



Tibula Energia S.r.l.

Progetto preliminare per la realizzazione di un parco eolico offshore - Olbia – Tibula Energia

Relazione Elettrica

Doc. No. P0025305-6-SAN-H12- Rev.00 – Dicembre 2022

Rev.	Descrizione	Preparato da	Controllato da	Approvato da	Data
00	Prima Emissione	MMO08 – NNO01	OSC02	SSA	12/2022

Tutti i diritti, traduzione inclusa, sono riservati. Nessuna parte di questo documento può essere divulgata a terzi, per scopi diversi da quelli originali, senza il permesso scritto di RINA Consulting S.p.A.

INDICE

	Pag.
LISTA DELLE TABELLE	2
LISTA DELLE FIGURE	2
ABBREVIAZIONI E ACRONIMI	3
1 PREMESSA	4
2 DESCRIZIONE DEL PROGETTO	6
2.1 GENERALITÀ	6
2.2 INQUADRAMENTO ELETTRICO	7
2.3 POSIZIONAMENTO DELLE TURBINE	8
2.4 DATI AMBIENTALI	13
3 DESCRIZIONE DELLE OPERE ELETTRICHE	14
3.1 AEROGENERATORI	14
3.1.1 Sistema elettrico generatore-convertitore	15
3.1.2 Configurazione generale	15
3.1.3 Calcolo preliminare delle correnti	17
3.1.4 Sistemi di protezione	17
3.1.5 Collaudi, Montaggi e documentazione	19
3.1.6 Segnalazione aerea e marittima	20
3.2 CAVI ELETTRICI DI COLLEGAMENTO	21
3.2.1 Configurazione di posa del cavo marino di trasmissione verso terra	22
3.2.2 Lista delle connessioni elettriche	24
3.2.3 Caratteristiche del cavo marino	27
3.2.4 Protezione dei cavi sottomarini	29
3.2.5 Installazione del cavo sottomarino	31
3.2.6 Configurazione di posa del cavo terrestre	32
3.3 SOTTOSTAZIONE ELETTRICA OFFSHORE	33
3.4 STAZIONE DI SEZIONAMENTO	35
3.5 LINEA DI CONNESSIONE A 220KV	36
3.6 SOTTOSTAZIONE ELETTRICA LATO CONNESSIONE	37
4 COMPENSAZIONE DELLA POTENZA REATTIVA	39
4.1 SOLUZIONI PER RIDURRE LA POTENZA REATTIVA	39
4.2 SOLUZIONE TECNICA	39
4.2.1 Considerazioni preliminari	39
5 CAMPI ELETTROMAGNETICI GENERATI DAI CAVI	40
REFERENZE	41
NORME E LEGGI DI RIFERIMENTO	42

LISTA DELLE TABELLE

Tabella 2:1: Coordinate OWG Olbia Tibula Energia A e B	8
Tabella 2:2: Coordinate OWG Olbia Tibula Energia C	10
Tabella 2:3: Coordinate SSE Offshore Olbia Tibula Energia	11
Tabella 3:1: Corrente preliminare in uscita da ogni stringa dei sottocampi	17
Tabella 3:4: Dettaglio particella SE Lato Connessione	37
Tabella 3:5: Specifiche preliminari autotrasformatori SE Lato Connessione	38

LISTA DELLE FIGURE

Figura 1:1: Vista installazioni marine del parco Tibula Energia	4
Figura 1:2: Vista installazioni terrestri del parco Tibula Energia	5
Figura 2:1: Batimetria nel Nordest della Sardegna. Fonte: EMODnet	6
Figura 2:2: Schema Linee esistenti in AT dell'area Sardegna Nord [Fonte: Open Infrastructure Map]	7
Figura 2:3: Vista delle posizioni dei singoli aerogeneratori e delle sottostazioni elettriche offshore	12
Figura 3:1: Schema del sistema elettrico generatore-convertitore	15
Figura 3:2: Schema configurazione generale stringa da 5 WTG	15
Figura 3:3: Vista del tracciato preliminare del cavidotto marino	21
Figura 3:4: Vista del corridoio dei cavi marini 220 kV	22
Figura 3:5: Dettaglio della vista dell'approccio alla costa e punto di giunzione	23
Figura 3:6: Esempio di cavo di interconnessione	28
Figura 3:7: Standard di cablaggio sottomarino	28
Figura 3:8: Esempio di protezione di un cavo sottomarino con cubicoli	29
Figura 3:9: Dettaglio del metodo di stesura con co-trenching	30
Figura 3:10: Esempio di metodo di posa con gusci di protezione	30
Figura 3:11: Esempio di nave posa cavo	31
Figura 3:12: Configurazione cavi terrestri 220kV	32
Figura 3:13: Tipici standard di ancoraggio sottomarino	33
Figura 3:14: Vista in pianta tipico stazione di sezionamento	35
Figura 3:15: Percorso preliminare del cavidotto a 220kV	36
Figura 3:16: Vista della particella per la SE Lato Connessione	37

ABBREVIAZIONI E ACRONIMI

AIS	Air Insulated Switchgear
AT	Alta Tensione
ATR	Autotrasformatore
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	Internationa Electrotechnical Commission
LPS	Lightning Protection System
MT	Media Tensione
OSS	Offshore SubStation
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 è stata commissionata da Tibula Energia S.r.l. (la Committente), società controllata dal partenariato di Falck Renewables Spa, operatore internazionale nel campo delle energie rinnovabili, attivo nello sviluppo, nella progettazione, realizzazione e gestione di impianti di produzione di energia pulita da fonte eolica e solare e presente in 13 paesi e BlueFloat Energy, sviluppatore internazionale di progetti offshore con un'esperienza unica nella tecnologia galleggiante.

La Committente è intenzionata a realizzare un parco eolico offshore composto da 65 aerogeneratori, per una taglia totale di 975 MW, individuato a Nord sulla costa orientale della Sardegna tra il comune di Olbia (SS) ed il comune di Siniscola (NU).

Nel dettaglio la scelta di tale sito è stata effettuata tenendo conto della risorsa eolica potenzialmente disponibile, della distanza dalla costa, della profondità, della conformazione del fondale, dei possibili nodi di connessione alla Rete di Trasmissione Nazionale (RTN) gestita da Terna S.p.A. e, non da ultimo, minimizzando/evitando il più possibile le aree di maggior interferenza a livello ambientale. In questa zona il fondale ha una profondità molto variabile e in particolare l'area scelta per l'installazione delle turbine varia dai 1000 m ai 1300 m circa.

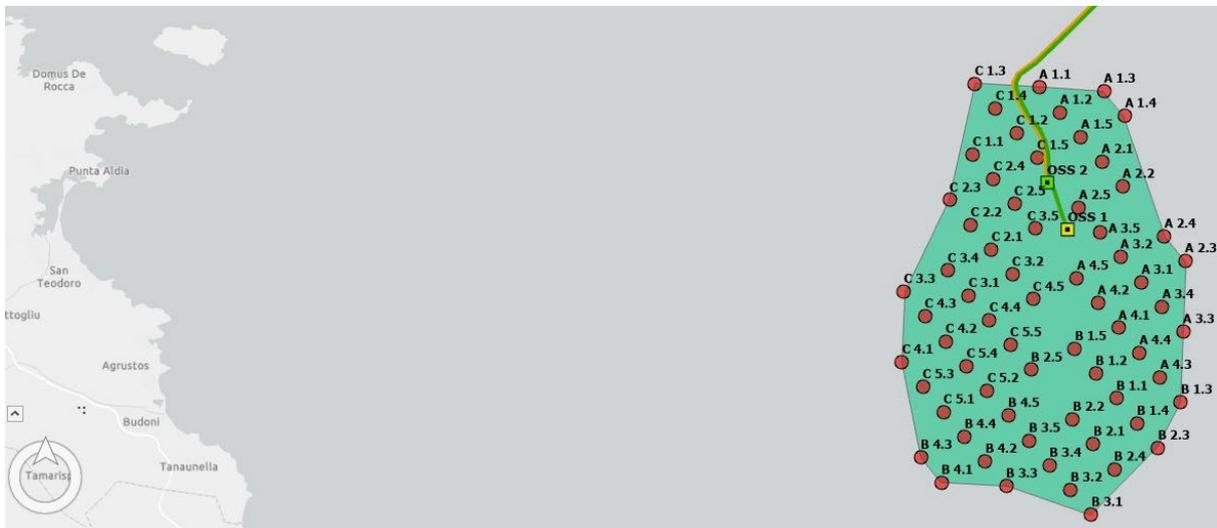


Figura 1:1: Vista installazioni marine del parco Tibula Energia

2 DESCRIZIONE DEL PROGETTO

2.1 GENERALITÀ

L'OWF in analisi è suddivisa in n. 3 sezioni:

- ✓ Tibula Energia A e B (N° 40 WTG sottese alla SSE galleggiante OSS1);
- ✓ Tibula Energia C (N° 25 WTG sottese alla SSE galleggiante OSS2).

