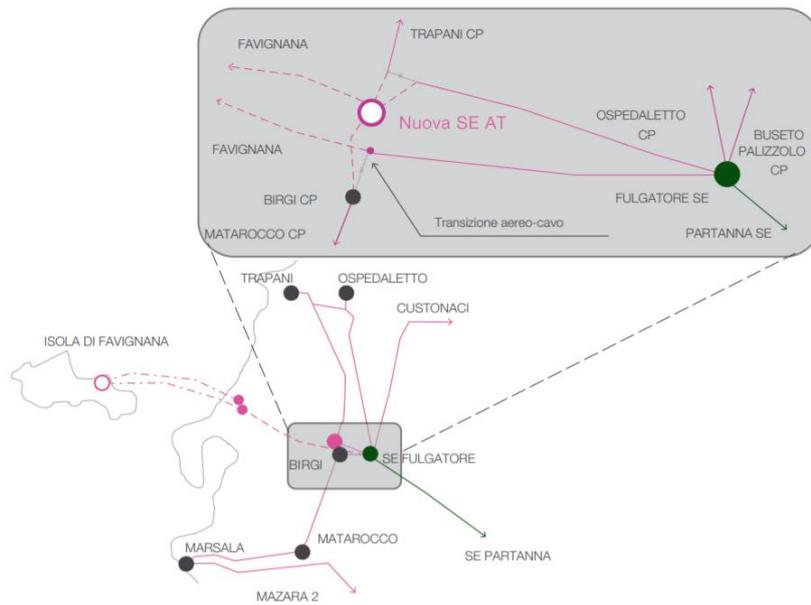


Figura 2-2: Schema progetto nuova CP Terna per connettere l'Isola di Favignana alla RTN

Il secondo progetto di Terna nell'area di interesse del Progetto è la realizzazione di una nuova Cabina Primaria per la città di Trapani che ad oggi è servita da una sola CP. La nuova CP Trapani Saline risulterà interconnessa alla SE Fulgatore ed alla CP Ospedaletto. Si riporta di seguito una rappresentazione grafica del progetto di Terna.

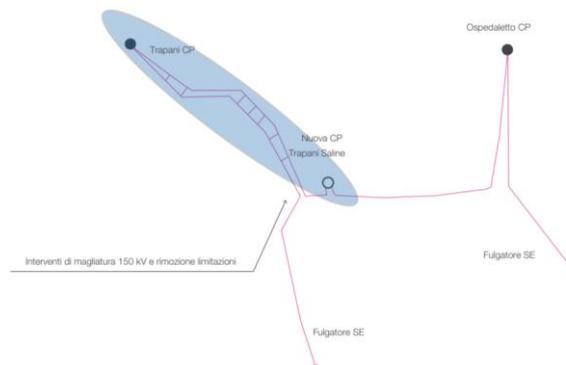


Figura 2-3: Schema progetto nuova CP Terna per servire la città di Trapani

2.2 POSIZIONAMENTO DELLE TURBINE

Nella Tabella 2-1 e nella successiva Figura 2-4 è presentata la lista delle posizioni, come ipotizzate ad oggi, degli aerogeneratori, categorizzati in funzione del gruppo di appartenenza (1 o 2) e della stringa di locazione (per esempio A n.1 = aerogeneratore n.1 nella stringa A del gruppo n-esimo).

Tabella 2-1: Coordinate delle turbine del parco eolico offshore Calypso

Nr progressivo WTG	N. Turbina	Coordinate WGS84 32 N	
		Longitudine (E)	Latitudine (N)
1	A 1.1	11°48'20"	37°50'41"
2	A 1.2	11°48'15"	37°49'33"
3	A 1.3	11°49'42"	37°49'30"
4	A 1.4	11°51'5"	37°48'18"
5	A 1.5	11°52'27"	37°47'9"
6	B 1.1	11°46'49"	37°49'34"
7	B 1.2	11°46'46"	37°48'25"
8	B 1.3	11°48'12"	37°48'23"
9	B 1.4	11°49'38"	37°48'20"
10	B 1.5	11°50'59"	37°47'8"
11	C 1.1	11°48'3"	37°46'4"
12	C 1.2	11°49'30"	37°46'3"
13	C 1.3	11°50'52"	37°44'53"
14	C 1.4	11°52'17"	37°44'52"
15	C 1.5	11°52'22"	37°45'58"
16	D 1.1	11°46'34"	37°46'5"
17	D 1.2	11°46'38"	37°47'13"
18	D 1.3	11°48'4"	37°47'13"
19	D 1.4	11°49'34"	37°47'12"
20	D 1.5	11°50'56"	37°46'1"
21	A 2.1	11°46'20"	37°41'31"
22	A 2.2	11°46'24"	37°42'40"

Nr progressivo WTG	N. Turbina	Coordinate WGS84 32 N	
		Longitudine (E)	Latitudine (N)
23	A 2.3	11°47'51"	37°42'36"
24	A 2.4	11°47'54"	37°43'47"
25	A 2.5	11°49'20"	37°43'48"
26	B 2.1	11°46'27"	37°43'51"
27	B 2.2	11°46'31"	37°44'58"
28	B 2.3	11°47'58"	37°44'57"
29	B 2.4	11°49'24"	37°44'53"
30	B 2.5	11°50'45"	37°43'41"
31	C 2.1	11°53'31"	37°41'23"
32	C 2.2	11°53'36"	37°42'34"
33	C 2.3	11°52'15"	37°43'44"
34	C 2.4	11°52'10"	37°42'34"
35	C 2.5	11°50'44"	37°42'35"
36	D 2.1	11°52'7"	37°41'25"
37	D 2.2	11°50'38"	37°41'28"
38	D 2.3	11°49'12"	37°41'26"
39	D 2.4	11°47'48"	37°41'29"
40	D 2.5	11°49'14"	37°42'37"

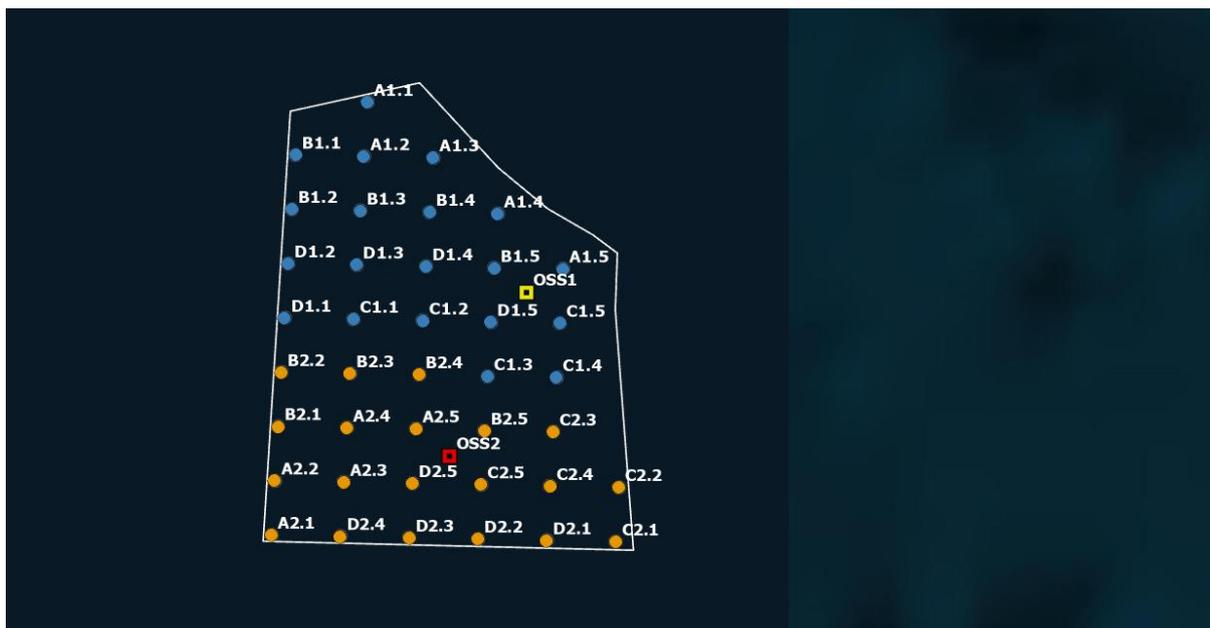


Figura 2-4: Vista delle posizioni dei singoli aerogeneratori

3 DESCRIZIONE DELLE OPERE ELETTRICHE

Il progetto Calypso è costituito, dal punto di vista elettrico, da due gruppi di turbine:

- ✓ **Calypso - Gruppo 1:** costituito da 20 aerogeneratori, suddivisi su 4 stringhe, per una potenza complessiva pari a 300 MW;
- ✓ **Calypso - Gruppo 2:** costituito da 20 aerogeneratori, suddivisi su 4 stringhe, per una potenza complessiva pari a 300 MW.

La tecnologia che si è scelto di utilizzare nel presente progetto, per tutte le sezioni che lo compongono, è quella detta delle turbine eoliche Vestas e relative fondazioni galleggianti. Tale tecnologia permette di realizzare impianti distanti dalla costa su fondali profondi in maniera tale da minimizzare e rendere trascurabili le eventuali interferenze sulle componenti ambientali e paesaggistiche. La tipologia realizzativa indicata consente il miglior sfruttamento della risorsa eolica in luoghi lontani dalla costa altrimenti inutilizzabili a causa della profondità del fondale. Dal punto di vista elettrico, la configurazione e le opere in progetto qui presentate potranno essere soggette a ottimizzazioni in funzione dell'evoluzione dello sviluppo tecnologico.

3.1 AEROGENERATORI

Il modello di turbina considerato per lo sviluppo del Progetto in oggetto è la V236 con potenza unitaria pari a 15 MW prodotta da Vestas. Il modello di turbina V236 costituisce attualmente la migliore tecnologia disponibile di casa Vestas; in considerazione dello sviluppo tecnologico dei futuri aerogeneratori ed in funzione del percorso autorizzativo e progettuale previsto per l'opera, si potrà prevedere più in avanti l'utilizzo di aerogeneratori con caratteristiche tecniche tali da incrementare le performance energetiche e ambientali del progetto. Lo stesso dicasi per la configurazione delle infrastrutture elettriche; infatti, sia le

	Relazione Elettrica	Rev 0	Pagina 12 di 38
	N° Doc. IT-OFF-VesCal-RN-EW-TR012		

sottostazioni a terra che a mare, sia i cavidotti, potranno essere soggetti ad ottimizzazione durante il corso dello sviluppo progettuale.

Ogni turbina eolica è costituita da una torre, una navicella e un rotore a tre pale; l'intera struttura è sorretta da una fondazione galleggiante. Ogni fondazione galleggiante è fissata a linee di ormeggio ancorate a loro volta sul fondo del mare.

La navicella contiene elementi strutturali (telaio, giunto rotore, cuscinetti), componenti elettromeccanici (generatore, blocco convertitore, sistema di orientamento, sistema di regolazione della pala, sistema di raffreddamento) ed elementi di sicurezza (illuminazione, estintori, freni).

Le pale sono normalmente costruite in fibra di vetro e resina epossidica con rinforzi in materiali compositi. La torre eolica è realizzata in acciaio e divisa in diverse sezioni.

Essa contiene strutture interne secondarie (piattaforme, scale, montacarichi), materiale elettrico e dispositivi di sicurezza (illuminazione, estintori). Le sezioni della torre sono assemblate mediante flange bullonate.

Ogni turbina eolica dovrà essere conforme agli standard internazionali per la sicurezza degli impianti.

3.1.1 Sistema elettrico generatore-convertitore

La tipologia di sistema elettrico generatore-convertitore scelto è del tipo *Full Scale Converter*. La tipologia indicata sfrutta convertitori di potenza posti elettricamente in serie a ciascuna delle fasi del generatore. La presenza del convertitore conferisce alle turbine una maggiore capacità di regolazione dell'energia reattiva.

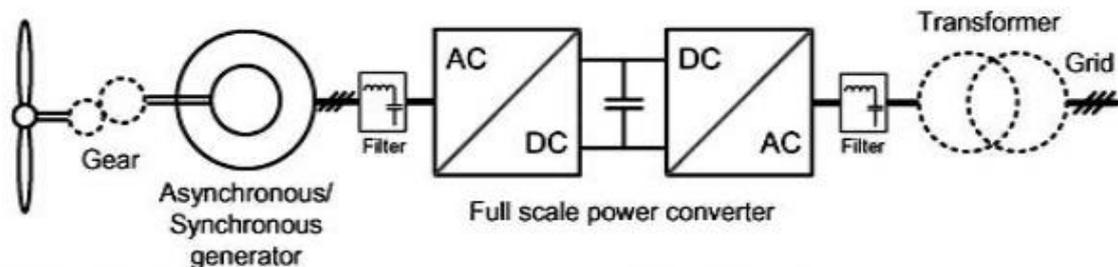


Figura 3-1: Schema del sistema elettrico generatore-convertitore

3.1.2 Configurazione generale

Ogni stringa è formata da una linea radiale su cui insistono cinque torri collegate in configurazione entrascia. Dalle turbine di fine stringa di ciascun gruppo (4 per il Gruppo 1 e 4 per il Gruppo 2) partono i collegamenti verso i quadri GIS, localizzati al piano superiore delle relative sottostazioni elettriche offshore (OSS1 per Gruppo 1 e OSS2 per Gruppo 2). I quadri GIS vanno a collegare in parallelo tutte le stringhe dello stesso gruppo. Dai quadri GIS partono le linee che portano l'energia ai due trasformatori elevatori di ciascuna sottostazione. Per la schematizzazione di dettaglio si faccia riferimento al documento n° IT-OFF-VesCal-RN-EW-DW025.

La tensione in uscita dalle turbine è pari a 66KV; tale valore sarà poi innalzato tramite gli equipaggiamenti previsti a bordo delle due OSS a 150 kV, ovvero apparati di protezione e trasformatori elevatori di taglia adeguata.

In partenza da ciascuna sottostazione offshore (OSS) è prevista una linea sottomarina a 150 kV che trasporterà l'energia passante dalla sottostazione offshore fino al punto di connessione a terra.

Per la sezione a terra sarà prevista una linea interrata a 150kV di lunghezza pari a circa 30 km; tale linea è stata progettata preferendo, ove possibile, la posa sulle principali direttrici pubbliche, limitando il passaggio all'interno di proprietà private e all'interno di centri abitati.

In prossimità del nodo a 220 kV di Terna S.p.A., è prevista una seconda sottostazione di elevazione, che prevedere l'elevazione di tensione 150/220 kV, tramite trasformatori di taglia adeguata, definendo quindi il punto di consegna verso la RTN.

Le sezioni orientative dei cavi e le tipologie dei conduttori sono riportate successivamente nelle relative tavole, analogamente per ogni sezione del campo, cui si rimanda.

Nello schema unifilare presentato nel documento n. IT-OFF-VesCal-RN-EV-DW018 viene mostrata la configurazione complessiva del sistema di trasporto e connessione alla RTN per ogni sottocampo.

3.1.3 Calcolo preliminare delle correnti

La corrente erogata a 66 kV dal generatore *k-esimo* è stimabile tramite la seguente relazione:

$$I_{n,gen,k} = \frac{P_{n,gen}}{\sqrt{3} \cdot V_n \cdot \cos \varphi_{gen}} = \frac{15 \cdot 10^6}{\sqrt{3} \cdot (66 \cdot 10^3) \cdot 0,99} \cong 132.54 A \cong 133 A$$

Dove:

- ✓ $P_{n,gen}$ = potenza attiva nominale erogata dal singolo generatore (W);
- ✓ V_n = livello di tensione nominale in uscita dalla torre (V);
- ✓ $\cos \varphi_{gen}$ = fattore di potenza;

La massima corrente relativa a un sottocampo *m-esimo*, formato da 5 generatori, per le sezioni A, B, C, e D vale quindi:

$$I_{m,gen,k} = \sum_{k=1}^K I_{m,gen,k} = 5 \cdot 133 = 665 A$$

in cui K è il numero di generatori sul sottocampo *m-esimo*.

Il valore della corrente totale di sezione al livello di tensione 66 kV, sommando tutti i sottocampi di ogni sezione, è riportata nella Tabella 3-1.

Tabella 3-1: Corrente preliminare in uscita da ogni sezione del campo

Sezione	N. di stringhe da 5 WTG	Corrente di stringa (A)
1	4	665
2	4	665

NOTA:

	Relazione Elettrica	Rev 0	Pagina 14 di 38
	N° Doc. IT-OFF-VesCal-RN-EW-TR012		

Il valore di corrente sopra esposto è da intendersi come il limite superiore ottenibile dalla singola sottosezione del generatore. Attraverso tale dato potranno essere dimensionati preliminarmente i componenti principali ed i conduttori di potenza provenienti dal generatore verso la sottostazione AT.

3.1.4 Sistemi di protezione

Protezione delle apparecchiature utilizzate

Il sistema delle protezioni sarà conforme alla norma CEI 11-32 per sistemi elettrici di III categoria e relativa variante V1 per gli impianti di produzione eolica, con i livelli di affidabilità che competono ad un sistema non presidiato ed ubicato in località poco accessibili.

Allo scopo dovrà essere previsto un livello di protezione doppio: un sistema di gestione rete digitale interconnesso in fibra ottica per la selettività logica, ed una serie di protezioni tradizionali a relè elettronico quale back-up in caso di disservizio del sistema centrale.

Le protezioni saranno interfacciate con la rete mediante una serie di sensori di tipo tradizionale, quindi costituite da TA (trasformatore di corrente), TV (trasformatore di tensione) di tipo induttivo e/o capacitivo secondo necessità, sonde termometriche per trasformatori e macchine soggette a riscaldamento.

Tali segnali saranno inviati sia a relè elettronici, installati in appositi scomparti del quadro AT, sia alle unità terminali del sistema di gestione rete, posizionati presso la SE di Utente, tramite fibra ottica.

Dette unità periferiche, in grado di accogliere segnali digitali, analogici (4-20 mA), ottici e contatti puliti, saranno ubicate in ogni locale dotato di elementi sensibili del sistema.

I TA del sistema di protezione saranno distinti da quelli di misura (con prestazioni differenti) per i quali dovrebbero essere preferibilmente utilizzati toroidi a nucleo intero.

L'adozione di un sistema digitale di gestione della rete applica concetti di selettività logica ai sensori distribuiti, per cui il PLC del sistema gestirà dati e comandi in modo integrato e coordinato secondo i propri algoritmi di valutazione degli stati di rete e priorità degli interventi.