Questa area di interesse si trova nella costa nord-occidentale dell'isola di Sardegna, centrata approssimativamente in corrispondenza delle coordinate 41.207°N, 9.744°E.

La piattaforma insulare in quest'area è relativamente ampia, con una distanza media tra la costa e l'isobata di 1000 m compresa tra 25 e 50 km. Diversi canyon sottomarini tagliano questa piattaforma in corrispondenza delle isobate a 100 m, aumentando rapidamente la profondità, quindi si è previsto di studiare adeguatamente la batimetria, generalmente requisito rilevante per questo tipo di progetti, per la definizione del layout delle turbine.

Nella fascia compresa tra 8 e 30 km di distanza dalla costa le profondità variano tra 80 e ben oltre 1000 m.

La costruzione di questi impianti permetterebbe di garantire un surplus di produzione elettrica da fonte rinnovabile, contribuendo al raggiungimento degli obiettivi del Piano Nazionale Integrato per l'Energia e per il Clima (PNIEC) e del Piano Nazionale di Ripresa e Resilienza (PNRR) nell'ambito della de-carbonizzazione, crescita delle energie rinnovabili ed efficienza energetica.

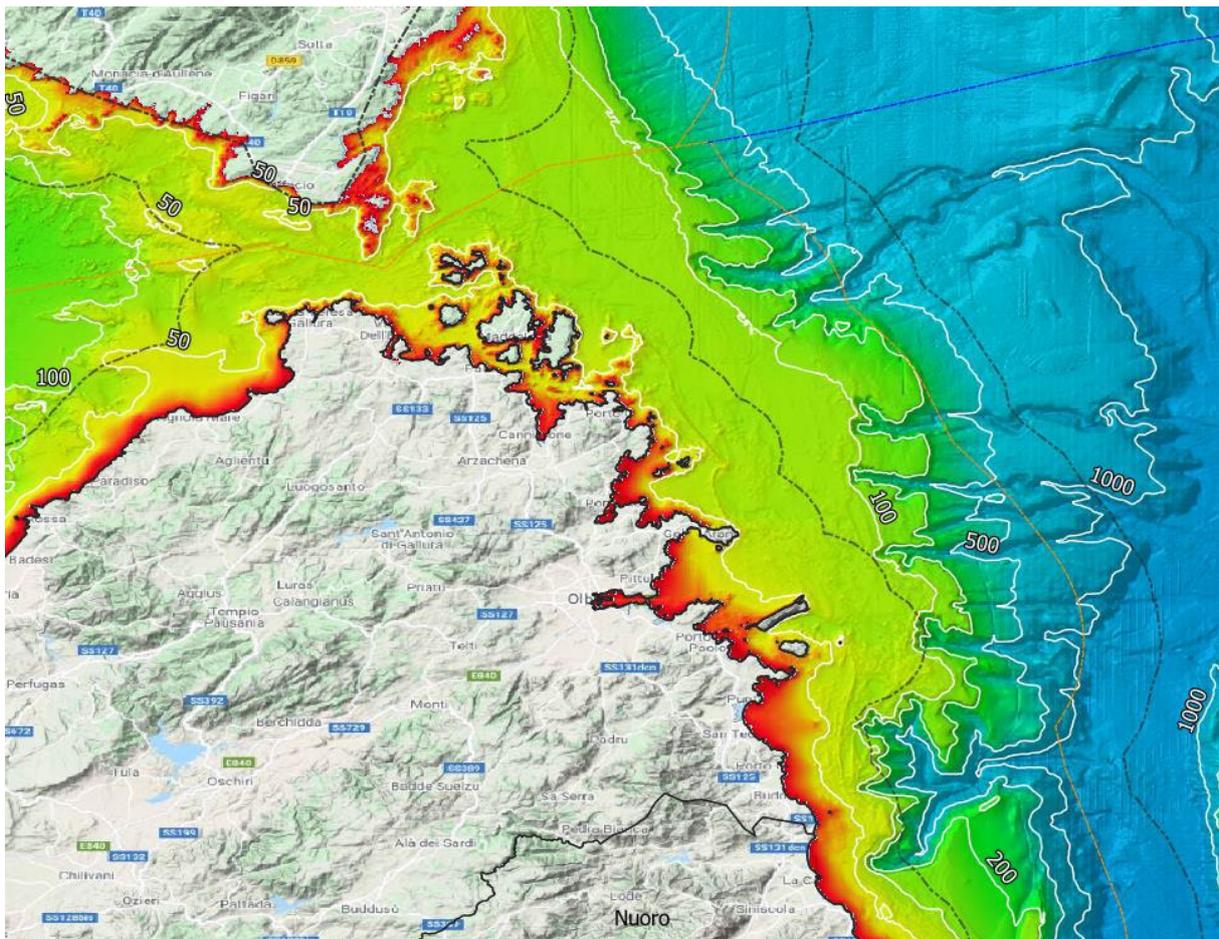


Figura 2:1: Batimetria nel Nordest della Sardegna. Fonte: EMODnet

2.2 INQUADRAMENTO ELETTRICO

In Sardegna Terna gestisce 4.323 km di elettrodotti in alta e altissima tensione e 25 cabine elettriche.

La Sardegna è collegata elettricamente alla terraferma da due cavi sottomarini: SAPEI (1000 MVA, Sardegna-Penisola Italiana) e SACOI (300 MVA, Sardegna-Corsica-Italia). Un ulteriore collegamento in corrente alternata, denominato SARCO, collega la Sardegna e la Corsica. La Sardegna esporta un terzo della propria energia (2.749 GWh) in Corsica e nelle regioni dell'Italia continentale per soddisfare la propria domanda di energia elettrica.

La Sardegna è attraversata da un'unica linea a 380kV (il cui tratto più lungo è di circa 155 km) che collega il nord Sardegna (Stazione di Fiume Santo) alla zona industriale di Cagliari (dove si trova anche il polo produttivo Sarlux) e consente il transito di importanti flussi energetici tra il nord e il sud dell'isola.

Il nordest della Sardegna ha una connessione alla rete limitata, e l'unica rete di trasmissione disponibile è la stazione di Santa Teresa, che si collega alla linea a 220 kV proveniente da Viddalba con una linea a 150 kV che copre la costa orientale. Questa stazione dista circa 40 km da Olbia.

La linea 150 kV proveniente da Santa Teresa è collegata anche alle stazioni secondarie di Palau, Arzachena (6 km dalla costa) e Olbia (4 km dalla costa), tutte gestite dal distributore ENEL.

La potenza totale installata in Sardegna è di circa 5.000 MW. La principale fonte di alimentazione degli impianti termoelettrici è il carbone (quasi la metà), seguito da gas, diesel e olio combustibile.

La principale produzione del nord Sardegna è data dalla centrale di Fiume Santo, con una potenza installata di circa 600 MW, alimentata a carbone. La stazione 380kV di Fiume Santo (SS) riceve l'energia prodotta da questa centrale. La capacità di questa rete di distribuzione e delle loro sottostazioni non può essere consultata da fonti di informazione pubbliche, quindi la fattibilità di questo collegamento dovrebbe essere analizzata da ulteriori studi.

Preliminarmente si considera come punto di connessione alla RTN la sottostazione di Olbia, attualmente a 150 kV ed oggetto di futuri adeguanti e rinforzi che consentiranno il passaggio al livello 380 kV.