All'eventuale stato di avaria del gestore di rete (realizzato con ampia ridondanza) saranno chiamati a rispondere in logica di selettività tradizionale alcune apparecchiature tradizionali che saranno comunque installate negli scomparti AT a protezione delle funzioni più significative, quali ad esempio:

- ✓ interruttori a corrente differenziale;
- ✓ sezionatori a corrente verso terra;
- ✓ sezionatori a primo guasto a terra per le parti esercite a neutro isolato.

Resta inteso che quanto sopra descritto sarà quota parte del sistema di controllo e protezione integrato, che verrà caratterizzato e dimensionato nelle fasi di progetto successive, tramite un opportuno studio di selettività e coordinamento di dettaglio, che includerà apparati e logiche per ogni livello di step-up e delle sottostazioni AT ad essi corrispondenti.

Generatore

La protezione del generatore è garantita dal costruttore e comprenderà le protezioni preventive, atte a mantenere l'isolamento, quali, di norma:

- ✓ 40, mancanza di eccitazione al rotore;

 	Relazione Elettrica	Rev 0	Pagina 15 di 38
	N° Doc. IT-OFF-VesCal-RN-EW-TR012		

- ✓ 32, ritorno di energia attiva dalla rete verso il generatore;
- ✓ 59, massima tensione statorica (si noti che la combinazione di 40 e 32 evolve naturalmente in 59, quindi andrà valutata col costruttore la scelta migliore);
- ✓ 49, protezione termica per sovraccarico rotorica e/o statorica;
- ✓ 46, squilibrio, ovvero circolazione di sequenza inversa.

Contro il guasto di dispersione dovranno essere previste misure classiche dirette, quali, di norma:

- ✓ 87, differenziale di corrente;
- ✓ 64, circolazione di corrente verso terra.

Dovranno infine essere previste protezioni di rinalzo quali:

- ✓ 27, 51, 21, minima tensione, massima corrente e loro combinazione (min. impedenza);
- ✓ 81G protezione di minima e massima frequenza.

Trasformatore di torre

Ogni generatore sarà connesso mediante un trasformatore elevatore trifase, con avvolgimento in alluminio o rame, che eleverà la tensione da BT a 66 kV.

Le protezioni del trasformatore di torre dovranno essere concordate con il fornitore e coordinate in modo da consentire l'interruzione monte/valle con differenziale di corrente 87 e protezione termica per sovraccarico 49, protezioni dal corto circuito 50, 51 e 51N.

Gli interruttori a monte e valle saranno quindi chiamati a isolarlo sia in caso di guasto interno, che in caso di guasto esterno (sul generatore o sul quadro).

Protezione della torre eolica contro le scariche atmosferiche

La turbina eolica sarà dotata di un sistema di protezione contro i fulmini in grado di proteggere da danni diretti ed indiretti sia la struttura, che gli eventuali operatori presenti.

Tutte le apparecchiature installate sulla torre eolica dovranno essere dotate di un sistema LPS con messa a terra tramite scaricatori SPD.

I dispositivi antifulmine dovranno essere conformi agli standard della più elevata classe di protezione (Classe I) e conformi alla classe di protezione 1 richiesta dallo standard internazionale IEC 61400-24 Ediz.1 "Wind turbine - sezione 24: protezione antifulmine" e IEC 62305-1 "Protezione parafulmine - paragrafo 1: generale".

Protezione dalla corrosione

Per proteggere le strutture di sostegno dell'impianto eolico dalla corrosione in ambiente con presenza di acqua marina, si dovrà effettuare una protezione catodica a corrente impressa - Impressed Current Cathodic Protection (ICCP).

Gli standard di progettazione della ICCP sono stati integrati con i dati della NACE International che forniscono delle linee guida a livello internazionale per materiali, pratiche e metodi di controllo della corrosione per strutture fisse e mobili offshore.

Inoltre, il dimensionamento dei sistemi di protezione sarà in accordo alle seguenti norme/guide:

- ✓ Norme europee "Cathodic protection for fixed steel offshore structures" ISO 12495 e EN 12495 per le strutture offshore fisse e mobili,

 	Relazione Elettrica	Rev 0	Pagina 16 di 38
	N° Doc. IT-OFF-VesCal-RN-EW-TR012		

- ✓ Linee guida del Det Norske Veritas (DNV) “DNVGL-RP-B101 – Protezione catodica con rivestimenti”.

Un corretto dimensionamento permetterà l’adeguata protezione delle strutture per una vita utile di 30 anni.

3.1.5 Collaudi, Montaggi e documentazione

Collaudi e montaggi

I criteri utilizzati durante i lavori di installazione saranno in accordo con le norme CEI / IEC e Codice di Rete Terna.

Sulle apparecchiature saranno eseguite tutte le prove e le verifiche previste nel piano controllo/qualità, in accordo con le normative vigenti:

- ✓ CEI 42-4 – Prescrizioni generali e modalità di prova per l’alta tensione;
- ✓ CEI 42-5 – Dispositivi di misura e guida d’applicazione per le prove ad alta tensione.

Le attività di collaudo in opera si collocano al termine dei lavori di ogni singola unità funzionale, verranno poi provate contemporaneamente tutte le apparecchiature e le circuiterie.

Documentazione tecnica

In fase di progettazione definitiva, il progetto sarà corredato dai seguenti documenti in fase definitiva:

- ✓ Tabella generale dati della stazione di consegna;
- ✓ Schema elettrico unifilare cabina di consegna;
- ✓ Schemi funzionali cabina di consegna;
- ✓ Progetto rete di terra cabina di consegna;
- ✓ Progetto rete AT cabina di consegna;
- ✓ Elenco principale dei materiali;
- ✓ Planimetria elettromeccanica cabina di consegna;
- ✓ Sezioni elettromeccaniche della cabina di consegna;
- ✓ Disegno e calcolo delle strutture;
- ✓ Tabelle carichi statici e dinamici fondazioni;
- ✓ Disegni d’ingombro delle apparecchiature;
- ✓ Certificazioni di prova;
- ✓ Schede tecniche;
- ✓ Manuali di installazione e manutenzione.

3.1.6 Segnalazione aerea e marittima

La turbina sarà equipaggiata con apposite luci di segnalazione per la navigazione marittima ed aerea, in accordo alle disposizioni dell’ENAC (Ente Nazionale per l’Aviazione Civile) e del Comando della Marina Militare.

 	Relazione Elettrica	Rev 0	Pagina 17 di 38
	N° Doc. IT-OFF-VesCal-RN-EW-TR012		

Per quanto riguarda la navigazione marittima sono applicabili, ad esempio, le seguenti specifiche fornite da *International Association of Marine Aids to Navigation And Lighthouse Authorities (IALA)*:

- ✓ Raccomandazione O-139 in merito alla segnalazione di strutture artificiali in mare;
- ✓ Raccomandazione E-110 in merito alle caratteristiche ritmiche delle segnalazioni luminose di supporto alla navigazione.

Queste raccomandazioni definiscono, in particolare, le dimensioni, le forme, il colore e il tipo (intermittente, fisso etc.) dei segnali luminosi o elettromagnetici da predisporre. Il piano di segnalamento marittimo sarà sottoposto al parere del Comando Zona dei Fari e dei Segnalamenti Marittimi (MARIFARI) competente per la zona. Inoltre, come raccomandato da IALA O-139, le fondazioni saranno dipinte di giallo, fino a 15 metri sopra il livello delle più alte maree astronomiche.

Infine, ogni turbina eolica dovrà inoltre essere dotata di un tag AIS (Automatic Identification System) in modo che le navi con i ricevitori AIS possano vederle e localizzarle con precisione.

3.2 CAVI ELETTRICI DI COLLEGAMENTO

La configurazione scelta prevede la suddivisione in due sottogruppi:

- ✓ **Calypso - Gruppo 1**
- ✓ **Calypso - Gruppo 2**

entrambi formati da 4 stringhe con 5 aerogeneratori ciascuna, per un totale di 40 aerogeneratori.

Dalle turbine di fine stringa di ogni gruppo è prevista la partenza del cavo di trasmissione marino a 66kV diretto verso la relativa OSS, per un totale di 8 cavi, 4 verso la OSS1 e 4 verso la OSS2.

Da ogni OSS è prevista la partenza del cavo di trasmissione marino a 150 kV diretto verso il punto di collegamento a terra, per un totale di 2 formazioni tripolari 2x3x800mmq.

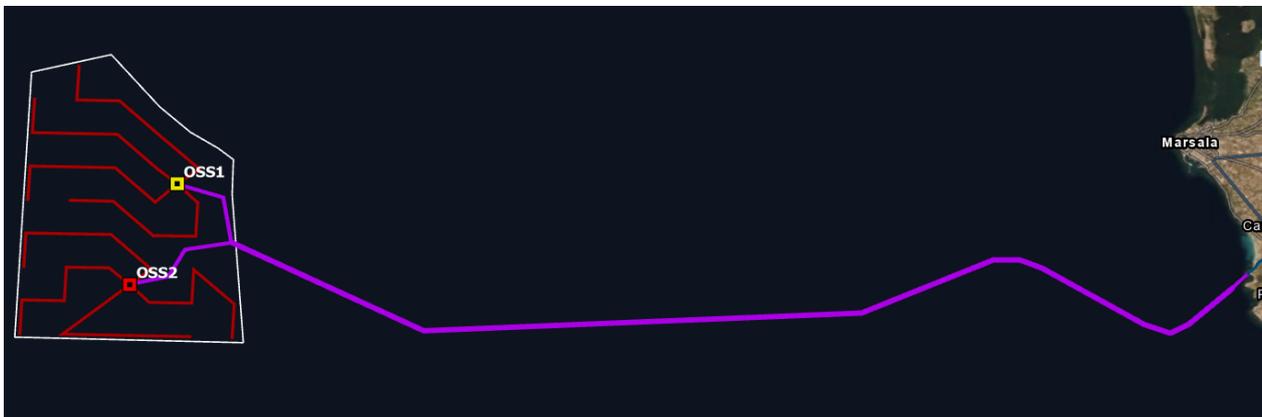


Figura 3-2: Vista del tracciato preliminare del cavidotto marino

	Relazione Elettrica	Rev 0	Pagina 19 di 38
	N° Doc. IT-OFF-VesCal-RN-EW-TR012		

3.2.1 Configurazione di posa del cavo marino di trasmissione verso terra

Tenuto conto del sistema di posa dei cavi e dell'attuale pratica ingegneristica, in accordo con la linea guida *"Offshore Wind Submarine Cable Spacing Guidance"* approvata dall'ente TÚV SÚD, si è valutata un'interdistanza tra i singoli cavi pari a circa 50 m. L'involuppo del corridoio comprendente tutti i cavi di trasmissione verso terra tra il parco eolico offshore e il punto di giunzione a terra ha una larghezza pari a 150m e una lunghezza di circa 55 km dal punto ipotizzato per la convergenza dei cavi di trasmissione in arrivo da ogni sottostazione offshore.

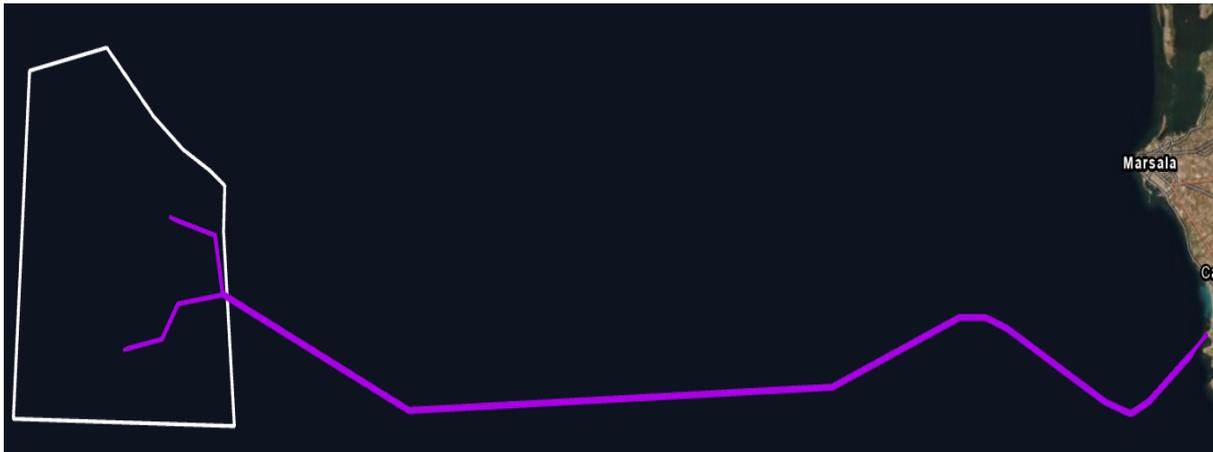


Figura 3-3: Vista del corridoio dei cavi marini a 150 kV

La scelta della traiettoria del corridoio si è basata sulla valutazione delle aree di rilevanza ambientale per limitarne quanto più possibile eventuali interferenze.

L'approccio alla costa sarà caratterizzato da una convergenza graduale dei cavi da una distanza di 1.5 km fino a 1 km dalla costa raggiungendo una inter-distanza limite pari a 10m.

In accordo con la linea guida *"Offshore Wind Submarine Cable Spacing Guidance"* citata sopra e l'attuale pratica ingegneristica, il punto di giunzione tra cavi marini e cavi terrestri sarà localizzato in prossimità della costa e sarà formato da un pozzetto interrato, da realizzarsi generalmente in cemento. Le dimensioni indicative della vasca sono di circa 50 x 2 x 1,5 m (L x H x P).

Eventuali successivi studi, avvalorati dalla collaborazione con il futuro fornitore dei cavi, riguardanti l'interazione termica ed elettromagnetica tra i singoli cavi, potranno condurre alla riduzione delle dimensioni di tale manufatto.



Figura 3-4: Dettaglio della vista dell'approccio alla costa e del punto di giunzione

3.2.2 Lista delle connessioni elettriche

Nella seguente tabella è riportata la lista delle sezioni preliminari valutate per il sito in analisi.

Tabella 3-2: Lista delle sezioni preliminari dei cavi

Tratta	Sezione Cavo [mm ²]	Materiale	Tensione [kV]	Portata Nominale [A]
Calypso Gruppo 1				
A 1.1 - A 1.2	3x120	Cu	66	340
A 1.2 - A 1.3	3x120	Cu	66	340
A 1.3 - A 1.4	3x120	Cu	66	340
A 1.4 - A 1.5	3x120	Cu	66	340
A 1.5 – OSS1	3x800	Cu	66	775
B 1.1 - B 1.2	3x120	Cu	66	340
B 1.2 - B 1.3	3x120	Cu	66	340
B 1.3 - B 1.4	3x120	Cu	66	340
B 1.4 - B 1.5	3x120	Cu	66	340
B 1.5 – OSS1	3x800	Cu	66	775

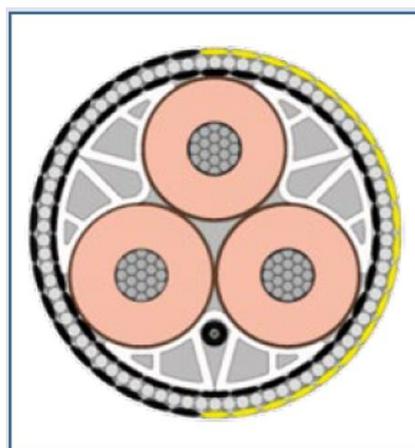
Tratta	Sezione Cavo [mm ²]	Materiale	Tensione [kV]	Portata Nominale [A]
C 1.1 - C 1.2	3x120	Cu	66	340
C 1.2 - C 1.3	3x120	Cu	66	340
C 1.3 - C 1.4	3x120	Cu	66	340
C 1.4 - C 1.5	3x120	Cu	66	340
C 1.5 – OSS1	3x800	Cu	66	775
D 1.1 - D 1.2	3x120	Cu	66	340
D 1.2 - D 1.3	3x120	Cu	66	340
D 1.3 - D 1.4	3x120	Cu	66	340
D 1.4 - D 1.5	3x120	Cu	66	340
D 1.5 – OSS1	3x800	Cu	66	775
OSS1 - Punto di giunzione a terra	2x(3x800)	Cu	150	775
Punto di giunzione a terra – SE	2X(3x1x1000)	Al	150	720
Calypso Gruppo 2				
A 2.1 - A 2.2	3x120	Cu	66	340
A 2.2 - A 2.3	3x120	Cu	66	340
A 2.3 - A 2.4	3x120	Cu	66	340
A 2.4 - A 2.5	3x120	Cu	66	340
A 2.5 – OSS2	3x800	Cu	66	775
B 2.1 - B 2.2	3x120	Cu	66	340
B 2.2 - B 2.3	3x120	Cu	66	340
B 2.3 - B 2.4	3x120	Cu	66	340
B 2.4 - B 2.5	3x120	Cu	66	340
B 2.5 – OSS2	3x800	Cu	66	775
C 2.1 - C 2.2	3x120	Cu	66	340
C 2.2 - C 2.3	3x120	Cu	66	340
C 2.3 - C 2.4	3x120	Cu	66	340

Tratta	Sezione Cavo [mm ²]	Materiale	Tensione [kV]	Portata Nominale [A]
C 2.4 - C 2.5	3x120	Cu	66	340
C 2.5 – OSS2	3x800	Cu	66	775
D 2.1 - D 2.2	3x120	Cu	66	340
D 2.2 - D 2.3	3x120	Cu	66	340
D 2.3 - D 2.4	3x120	Cu	66	340
D 2.4 - D 2.5	3x120	Cu	66	340
D 2.5 – OSS2	3x800	Cu	66	775
OSS2 - Punto di giunzione a terra	2x(3x800)	Cu	150	775
Punto di giunzione a terra – SE	2X(3x1x1000)	Al	150	720

3.2.3 Caratteristiche del cavo marino a 66 kV

Le linee elettriche di connessione tra gli aerogeneratori a 66 kV saranno costituite da cavi tripolari armati, in rame o alluminio, comprensivi di fibra ottica monomodale inglobata all'interno dell'armatura del conduttore.

Allo stato attuale, come presentato negli schemi unifilari, per il collegamento tra le WTG è prevista una linea marina in cavo a 66 kV avente sezione pari a 120 mm² con anima in rame e isolamento in EPR ed un cavo a 66 kV, avente sezione pari a 800 mm² con anima in rame e isolamento in EPR, per il collegamento delle turbine di fine stringa alle OSS.