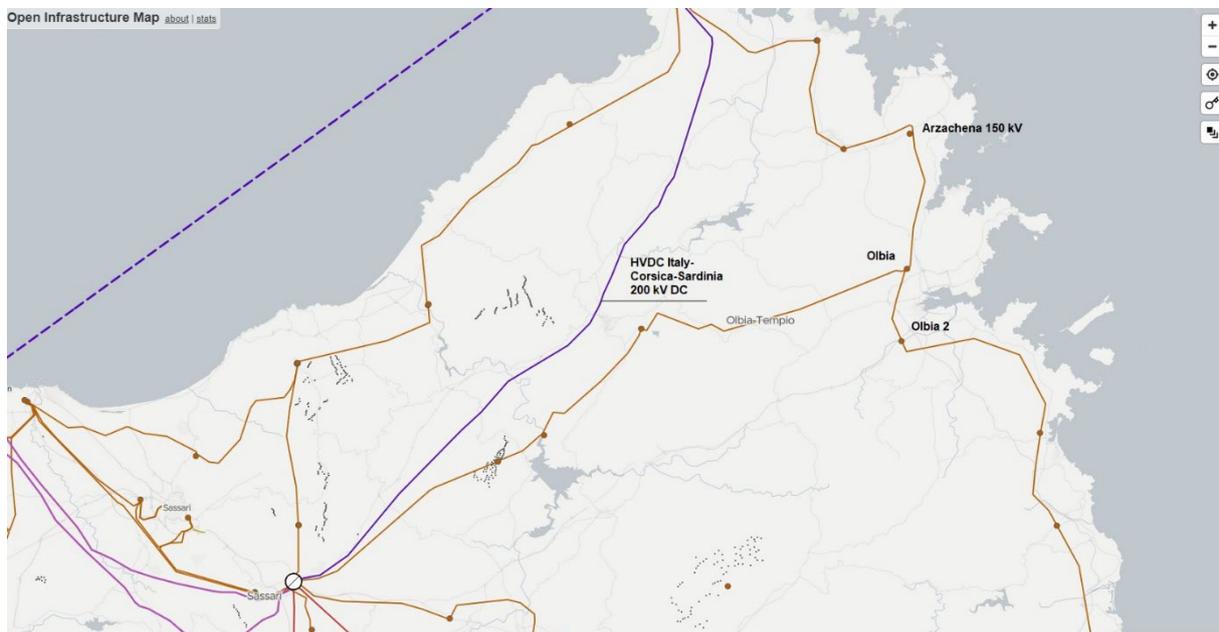


Figura 2:2: Schema Linee esistenti in AT dell'area Sardegna Nord [Fonte: Open Infrastructure Map]

2.3 POSIZIONAMENTO DELLE TURBINE

Nelle Tabelle 2:1, 2:2 e nella successiva Figura 2:2 è presentata la lista delle posizioni degli aerogeneratori, categorizzati in funzione della sezione di appartenenza (A, B, C) e della stringa di locazione (per esempio 1.2 = OWG n.2 nella stringa n.1). Nella Tabella 2:3 è esposta la lista delle posizioni delle due sottostazioni offshore.

Tabella 2:1: Coordinate OWG Olbia Tibula Energia A e B

Sezioni Tibula Energia A e B + N. Turbina	Coordinate	
	Latitudine (° N)	Longitudine (° E)
A 1.1	40.8496141	10.0925704
A 1.2	40.8388459	10.1015717
A 1.3	40.8479579	10.1204797
A 1.4	40.8371875	10.1294763
A 1.5	40.828077	10.1105702
A 2.1	40.8173074	10.1195657
A 2.2	40.8065371	10.1285584
A 2.3	40.7742221	10.1555192
A 2.4	40.7849945	10.1465351
A 2.5	40.7974263	10.1096613
A 3.1	40.7651156	10.1366277
A 3.2	40.7758865	10.1276418
A 3.3	40.7435718	10.1545909
A 3.4	40.754344	10.1456107
A 3.5	40.7866567	10.1186529
A 4.1	40.7452357	10.1267262
A 4.2	40.7560059	10.1177413
A 4.3	40.7236934	10.1446875

Sezioni Tibula Energia A e B + N. Turbina	Coordinate	
	Latitudine (° N)	Longitudine (° E)
A 4.4	40.7344649	10.1357083
A 4.5	40.7667754	10.1087535
B 1.1	40.7145848	10.1258119
B 1.2	40.7253549	10.1168308
B 1.3	40.7129212	10.1536638
B 1.4	40.703814	10.1347901
B 1.5	40.7361243	10.1078469
B 2.1	40.6947037	10.1159215
B 2.2	40.705473	10.1069414
B 2.3	40.6930426	10.1437654
B 2.4	40.6839337	10.1248987
B 2.5	40.7270097	10.0889726
B 3.1	40.6640523	10.1150133
B 3.2	40.6748216	10.1060371
B 3.3	40.6764735	10.0781995
B 3.4	40.6855902	10.097058
B 3.5	40.6963581	10.088076
B 4.1	40.6781188	10.0503605
B 4.2	40.68724	10.0692157
B 4.3	40.6902925	10.0446397
B 4.4	40.6980058	10.060229

Sezioni Tibula Energia A e B + N. Turbina	Coordinate	
	Latitudine (° N)	Longitudine (° E)
B 4.5	40.7071253	10.0790912

Tabella 2:2: Coordinate OWG Olbia Tibula Energia C

Sezione Tibula Energia C + N. Turbina	Coordinate	
	Latitudine (° N)	Longitudine (° E)
C 1.1	40.8206125	10.0637712
C 1.2	40.8297308	10.0826689
C 1.3	40.8512637	10.0646595
C 1.4	40.8404976	10.0736656
C 1.5	40.8189633	10.0916692
C 2.1	40.7791951	10.0718823
C 2.2	40.7899611	10.0628839
C 2.3	40.8007264	10.0538827
C 2.4	40.8098464	10.0727734
C 2.5	40.7990797	10.0817727
C 3.1	40.7593095	10.0619978
C 3.2	40.7684284	10.0808778
C 3.3	40.7609512	10.0341238
C 3.4	40.7700747	10.0530005
C 3.5	40.7883123	10.0907692
C 4.1	40.7302991	10.0332516

Sezione Tibula Energia C + N. Turbina	Coordinate	
	Latitudine (° N)	Longitudine (° E)
C 4.2	40.7394229	10.0521194
C 4.3	40.7501874	10.0431231
C 4.4	40.7485436	10.0709923
C 4.5	40.7576611	10.0898703
C 5.1	40.7087709	10.0512394
C 5.2	40.7178919	10.0701034
C 5.3	40.7195354	10.0422469
C 5.4	40.7286577	10.0611129
C 5.5	40.737777	10.0799839

Tabella 2:3: Coordinate SSE Offshore Olbia Tibula Energia

Tibula Energia Stazione Elettrica Offshore	Coordinate	
	Latitudine (° N)	Longitudine (° E)
OSS 1	40.7879296	10.1047406
OSS 2	40.8083314	10.0960131

Nota. OSS 1 raccoglie le sezioni A e B; OSS 2 raccoglie la sezione C.

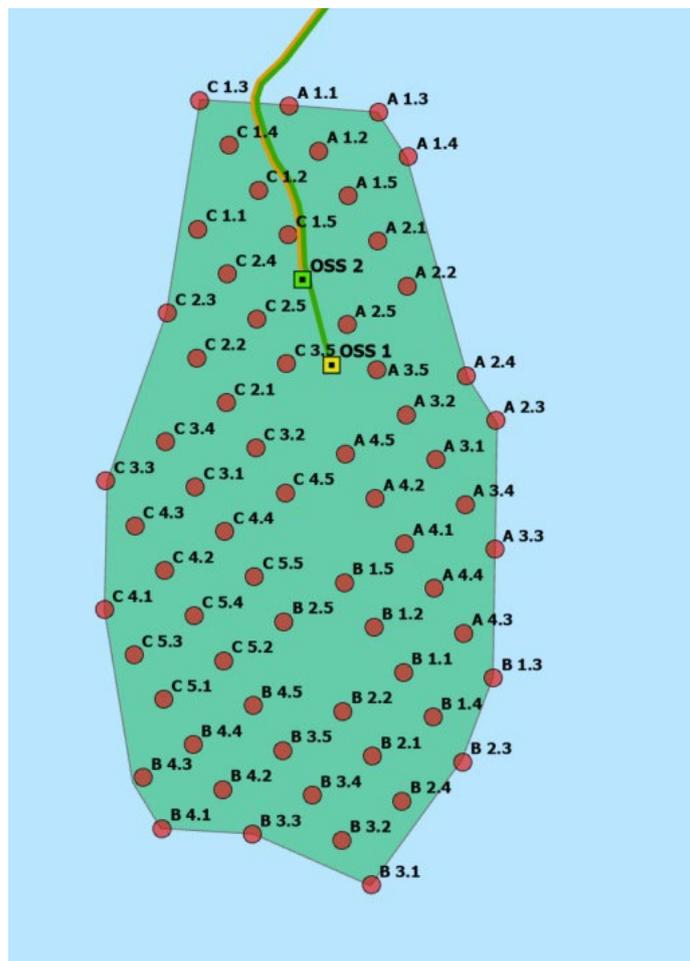


Figura 2:3: Vista delle posizioni dei singoli aerogeneratori e delle sottostazioni elettriche offshore

2.4 DATI AMBIENTALI

Il posizionamento delle sezioni del parco eolico è stato scelto in virtù di accurati studi preliminari della risorsa eolica e distanza 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.

La risorsa eolica in quest'area è buona, con una velocità media del vento di 8,57 m/s a 150 m sul livello del mare.

I venti prevalenti provengono dall'arco W-NW, principalmente per l'incanalamento dei venti occidentali attraverso le Bocche di Bonifacio.

La densità di potenza eolica a 150 m di altezza nell'area di interesse è compresa tra 750 e 980 W/m², essendo i valori di densità di potenza più elevati localizzati in prossimità delle Bocche di Bonifacio, e quindi al confine internazionale del mare territoriale.

La distanza in linea d'aria del campo eolico dalla costa della Sardegna (punto di giunzione a terra) è pari a circa 50 km.

3 DESCRIZIONE DELLE OPERE ELETTRICHE

Gli impianti sono così suddivisi:

- ✓ L'impianto Tibula Energia – sez. A è costituito da 20 aerogeneratori, suddivisi su 4 stringhe, per una potenza complessiva pari a 300 MW, il cui modello e la cui fornitura, fermo restando le caratteristiche tecniche essenziali più diffuse in ambito ingegneristico, saranno definite nel dettaglio alla luce dello stato dell'arte e della disponibilità di mercato;
- ✓ L'impianto Tibula Energia – sez. B è costituito da 20 aerogeneratori, suddivisi su 4 stringhe, per una potenza complessiva pari a 300 MW, il cui modello e la cui fornitura, fermo restando le caratteristiche tecniche essenziali più diffuse in ambito ingegneristico, saranno definite nel dettaglio alla luce dello stato dell'arte e della disponibilità di mercato;
- ✓ L'impianto Tibula Energia – sez. C è costituito da 25 aerogeneratori, suddivisi su 5 stringhe, per una potenza complessiva pari a 375 MW, il cui modello e la cui fornitura, fermo restando le caratteristiche tecniche essenziali più diffuse in ambito ingegneristico, saranno definite nel dettaglio alla luce dello stato dell'arte e della disponibilità di mercato.

La tecnologia che si è scelta di utilizzare nel presente progetto, per tutte le sezioni che lo compongono, è quella detta delle turbine eoliche galleggianti. Tale tecnologia permette di realizzare impianti distanti dalla costa su fondali profondi con impatti ambientali trascurabili. La tipologia realizzativa indicata consente il miglior sfruttamento della risorsa eolica in loghi particolarmente favorevoli altrimenti inutilizzabili a causa della profondità del fondale.

3.1 AEROGENERATORI

Come anticipato nell'incipit del Capitolo 3 fornitura e modello delle turbine saranno definite nel dettaglio, al momento della realizzazione dell'impianto, in ottemperanza a una progettazione allo stato dell'arte e in base alla disponibilità di mercato.

Per ogni sezione dell'OWF la potenza nominale di riferimento di un singolo aerogeneratore è di 15 MW.

Ogni turbina eolica è costituita da una torre, una navicella e un rotore a tre pale, sorretti da una fondazione galleggiante. Ogni fondazione galleggiante è fissata al fondo del mare attraverso ancore collegate da linee di ormeggio.

La navicella contiene elementi strutturali (telaio, giunto rotore, cuscinetti), componenti elettromeccanici (generatore, blocco convertitore, sistema di orientamento del vento, 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.

Le turbine eoliche sono in genere configurate per iniziare a funzionare a partire da circa 3 m/s di vento e per arrestarsi automaticamente quando il vento supera i 25 m/s.

Gli aerogeneratori e gli equipaggiamenti elettro-meccanici ad essi afferenti rispetteranno i requisiti tecnici imposti dalle specifiche e dalle normative internazionali in vigore al momento della realizzazione del parco, relativamente alla 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.

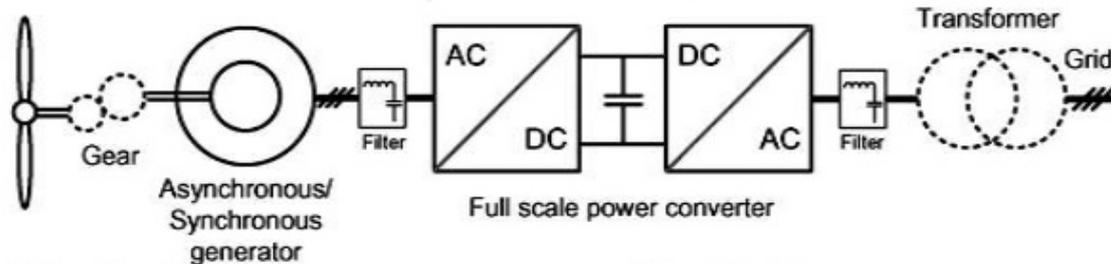


Figura 3:1: Schema del sistema elettrico generatore-convertitore

3.1.2 Configurazione generale

Lo schema riportato in Figura 3:2, e maggiormente approfondito dal punto di vista elettrico nel doc. P0025305-6-SAN-M20, analogamente per tutte le sezioni del parco, mostra la configurazione complessiva di una stringa, che prevede il raggruppamento di 5 WTG. Per semplicità si riporta lo schema della configurazione tipica da 5 turbine.,

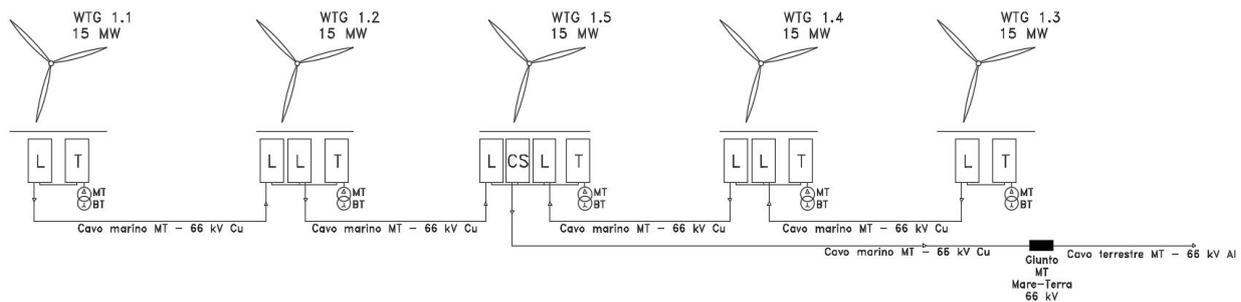


Figura 3:2: Schema configurazione generale stringa da 5 WTG

Ogni stringa ha una turbina “centro-stella” cui afferiscono due linee radiali, ciascuna proveniente da un ramo formato da due torri collegate in configurazione entra-esce. Dalle turbine “centro-stella” partono i collegamenti verso la sottostazione elettrica offshore dove è previsto il primo livello di innalzamento della tensione e da quest'ultima parte il collegamento verso la terraferma. In prossimità della costa i cavi sottomarini possono essere giuntiati con omologhi terrestri, che sono meno costosi.

La tensione per il funzionamento del sistema di alta tensione marino di connessione tra le stringhe è stata scelta pari a 66kV, mentre quella a valle delle OSS è stata scelta pari a 220 kV. Le sezioni orientative e le tipologie dei conduttori sono riportate in seguito nella trattazione e nelle relative tavole, analogamente per ogni sezione del campo, cui si rimanda.

Lo schema unifilare presentato nel doc. P0025305-6-SAN-M18, analogamente per ogni sezione del campo mostra la configurazione complessiva del sistema di trasporto e connessione alla RTN. Nella particella di approdo è presente la stazione di sezionamento e protezione (con tecnologia compatta GIS) della linea marina a 220 kV proveniente dalle sottostazioni offshore. Successivamente è prevista una linea a 220kV, ipotizzata preliminarmente interrata, che trasporta l'energia passante a una sottostazione elettrica in prossimità del nodo a 380kV di Terna S.p.A., denominata SE Lato Connessione, che prevede l'elevazione di tensione 220/380kV tramite autotrasformatori e definisce infine il punto di consegna verso la RTN entro la pertinenza dell'Utente.

Allo scopo, per ogni OSS, sono stati considerati due TR, per un totale di 4 unità, ciascuno dei quali è collegato:

- ✓ Da lato a 66 kV a un montante cui afferiscono le linee provenienti dalle stringhe;
- ✓ Da lato 220 kV a un montante da cui partono le linee AT di collegamento verso terra.