Conduttore	Conduttori in rame o alluminio
Schermatura condut.	Composto semi-conduttivo estruso
Isolante	EPR
Schermatura isolante	Composto semi-conduttivo estruso
Schermatura	Nastro in rame su ogni singola fase
Fibra ottica	Fino a 3 unità
Posa	Tre nuclei posati con riempitivi estrusi
Armatura rivestimento	Filato in polipropilene
Armatura	Strato di fili di acciaio galvanizzato impregnato con bitume
Protezione esterna	Filato in polipropilene con colorazione personalizzabile

Figura 3-5: Esempio di cavo di collegamento a 66 kV

Standard di posa dei cavi tra le turbine e con la sottostazione galleggiante

La tecnologia prevista allo stato attuale per la connessione tra le turbine che compongono una stringa ed il collegamento della turbina di fine stringa con la sottostazione offshore potrà essere, ad esempio, quella denominata “w-shaped cable”, la quale prevede una soluzione senza approccio al fondale grazie all’utilizzo di boe di sostegno. Questa soluzione riduce gli sforzi meccanici al quale il cavo sarebbe sottoposto e dona maggiore libertà di assestamento nei movimenti. In Figura 3-6 viene rappresentata schematicamente la tecnologia descritta.

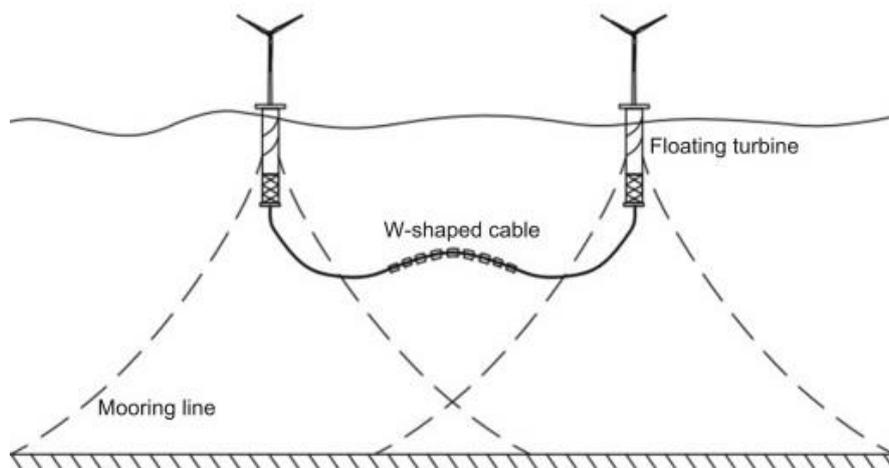


Figura 3-6: Cablaggio sottomarino (tipico)

3.2.4 Caratteristiche del cavo marino a 150kV

Le linee elettriche di connessione delle sottostazioni offshore e il punto di collegamento a terra a 150 kV saranno costituite da cavi tripolari armati, in rame o alluminio, comprensivi di fibra ottica monomodale inglobata all’interno dell’armatura del conduttore.

Allo stato attuale, come presentato negli schemi unifilari documento n. IT-OFF-VesCal-RN-EW-DW018 e documento n. IT-OFF-VesCal-RN-EW-DW025, sono previste due linee marine 2x3x800 mm² a 150 kV, una in partenza dalla OSS1 e una in partenza dalla OSS2, con anima in rame e isolamento in EPR.

Standard di posa dei cavi tra la sottostazione galleggiante e la terra

La tecnologia prevista allo stato attuale per la connessione della sottostazione offshore ed il punto di collegamento a terra potrà essere quella del cosiddetto cavo dinamico o *lazy-wave cable* il quale prevede un approccio al fondale a seguito di una serie di curvature dovute all’utilizzo di boe di sostegno. Questa soluzione riduce gli sforzi meccanici al quale il cavo sarebbe sottoposto e conferisce maggiore libertà di assestamento nei movimenti. In Figura 3-7 vengono rappresentate schematicamente le tipologie più diffuse per il tipo di applicazione oggetto della presente relazione.

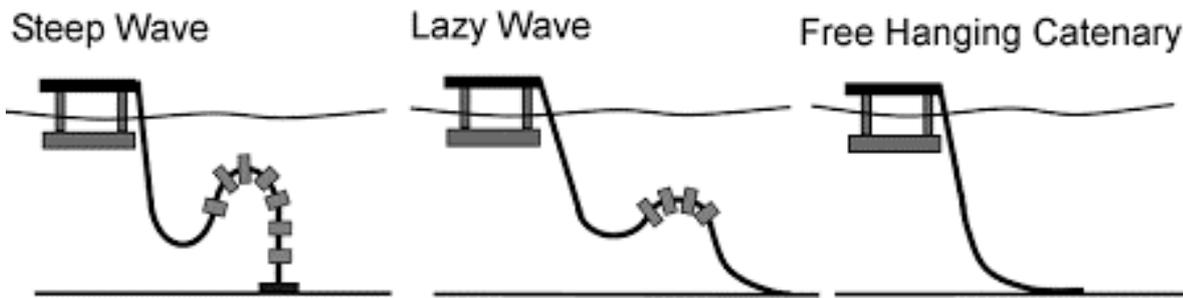


Figura 3-7: Standard di cablaggio sottomarino (tipico)

3.2.5 Protezione dei cavi sottomarini

A causa delle potenziali azioni antropogeniche e delle perturbazioni naturali che possono agire sui cavi di trasmissione dell'energia elettrica sarà necessario proteggere questi dai danni causati da attrezzi da pesca, ancore o forti azioni idrodinamiche. Qui di seguito è fornita una lista delle principali soluzioni applicabili al sito in analisi e che dovranno essere approfondite a seguito di futuri sopralluoghi specifici.

La soluzione generalmente adottata per la protezione dei cavi prevede l'interramento degli stessi mediante aratri sottomarini guidati da navi posacavi come illustrato nella figura sottostante.

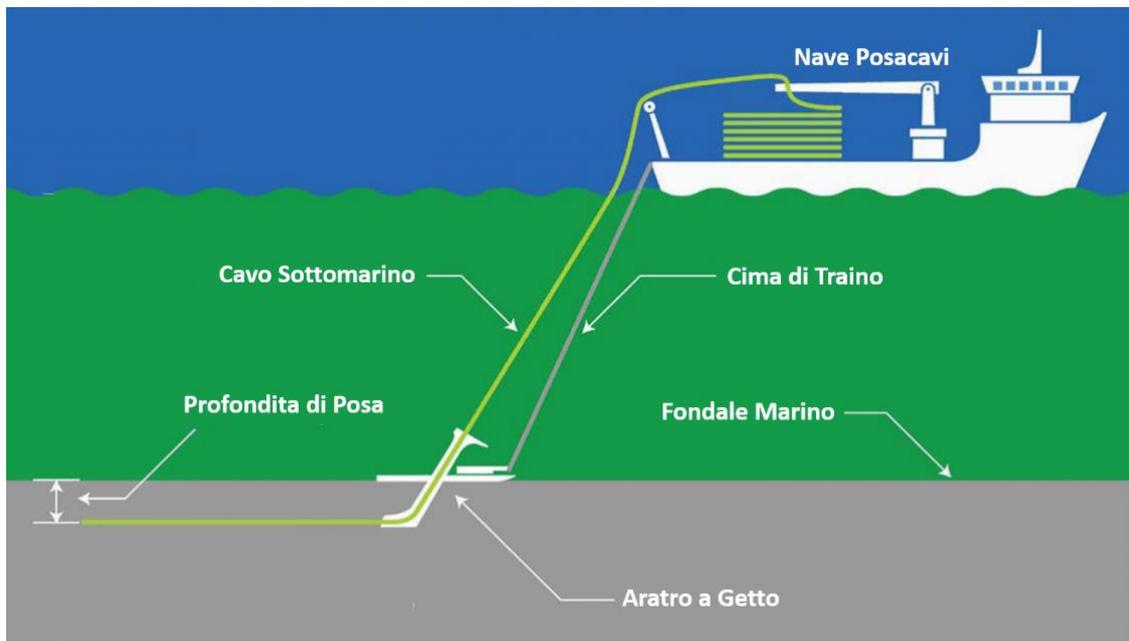


Figura 3-8: Dettaglio del metodo di posa attraverso trenching

In funzione della tipologia di suolo e presenza di peculiarità sito specifiche, potranno essere previste, in alternativa, protezioni dei cavidotti effettuate mediante la posa di materassi in cemento (rif. figura 3-9) o mediante l'utilizzo di gusci di ghisa o polimeri assemblati sul cavo (rif. figura 3-10).