Inoltre, è stata considerata una linea interrata a 220kV di lunghezza pari a circa 17 km: tale linea è stata progettata cercando di permettere una posa sulle principali direttrici pubbliche, limitando il passaggio all'interno di proprietà private e all'interno di centri abitati dall'elevato valore architettonico. Eventuali variazioni che potranno essere prese in considerazione dovranno essere concordate direttamente con il fornitore dei cavi.

Alla fine della linea a 220kV è prevista una sottostazione di elevazione con n. 4 autotrasformatori 220/380kV, ciascuno collegato:

- ✓ Da lato 220kV a un montante AT cui afferiscono le linee provenienti dalla Stazione di sezionamento Lato Mare;
- ✓ Da lato 380kV un montante a AT da cui parte il raccordo di collegamento tra la SE Lato Connessione e il nodo a 380kV di Terna S.p.A.

3.1.3 Calcolo preliminare delle correnti

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

$$I_{n,gen,k} = \frac{P_{n,gen}}{\sqrt{3} \cdot V_n \cdot \cos \varphi_{gen}} = \frac{15 \cdot 10^6}{\sqrt{3} \cdot (66 \cdot 10^3) \cdot 0,99} \cong 132,6 \text{ A} \cong 133 \text{ A}$$

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 una stringa *m-esima*, formata da 5 generatori, per le sezioni A e B vale quindi:

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

in cui *k* è il numero di generatori sulla stringa *m-esima*.

La corrente passante per ogni cavo di trasmissione verso terra, al livello di tensione 66 kV, sommando tutti le WTG associate alla stringa di appartenenza vale:

Tabella 3:1: Corrente preliminare in uscita da ogni stringa dei sottocampi

Sezioni Tibula Energia	N. di stringhe	Corrente di stringa (A)
A e B	2 x 4 (da 5 WTG)	665
C	5 (da 5 WTG)	665

NOTA:

Il valore di corrente sopra esposto è da intendersi come il limite superiore ottenibile dalla singola stringa di ogni sezione del parco. 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

3.1.4.1 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 relais 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 e 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 alcuni relè tradizionali che saranno comunque installati sugli scomparti AT a protezione delle funzioni più significative, quali:

- ✓ Interruttori a corrente differenziale;
- ✓ Sezionatori a corrente verso terra;
- ✓ Sezionatori a primo guasto a terra per le parti esercite a neutro isolato, etc.

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.

3.1.4.2 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;
- ✓ 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.

3.1.4.3 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).

3.1.4.4 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".

3.1.4.5 Protezione dalla corrosione

Le parti esterne della turbina dovranno essere protette dalla corrosione e dagli agenti atmosferici grazie a uno speciale rivestimento su più strati, che soddisfi i requisiti della norma DIN EN ISO 12944 e in conformità alla Direttiva 2004/42/CE del 21/04/04 sulla riduzione delle emissioni di composti organici volatili dovuta all'uso di solventi organici.

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, per il dimensionamento dei sistemi di protezione, sarà in accordo alle seguenti norme:

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

3.1.5.1 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.

3.1.5.2 Documentazione tecnica

L'opera dovrà essere corredata 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.

Tale documentazione dovrà essere eventualmente integrata e sviluppata nelle fasi successive di progetto e in accordo con le normative e regolamenti vigenti.

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.

In particolare, per quanto riguarda la navigazione marittima sono applicabili alla marcatura dei parchi eolici in mare 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 sezioni: Tibula Energia A e B formati ciascuno da 4 stringhe di 5 aerogeneratori, Tibula Energia C formato da 5 stringhe con 5 aerogeneratori ciascuna, per un totale di 65 aerogeneratori.

Per ogni stringa di ogni sezione è prevista la partenza del cavo di trasmissione marino a 66 kV diretto verso una delle due sottostazioni elettriche offshore previste. Su queste sottostazioni è previsto l'innalzamento del livello di tensione da 66 kV a 220 kV.



Figura 3:3: Vista del tracciato preliminare del cavo marino

3.2.1 Configurazione di posa del cavo marino di trasmissione verso terra

Dato il sistema di posa dei cavi, il quale ha un range di precisione del posizionamento sul fondale di alcuni metri, in accordo con la linea guida "Offshore Wind Submarine Cable Spacing Guidance" approvata dall'ente TÜV SÜD e l'attuale pratica ingegneristica si è valutata un'inter-distanza tra i singoli cavi pari a 50 m con approccio conservativo. L'inviluppo del corridoio comprendente tutti i cavi di trasmissione verso terra tra le sottostazioni elettriche offshore e il punto di giunzione a terra ha una larghezza pari a 150 m e una lunghezza di circa 80 km dal punto ipotizzato per la convergenza dei cavi di trasmissione in arrivo da ogni OSS.

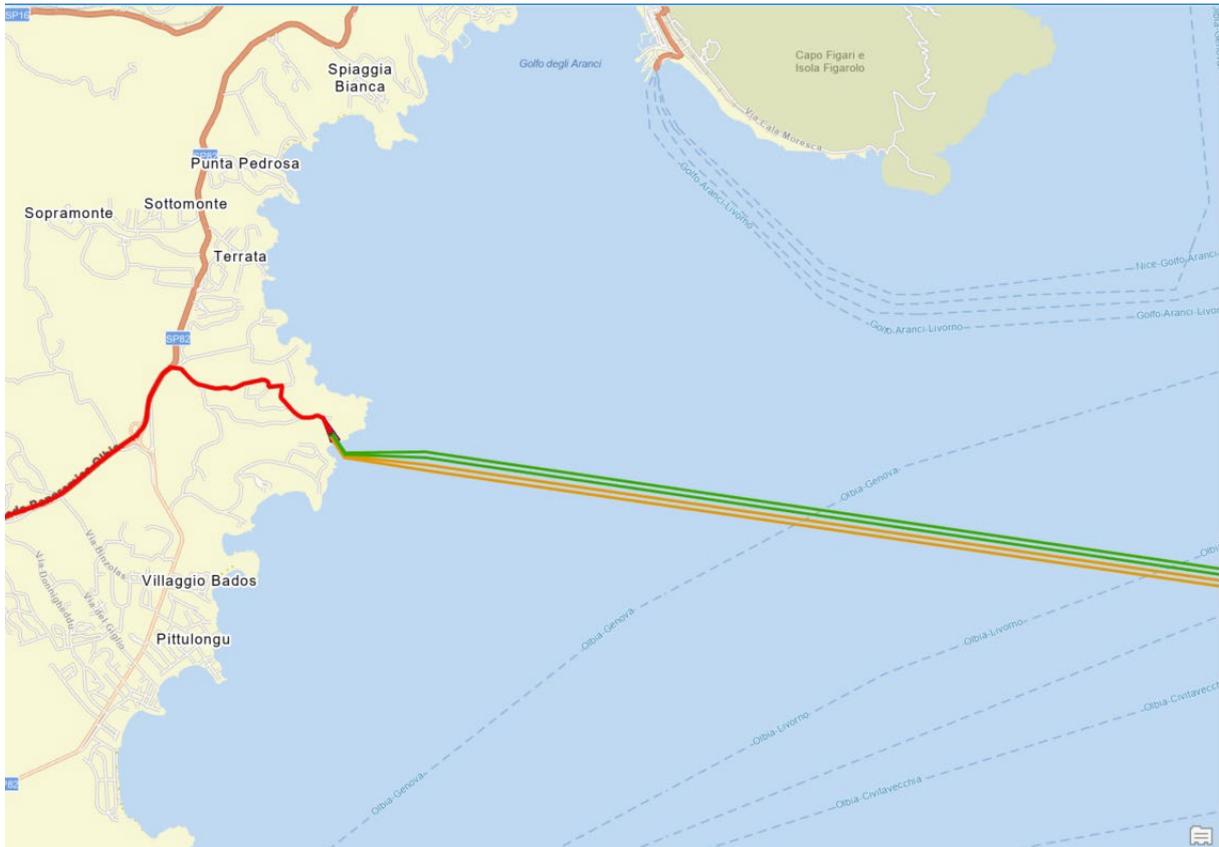


Figura 3:4: Vista del corridoio dei cavi marini 220 kV

La scelta della traiettoria del corridoio si è basata sulla valutazione delle aree di importanza ambientale.

L'approccio alla costa sarà caratterizzato da una convergenza graduale dei cavi da una distanza di 2km fino a 1km dalla costa raggiungendo una inter-distanza limite pari a 10m, seguendo sempre un approccio conservativo.

3.2.1.1 Approccio alla costa

La conformazione della costa e i materiali della quale è composta hanno comportato la definizione di una soluzione che semplificasse l'approccio sulla terraferma verso il punto di giunzione. Si prevede l'utilizzo della tecnica di perforazione controllata (HDD – Horizontal Directional Drilling) indicativamente per l'ultimo km di corridoio.

Il diametro della perforazione dovrà essere in seguito analizzato e tale da poter garantire un adeguato spazio vitale per il cavo, consentendone il passaggio e la successiva adeguata areazione una volta in funzionamento in condizioni di normale esercizio.

3.2.1.2 Punto di giunzione terrestre

In accordo sempre con la linea guida “Offshore Wind Submarine Cable Spacing Guidance” approvata dall’ente TÜV SÜD 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 una vasca interrata, generalmente in cemento, avente dimensione media per ogni cavo pari a circa (10x2x1,5)m, portando a una larghezza complessiva valutata per il sito di Tibula Energia pari a 50m.

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.

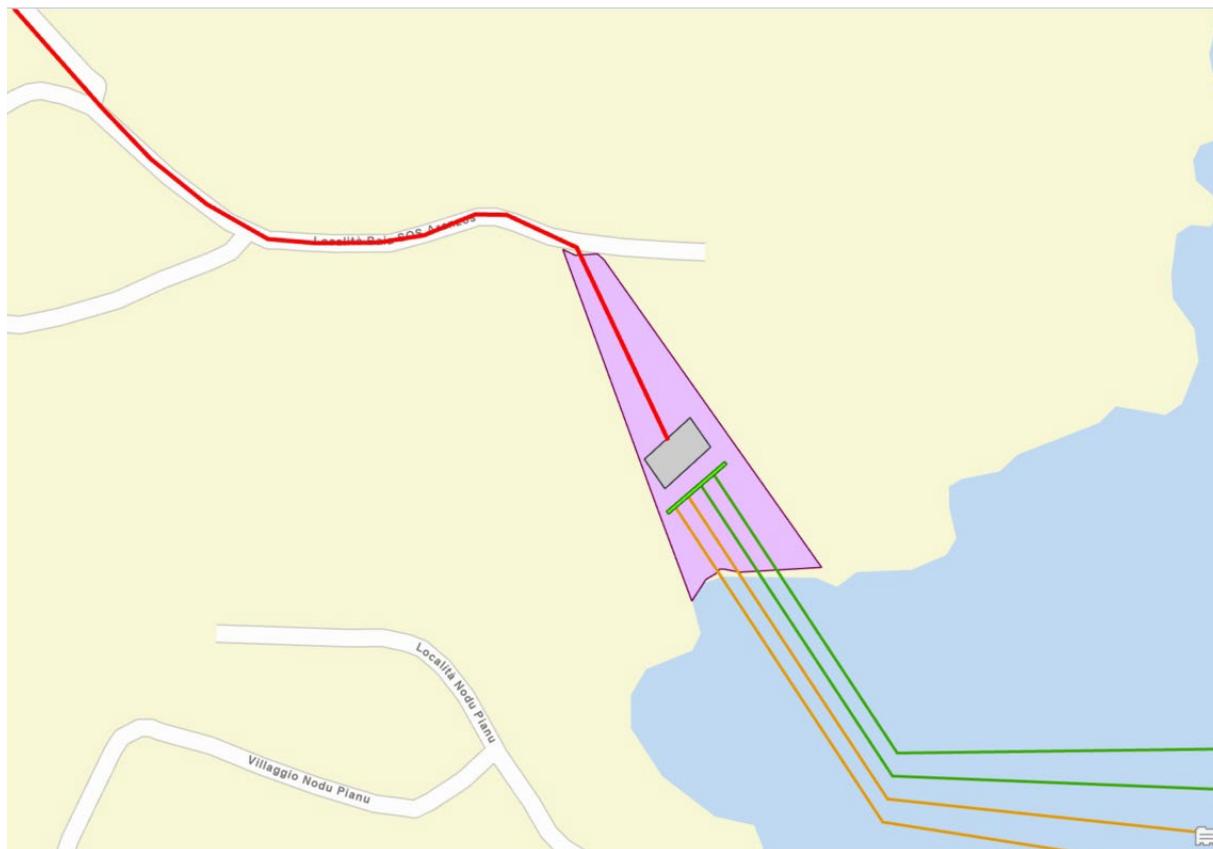


Figura 3:5: Dettaglio della vista dell’approccio alla costa e punto di giunzione

3.2.2 Lista delle connessioni elettriche

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

Tratta	Sezione Cavo [mm ²]	Materiale	Tensione [kV]	Portata Nominale [A]
Tibula Energia A				
A 1.1 - A 1.2	1x3x120	Cu	66	340
A 1.2 - A 1.5	1x3x120	Cu	66	340
A 1.3 - A 1.4	1x3x120	Cu	66	340
A 1.4 - A 1.5	1x3x120	Cu	66	340
A 1.5 – OSS 1	1x3x800	Cu	66	775
A 2.1 - A 2.2	1x3x120	Cu	66	340
A 2.2 - A 2.5	1x3x120	Cu	66	340
A 2.3 - A 2.4	1x3x120	Cu	66	340
A 2.4 - A 2.5	1x3x120	Cu	66	340
A 2.5 – OSS 1	1x3x800	Cu	66	775
A 3.1 - A 3.2	1x3x120	Cu	66	340
A 3.2 - A 3.5	1x3x120	Cu	66	340
A 3.3 - A 3.4	1x3x120	Cu	66	340
A 3.4 - A 3.5	1x3x120	Cu	66	340
A 3.5 – OSS 1	1x3x800	Cu	66	775
A 4.1 - A 4.2	1x3x120	Cu	66	340
A 4.2 - A 4.5	1x3x120	Cu	66	340
A 4.3 - A 4.4	1x3x120	Cu	66	340
A 4.4 - A 4.5	1x3x120	Cu	66	340
A 4.5 – OSS 1	1x3x800	Cu	66	775
OSS 1 – Punto di giunzione	1x3x800	Cu	220	825
Punto di giunzione – Stazione di sezionamento	3x1x1200 (configurazione a trifoglio)	Al	220	800

Tratta	Sezione Cavo [mm ²]	Materiale	Tensione [kV]	Portata Nominale [A]
Stazione di sezionamento – SE Lato Consegna	3x1x1200 (configurazione a trifoglio)	Al	220	800
Tibula Energia B				
B 1.1 - B 1.2	1x3x120	Cu	66	340
B 1.2 - B 1.5	1x3x120	Cu	66	340
B 1.3 - B 1.4	1x3x120	Cu	66	340
B 1.4 - B 1.5	1x3x120	Cu	66	340
B 1.5 – OSS 2	1x3x800	Cu	66	775
B 2.1 - B 2.2	1x3x120	Cu	66	340
B 2.2 - B 2.5	1x3x120	Cu	66	340
B 2.3 - B 2.4	1x3x120	Cu	66	340
B 2.4 – B 2.5	1x3x120	Cu	66	340
B 2.5 – OSS 2	1x3x800	Cu	66	775
B 3.1 - B 3.2	1x3x120	Cu	66	340
B 3.2 - B 3.5	1x3x120	Cu	66	340
B 3.3 - B 3.4	1x3x120	Cu	66	340
B 3.4 - B 3.5	1x3x120	Cu	66	340
B 3.5 – OSS 2	1x3x800	Cu	66	775
B 4.1 - B 4.2	1x3x120	Cu	66	340
B 4.2 - B 4.5	1x3x120	Cu	66	340
B 4.3 - B 4.4	1x3x120	Cu	66	340
B 4.4 - B 4.5	1x3x120	Cu	66	340
B 4.5 – OSS 2	1x3x800	Cu	66	775
B 5.1 - B 5.2	1x3x120	Cu	66	340
B 5.2 - B 5.5	1x3x120	Cu	66	340
B 5.3 - B 5.4	1x3x120	Cu	66	340