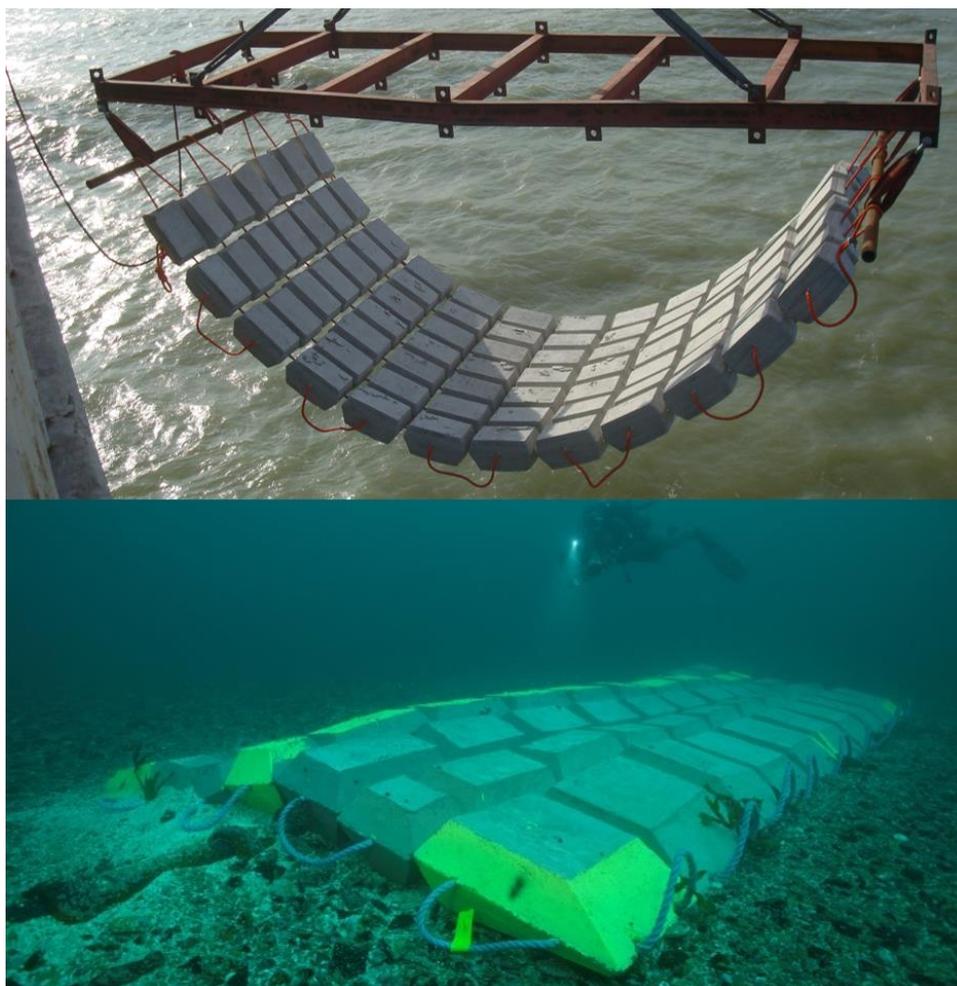


Figura 3-9: Esempio di protezione di un cavo sottomarino con cubicoli (tipico)



Figura 3-10: Esempio di metodo di posa con gusci di protezione

3.2.6 Installazione del cavo sottomarino

L'installazione del cavo di collegamento in mare fino allo sbarco è normalmente suddivisa in due fasi principali:

- ✓ Lavori preparatori: A monte dell'installazione del cavo e della relativa protezione dello stesso dovranno essere avviate operazioni di ricognizione geofisica per confermare i dati ottenuti durante gli studi tecnici preliminari, identificare nuovi possibili ostacoli (rocce, detriti, ecc.).
- ✓ Installazione e protezione del cavo: una nave posacavo specializzata trasporta il cavo srotolandolo sul fondale del mare con l'assistenza di altre imbarcazioni. L'interramento del cavo o la sua protezione con elementi prefabbricati o roccia, potrà essere prevista contestualmente o dopo la posa dello stesso.



Figura 3-11: Esempio di nave posacavo

Al termine dei lavori descritti dovrà essere eseguita un'indagine geofisica di verifica sull'intero percorso.

3.2.7 Configurazione di posa del cavo terrestre

A valle dell'approdo dei due cavidotti marini (2x3x800mmq), sarà posizionata una junction pit in prossimità della costa, per la giunzione tra i cavi marini e i cavi terrestri funzionanti alla medesima tensione di 150 kV.

Nelle vicinanze della junction pit verrà poi posizionato uno stallo di sezionamento delle linee da cui partirà il cavidotto verso la cabina di consegna.

La configurazione tipica della junction pit è quella rappresentata in Figura 3-8, dove viene considerata un'inter-distanza tra i cavi complanari pari a 1 m e una distanza tra i due livelli di cavi di pari entità. Il livello superiore dovrà essere posato indicativamente ad almeno 1m di profondità dal piano di calpestio in superficie.

Si precisa che in ingresso alla junction pit si attestano 12 conduttori corrispondenti alle due doppie terne di cavi tripolari marini (2x3x800 mmq) che saranno collegati a cavi in alluminio di tipo terrestre. Ne consegue che in uscita dalla junction pit saranno presenti due doppie terne di cavi con la configurazione di posa mostrata in Figura 3-8. Questi cavi verranno successivamente collegati allo stallo di sezionamento citato sopra.

Per lo stallo di sezionamento sarà prevista una cabina elettrica prefabbricata composta da elementi componibili prefabbricati in cemento armato vibrato (c.a.v.) che avrà dimensioni indicative in pianta di circa 20X10 m e altezza pari a circa 4 m.

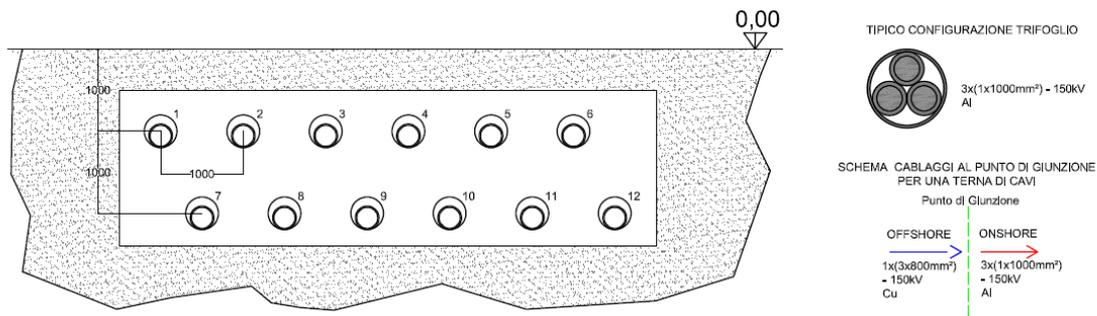


Figura 3-8: Configurazione dei cavi nella junction pit

I cavi saranno adeguatamente segnalati tramite l'utilizzo di nastro monitor interrato in prossimità delle installazioni.

3.3 SOTTOSTAZIONI ELETTRICHE GALLEGGIANTI

Le sottostazioni offshore galleggianti, le cui posizioni sono indicate preliminarmente in Tabella 3-2, sono state localizzate all'interno del perimetro del parco eolico. In dette stazioni avviene l'innalzamento del livello di tensione da 66 a 150kV. L'area ospitante sarà di dimensioni tali da consentire un comodo alloggiamento dei trasformatori, degli stalli a 66kV, degli edifici contenenti: il sistema di protezione comando e controllo, quello di alimentazione dei servizi ausiliari e generali e tutto quanto altro necessario al corretto funzionamento dell'installazione.

Tabella 3-2: Dettaglio coordinate OSS

Sottostazione n°	Coordinate wgs 84 32 n	
	Longitudine (E)	Latitudine (N)
OSS 1	11°51'39"	37°46'39"
OSS 2	11°50'3"	37°43'14"

Le configurazioni delle fondazioni previste per le OSS sono simili a quelle utilizzate per le turbine eoliche, ad esempio semi-sommergibili, piattaforme a gambe di tensione (TLP), ecc.

Le basi flottanti sono ormeggiate al fondale con catene, cavi d'acciaio o funi in fibra collegati alle ancore o altre tipologie di sostegni solidali al fondale.

I diversi tipi di ancoraggio saranno dimensionati e progettati a seconda delle condizioni del suolo e dei carichi ambientali previsti.

In Figura 3-9 sono rappresentate schematicamente le tipologie più diffuse di ancoraggio per il tipo di applicazione.

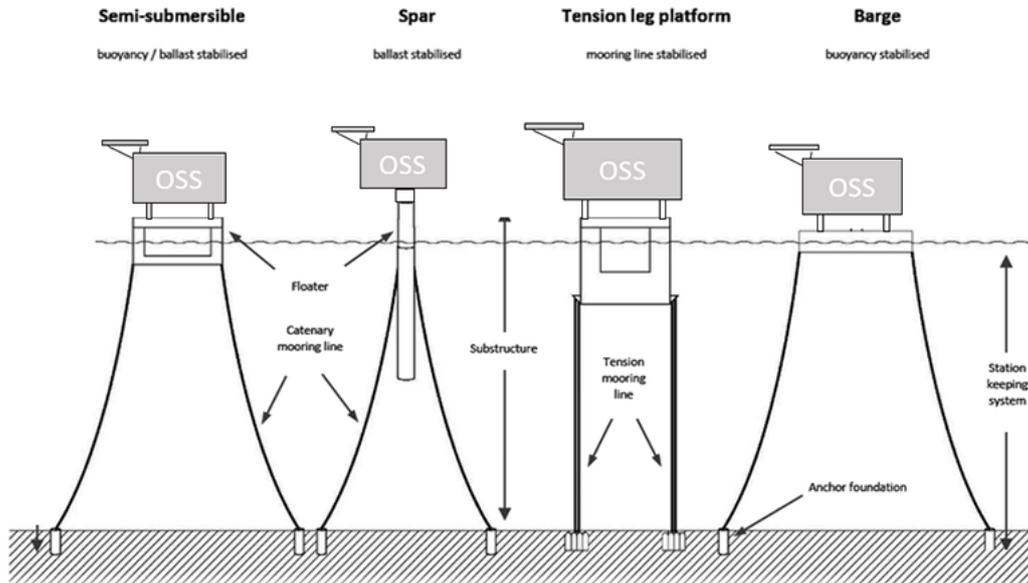


Figura 3-9: Standard di ancoraggio sottomarino

I cavi di export in alta tensione (HV) tra le sottostazioni offshore e la riva saranno dinamici, almeno fino al punto di contatto con il fondale, dopodiché potranno continuare in configurazione statica.

Ogni turbina di fine stringa di ciascun gruppo è collegata alla relativa OSS attraverso un cavo sottomarino. Le linee a 66 kV saranno suddivise su due montanti: per ciascun gruppo, che prevede 4 linee a 66 kV in uscita, è prevista la suddivisione delle linee in coppie che verranno poi suddivise su altrettanti quadri GIS a 66kV. Per maggiori dettagli si faccia riferimento allo schema elettrico unifilare documento n. IT-OFF-VesCal-RN-EW-DW025.

Ogni montante è connesso ad un trasformatore con le caratteristiche preliminari elencate in Tab. 3-3.

Tabella 3-3: Specifiche preliminari trasformatori OSS

Trasformatore	N. di linee 66 kV in parallelo	Taglia (MVA)	Tipo di raffreddamento	V _{n1} (kV)	V _{n2} (kV)	Gruppo vettoriale
TR1	2	200	ONAN	150 ±12×1,25%	66	YNd11
TR2	2	200	ONAN	150 ±12×1,25%	66	YNd11

3.3.1 Impianti alimentazione servizi ausiliari

Dallo schema elettrico unifilare [doc. n. IT-OFF-VesCal-RN-EW-DW025] è evidenziata la presenza per ogni OSS di un quadro batterie a 500Ah ed un gruppo elettrogeno da 100 kVA per l'alimentazione dei servizi ausiliari in caso di emergenza. Tale installazione prevede un sistema di commutazione automatica per la messa in servizio.

3.4 LINEA DI CONNESSIONE A 150KV

A seguito di valutazioni preliminari è stata prevista l'installazione di una seconda stazione di trasformazione per adeguare il livello di tensione pari a 150 kV fino a 220 kV per la connessione al nodo di Terna S.p.A..

La linea di collegamento tra l'approdo ed il nodo di connessione alla rete elettrica di Terna è lunga circa 30 km e prevede il passaggio per le principali arterie stradali.

Il sistema è formato da 2 coppie di terne di conduttori in alluminio da 1000mm² per ogni sezione in uscita dallo stallo di sezionamento.

Il layout di posa e il routing definitivo saranno da valutare in maniera approfondita a seguito del rilascio della soluzione di connessione elettrica da parte di Terna.

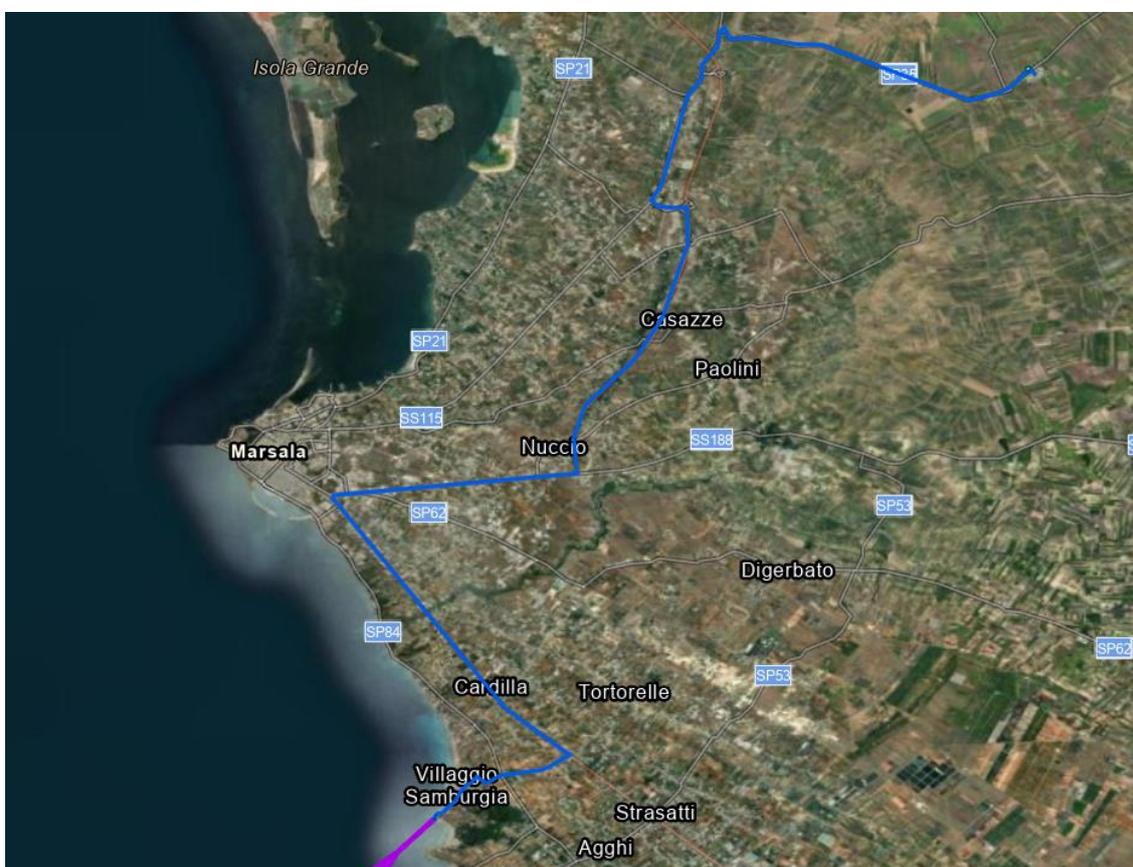


Figura 3-10: Percorso preliminare cavidotto a 150kV

3.5 SOTTOSTAZIONE ELETTRICA LATO CONNESSIONE

La Stazione di Trasformazione Elettrica AT/AAT (anche indicata con la locuzione "SE Lato Connessione"), la cui posizione è stata indicata preliminarmente secondo la Tabella 3-4, è stata posizionata in prossimità del punto in cui si ipotizza ci sarà la connessione al nodo di Terna. In detta stazione avviene l'innalzamento del livello di tensione AT/AAT da 150 kV a 220 kV tramite trasformatori. L'area ospitante sarà di dimensioni tali

da consentire un comodo alloggiamento dei macchinari, degli stalli a 150kV, degli edifici contenenti: il sistema di protezione comando e controllo, quello di alimentazione dei servizi ausiliari e generali e tutto quanto altro necessario al corretto funzionamento dell'installazione.

Tabella 3-4: Dettaglio SE

Comune	Provincia	Foglio	Particella
Misiliscemi	Trapani	95	573



Figura 3-11: Vista della particella per la SE Lato Connessione

Il sistema di Calypso prevede che le linee a 150 kV afferenti dallo stallo di sezionamento/protezione/misura siano suddivise su due montanti a 150kV.

Ognuno di questi montanti sarà connesso a un trasformatore avente caratteristiche adeguate, come riportate in Tabella 3-5.

Tabella 3-5: Specifiche preliminari trasformatori SE Connessione

Trasformatore	Taglia (MVA)	Tipo di raffreddamento	V _{n1} (kV)	V _{n2} (kV)
TR1.1	300	ONAN	220 ±12×1,25%	150
TR1.2	300	ONAN	220 ±12×1,25%	150

Maggiori dettagli del sistema elettrico sono indicati nel documento n. IT-OFF-VesCal-RN-EW-DW018.

 	Relazione Elettrica	Rev 0	Pagina 33 di 38
	N° Doc. IT-OFF-VesCal-RN-EW-TR012		

4 COMPENSAZIONE DELLA POTENZA REATTIVA

4.1 SOLUZIONI PER RIDURRE LA POTENZA REATTIVA

La compensazione della potenza reattiva può essere effettuata in tre fasi, prevedendo l'installazione di un gruppo di compensazione all'interno della:

- ✓ torre dell'aerogeneratore all'uscita del trasformatore (quindi in AT);
- ✓ sottostazione di consegna onshore.

Ciò rende la rete più efficiente sia dal punto di vista elettrico (si ha maggiore produzione della potenza attiva, regolazione della tensione, eliminazione delle terze e quinte armoniche e riduzioni delle fluttuazioni della tensione) che dal punto di vista funzionale. La quantità di potenza reattiva generata tende a caricare maggiormente la linea in cavo, riducendo la componente di corrente attiva trasmissibile.

4.2 SOLUZIONE TECNICA

Il sistema elettrico generatore-convertitore ipotizzato in questa fase di progetto, come già anticipato, è del tipo *Full Scale Converter*, il quale conferisce alle turbine una maggiore capacità di generazione di energia attiva. Tale caratteristica, opportunamente coordinata dal sistema di controllo dell'intero complesso delle macchine, presenta adeguata flessibilità di configurazione nella rispondenza ai requisiti tecnici e normativi attualmente in fase di definizione per la specifica applicazione.