Tratta	Sezione Cavo [mm ²]	Materiale	Tensione [kV]	Portata Nominale [A]
B 5.4 - B 5.5	1x3x120	Cu	66	340
B 4.5 – OSS 1	1x3x800	Cu	66	775
OSS 1 – Punto di giunzione	1x3x800	Cu	220	825
Punto di giunzione – Stazione di sezionamento	3x1x1200 (configurazione a trifoglio)	Al	220	800
Stazione di sezionamento – SE Lato Consegna	3x1x1200 (configurazione a trifoglio)	Al	220	800
Tibula Energia C				
C 1.1 - C 1.2	1x3x120	Cu	66	340
C 1.2 - C 1.5	1x3x120	Cu	66	340
C 1.3 - C 1.4	1x3x120	Cu	66	340
C 1.4 - C 1.5	1x3x120	Cu	66	340
C 1.5 – OSS 2	1x3x800	Cu	66	775
C 2.1 - C 2.2	1x3x120	Cu	66	340
C 2.2 - C 2.5	1x3x120	Cu	66	340
C 2.3 - C 2.4	1x3x120	Cu	66	340
C 2.4 - C 2.5	1x3x120	Cu	66	340
C 2.5 – OSS 2	1x3x800	Cu	66	775
C 3.1 - C 3.2	1x3x120	Cu	66	340
C 3.2 - C 3.5	1x3x120	Cu	66	340
C 3.3 - C 3.4	1x3x120	Cu	66	340
C 3.4 – C 3.5	1x3x120	Cu	66	340
C 3.5 – OSS 2	1x3x800	Cu	66	775
C 4.1 - C 4.2	1x3x120	Cu	66	340
C 4.2 - C 4.5	1x3x120	Cu	66	340

Tratta	Sezione Cavo [mm ²]	Materiale	Tensione [kV]	Portata Nominale [A]
C 4.3 - C 4.4	1x3x120	Cu	66	340
C 4.4 - C 4.5	1x3x120	Cu	66	340
C 4.5 – OSS 2	1x3x800	Cu	66	775
C 5.1 - C 5.2	1x3x120	Cu	66	340
C 5.2 - C 5.5	1x3x120	Cu	66	340
C 5.3 - C 5.4	1x3x120	Cu	66	340
C 5.4 - C 5.5	1x3x120	Cu	66	340
C 5.5 – OSS 2	1x3x800	Cu	66	775
OSS 2 – Punto di giunzione	2x(1x3x800)	Cu	220	775
Punto di giunzione – Stazione di sezionamento	2x(3x1x1000)	Al	220	720
Stazione di sezionamento – SE Lato Consegna	2x(3x1x1000) (configurazione a trifoglio)	Al	220	720

3.2.3 Caratteristiche del cavo marino

Le linee elettriche AT di connessione degli aerogeneratori, funzionanti a 66kV, e le linee di collegamento dal mare alla costa, funzionanti a 220 kV, saranno costituite da cavi tripolari armati – in rame o alluminio, comprensivi di fibra ottica monomodale il cui tubetto è inglobato all'interno dell'armatura del conduttore - idonei alla posa sottomarina. In prossimità della costa saranno realizzate delle giunzioni tra conduttori marini e conduttori terrestri funzionanti alla medesima tensione.

Allo stato attuale, come presentato negli schemi unifilari documentati in [1] e [5], per l'interconnessione degli aerogeneratori è prevista una linea marina in cavo a 66 kV avente sezione pari a 800 mm² con anima in rame e isolamento in EPR, mentre per il trasporto dell'energia dalla OSS fino a terra è prevista una linea marina in cavo a 220 kV avente sezione pari a 800 mm² con anima in rame e isolamento in EPR.

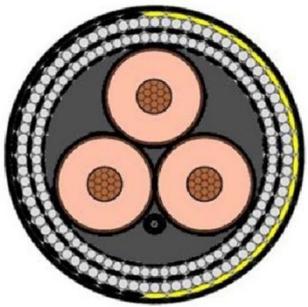
	Conduttore	Conduttori in rame o alluminio
	Schermatura condut.	Composto semi-conduttivo estruso
	Isolante	EPR
	Schermatura isolante	Composto semi-conduttivo estruso
	Schermatura	Nastro in rame su ogni singola fase
	Fibra ottica	Fino a 3 unità
	Posa	Tre nuclei posati con riempitivi estrusi
	Armatura rivestimento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

Figura 3:6: Esempio di cavo di interconnessione

3.2.3.1 Standard di posa dei cavi tra le turbine

La tecnologia utilizzata prevista allo stato attuale per la connessione tra le turbine che compongono una stringa sarà 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 darebbe maggiore libertà di assestamento nei movimenti. In Figura 3:7 rappresentiamo schematicamente le tipologie più diffuse per il tipo di applicazione oggetto della presente relazione.

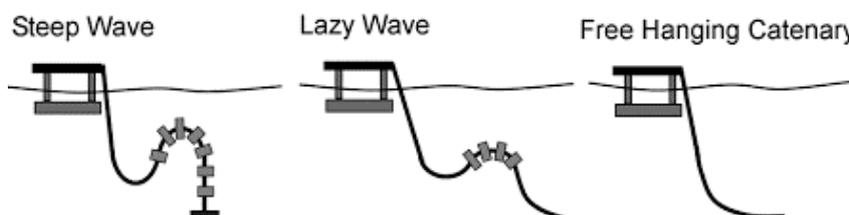


Figura 3:7: Standard di cablaggio sottomarino

3.2.4 Protezione dei cavi sottomarini

A causa delle 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 protezione dei cavi sottomarini, per le sezioni di cavo che attraversano aree che presentano scarse criticità a livello di fondale ma che possono presentarle al di sotto, potrà essere effettuata mediante posa di ogni linea mediante sistema trenchless (senza scavi di trincee) con protezione esterna, con successiva posa di una protezione fatta da massi naturali o materassi prefabbricati di materiale idoneo (cubicoli in cemento/calcestruzzo).

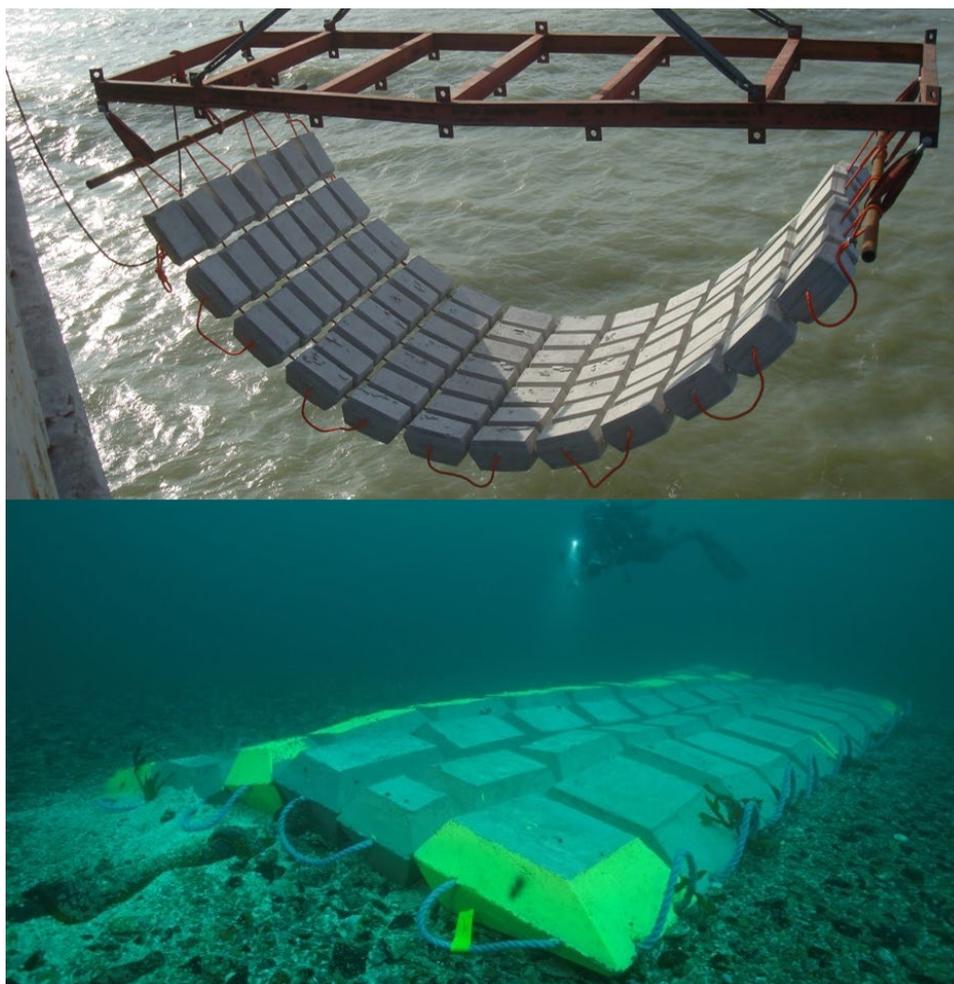


Figura 3:8: Esempio di protezione di un cavo sottomarino con cubicoli

Ove possibile, dove il fondale non presenta elevate criticità di posa o necessità di preservazione dell'ambiente esistente, dovrebbe essere utilizzata la posa del cavo in scavo mediante la tecnica del co-trenching, mostrato in Figura 3:9. Tale sistema riduce il rischio di interferenza di agenti esterni, come per esempio ancore o reti da pesca, che potrebbero danneggiarlo o trascinarlo via. Nello specifico, data la possibile presenza nelle vicinanze del parco di un'area soggetta a pesca a strascico si dovrà tener conto della necessità di minimizzare gli impatti e le interferenze per il mantenimento del corretto funzionamento del generatore eolico.