4.2.1 Considerazioni preliminari

Con riferimento a quanto sopra descritto e limitatamente a quanto plausibilmente perseguibile nella presente fase di progetto preliminare, si rileva che:

- ✓ Le potenze apparenti dei TR che si prevede di installare sono già state considerate pari al 110% della P_n servita.
- ✓ L'impianto in assenza di vento (ovvero di generazione) ha un assorbimento di reattivo corposo, figlio del robusto sistema di collegamenti in cavo. Le turbine Full Scale Converter, nella configurazione di impianto considerata, hanno buone possibilità di riuscire a compensare lo scambio di reattivo al PdC al di sotto di 0,5 MVar.
- ✓ Con potenza P_{nd} pari alla potenza massima di 300 MW si ha $Q=\pm 0,35*300=\pm 105$ MVar per i due gruppi di turbine. Qualora l'impianto nella configurazione definitiva non dovesse essere in grado di ottemperare ai parametri sopra indicati sfruttando le sole capability P-Q delle turbine, sarà certamente considerato l'ausilio di sistemi di compensazione aggiuntivi.

Ulteriori approfondimenti saranno eseguiti in una fase progettuale maggiormente avanzata.

	Relazione Elettrica	Rev 0	Pagina 34 di 38
	N° Doc. IT-OFF-VesCal-RN-EW-TR012		

5 CAMPI ELETTROMAGNETICI GENERATI DAI CAVI

L'analisi delle emissioni elettromagnetiche generate dagli elettrodotti di collegamento del parco eolico offshore dovrà essere effettuata considerando:

- ✓ la posa dell'elettrodotto marino in AT sul fondale e relativa protezione meccanica;
- ✓ la posa dell'elettrodotto terrestre in AT mediante interrimento a un'adeguata profondità.

L'emissione elettromagnetica imputabile al cavo marino sarà, per le caratteristiche fisiche di arrangiamento dei conduttori elettrici all'interno del corpo del cavo, assai limitata. Per esempio, la disposizione a trifoglio con cordatura elicoidale determina infatti l'annullamento della risultante di campo nel dominio del cavo e il suo rapido decadimento all'esterno dello stesso cosicché, l'obiettivo di qualità di 3 µT, sia già raggiunto entro un metro di distanza dal cavo. Tali prescrizioni sono al fine della protezione della popolazione dall'esposizione ai campi elettrici e magnetici alla frequenza di rete (50 Hz) generati da linee e cabine elettriche che il DPCM 8 luglio 2003 (artt. 3 e 4) fissa, in conformità alla Legge 36/2001 (art 4, c. 2):

- ✓ I limiti di esposizione del campo elettrico (5 kV/m) e del campo magnetico (100 µT) come valori efficaci, per la protezione da possibili effetti a breve termine;
- ✓ Il valore di attenzione (10 µT) e l'obiettivo di qualità (3 µT) del campo magnetico da intendersi come mediana nelle 24 ore in normali condizioni di esercizio, per la protezione da possibili effetti a lungo termine connessi all'esposizione nelle aree di gioco per l'infanzia, in ambienti abitativi, in ambienti scolastici e nei luoghi adibiti a permanenze non inferiore a 4 ore giornaliere (luoghi tutelati). Tali luoghi non dovranno risultare posizionati all'interno della DPA.

La metodologia di calcolo per la determinazione delle fasce di rispetto degli elettrodotti prevede una procedura semplificata di valutazione con l'introduzione della DPA nel rispetto dell'obiettivo di qualità di 3 µT del campo magnetico e si calcola:

$$DPA = 0,40942 \cdot D^{0,5241} \cdot \sqrt{I} \text{ m}$$

Dove:

- ✓ D = diametro dei cavi (m);
- ✓ I = corrente nominale (A).

L'emissione elettromagnetica imputabile al cavo marino è, per le caratteristiche fisiche di arrangiamento dei conduttori elettrici all'interno del corpo del cavo, assai limitata. La potenziale disposizione a trifoglio con cordatura elicoidale determina infatti l'annullamento della risultante di campo nel dominio del cavo e il suo rapido decadimento all'esterno dello stesso cosicché, l'obiettivo di qualità di 3 µT, è già raggiunto entro 1 m di distanza dal cavo.

Per quanto concerne invece il calcolo preliminare dell'emissione magnetica imputabile alla linea terrestre, la stima è stata effettuata utilizzando la formula sopra presentata, portando a una DPA pari a circa 6 m.

Si evidenzia infine che le fasce di rispetto (comprese le correlate DPA) non sono applicabili ai luoghi tutelati esistenti in vicinanza di elettrodotti esistenti. In tali casi, l'unico vincolo legale è quello del non superamento del valore di attenzione del campo magnetico (10 µT da intendersi come mediana dei valori nell'arco delle

 	Relazione Elettrica	Rev 0	Pagina 35 di 38
	N° Doc. IT-OFF-VesCal-RN-EW-TR012		

24 ore nelle normali condizioni di esercizio); solo ove tale valore risulti superato, si applicheranno le disposizioni dell'art. 9 della Legge 36/2001.

 	Relazione Elettrica	Rev 0	Pagina 36 di 38
	N° Doc. IT-OFF-VesCal-RN-EW-TR012		

APPENDICE 1 - REFERENZE

- [1] doc. n. IT-OFF-VesCal-RN-GEN-TR01 - RELAZIONE GENERALE
- [2] doc. n. IT-OFF-VesCal-RN-EW-PROD-TR014 - RELAZIONE TECNICA ANALISI DELLA PRODUCIBILITA' DEL SITO
- [3] doc. n. IT-OFF-VesCal-RN-EW-DW018 - SCHEMA INTERCONNESSIONI E CONSEGNA UTENTE ON-SHORE
- [4] doc. n. IT-OFF-VesCal-RN-EW-DW020 - SCHEMA ELETTRICO UNIFILARE PARCO EOLICO 66 KV
- [5] doc. n. IT-OFF-VesCal-RN-EW-DW025 - SCHEMA ELETTRICO UNIFILARE SOTTOSTAZIONE ELETTRICA OFF-SHORE
- [6] doc. n. IT-OFF-VesCal-RN-EW-DW024 - SOTTOSTAZIONE ELETTRICA OFF SHORE - PIANTA E SEZIONI

 	Relazione Elettrica	Rev 0	Pagina 37 di 38
	N° Doc. IT-OFF-VesCal-RN-EW-TR012		

APPENDICE 2 - NORME, LEGGI e GUIDE DI RIFERIMENTO

- [1] CEI 0-16 - Regola tecnica di riferimento per la connessione di Utenti attivi e passivi alle reti AT e MT delle imprese distributrici di energia elettrica;
- [2] CEI 11-32 - Impianti di produzione di energia elettrica connessi a sistemi di III categoria Appendice 6 – Normativa: impianti di produzione eolica;
- [3] CEI 14-4 - Trasformatori di potenza;
- [4] CEI 17-1 - Interruttori a corrente alternata a tensione superiore a 1000 V;
- [5] CEI 42-4 - High-voltage test techniques - Part 1: General definitions and test requirements;
- [7] CEI 42-5 - Impianti elettrici con tensione superiore a 1 kV in corrente alternata;
- [7] CEI 106-11 - Guida per la determinazione delle fasce di rispetto per gli elettrodotti secondo le disposizioni del DPCM 8 luglio 2003 Art. 6 Parte 1: Linee elettriche aeree e in cavo;
- [8] IEC 61400-24 - Wind turbine - sezione 24: protezione antifulmine;
- [9] IEC 62305-1 - Protezione parafulmine - paragrafo 1: generale;
- [10] ISO 12495 - Protezione catodica per strutture fisse offshore di acciaio;
- [91] EN 12495 - Protezione catodica per strutture fisse offshore di acciaio;
- [102] DNVGL-RP-B101 - Protezione catodica con rivestimenti;
- [13] TERNA – Codice di trasmissione dispacciamento, sviluppo e sicurezza della rete;
- [14] TERNA - Allegato A.17 - Centrali eoliche: Condizioni generali di connessione alle reti AT, sistemi di protezione, regolazione e controllo;
- [11] DPCM 8 luglio 2003 - Fissazione dei limiti di esposizione, dei valori di attenzione e degli obiettivi di qualità per la protezione della popolazione dalle esposizioni a campi elettrici, magnetici ed elettromagnetici generati a frequenze comprese tra 100 kHz e 300 GHz;
- [16] DNVGL-ST-0359 - *Subsea power cables for wind power plants*;
- [17] DNVGL-RP-B101 - Protezione catodica con rivestimenti.

 	Relazione Elettrica	Rev 0	Pagina 38 di 38
	N° Doc. IT-OFF-VesCal-RN-EW-TR012		



RINA Consulting S.p.A. | Società soggetta a direzione e coordinamento amministrativo e finanziario del socio unico RINA S.p.A.

Via Cecchi, 6 - 16129 GENOVA | P. +39 010 31961 | rinaconsulting@rina.org | www.rina.org

C.F./P. IVA/R.I. Genova N. 03476550102 | Cap. Soc. € 20.000.000,00 i.v.