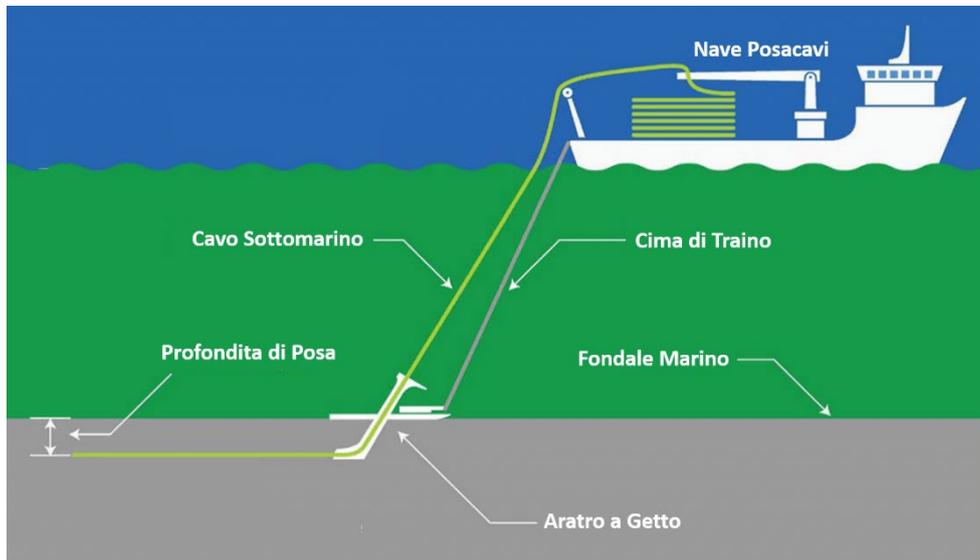


Figura 3:9: Dettaglio del metodo di stesura con co-trenching

Un'ulteriore soluzione è costituita dalla posa tramite gusci di ghisa o polimeri assemblati sul cavo, come da Figura 3:10. Questa soluzione è utile quando il cavo deve passare per fondali che presentano conformazioni irregolari o taglienti, non consentendo la posa con contatto diretto.



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

3.2.5 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 rischi (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. A seconda del tipo di protezione si procede con opportuni mezzi all'operazione di messa in opera della protezione che può essere realizzata in un secondo tempo oppure simultaneamente alla posa del cavo.



Figura 3:11: Esempio di nave posa cavo

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

3.2.6 Configurazione di posa del cavo terrestre

A valle dell'approdo dei cavidotti marini, 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 220 kV.

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

La configurazione tipica della junction pit è quella rappresentata in Figura 3:12. Si può considerare 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 almeno a 1 m 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 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 la cui configurazione di posa è mostrata nella figura sottostante. Questi cavi verranno successivamente collegati allo stallo di sezionamento citato sopra.

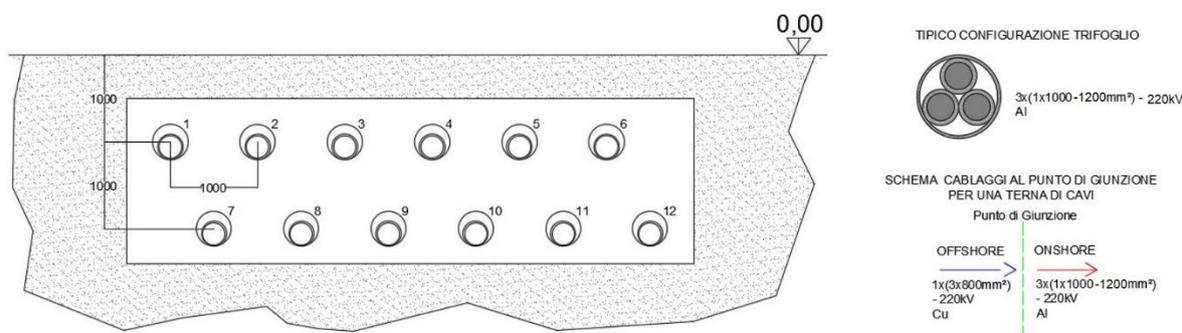


Figura 3:12: Configurazione cavi terrestri 220kV

Per lo stallo di sezionamento delle linee 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.

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

3.3 SOTTOSTAZIONE ELETTRICA OFFSHORE

Le sottostazioni offshore di trasformazione galleggianti, le cui posizioni sono indicate preliminarmente nella tabella sottostante, sono state localizzate in prossimità del perimetro del parco eolico. In dette sottostazioni avviene l'innalzamento del livello di tensione da 66 a 220kV. 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 3:1: Lista delle coordinate delle sottostazioni offshore

Tibula Energia	Coordinate	
	Stazione Elettrica Offshore	Latitudine (° N)
OSS 1	40.7879296	10.1047406
OSS 2	40.8083314	10.0960131

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

Le basi flottanti sono ormeggiate al fondale con catene, cavi d'acciaio o funi in fibra collegate 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.

Sotto sono rappresentate schematicamente le tipologie più diffuse di ancoraggio per il tipo di applicazione.

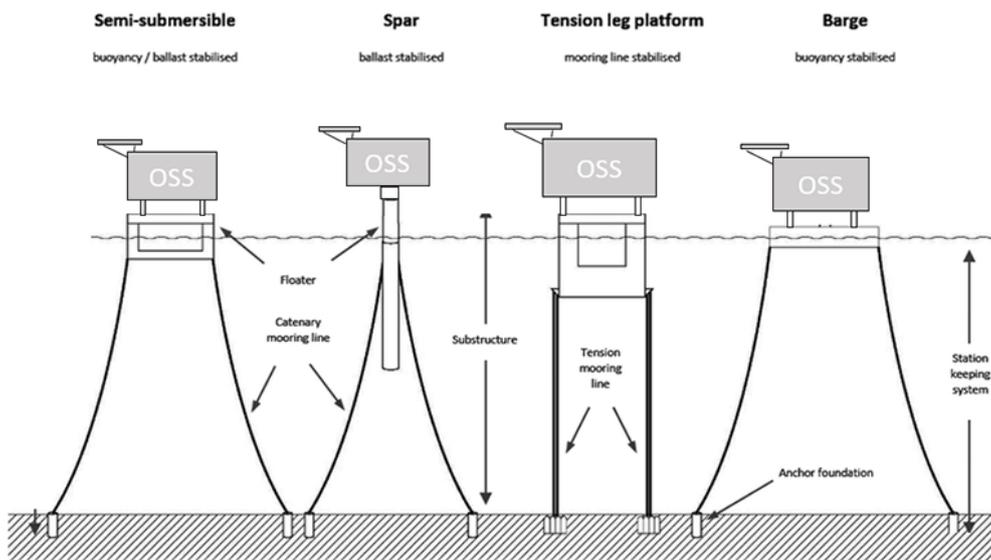


Figura 3:13: Tipici standard di ancoraggio sottomarino

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 o 5 linee a 66 kV in arrivo, 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. P0025305-6-SAN-H25.

Ogni montante è connesso ad un trasformatore con le caratteristiche preliminari elencate qui di seguito.

Tabella 3:2: 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	4	325	ONAN	220 ±10×1,25%	66	YNd11
TR2	4	325	ONAN	220 ±10×1,25%	66	YNd11
TR3	3	250	ONAN	220 ±10×1,25%	66	YNd11
TR4	2	250	ONAN	220 ±10×1,25%	66	YNd11

Dallo schema elettrico unifilare P0025305-6-SAN-H25 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.

3.5 LINEA DI CONNESSIONE A 220KV

A seguito di valutazioni preliminari è stata prevista l'installazione di una seconda stazione di trasformazione (segnata sotto in azzurro) per adeguare il livello di tensione pari a 220 kV fino ai 380 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 17 km e prevede il passaggio per le principali arterie stradali pubbliche.

Il sistema è formato da 2 coppie di terne di conduttori in alluminio (da 1000 - 1200 mm²) per ogni sezione in uscita dalla stazione 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.

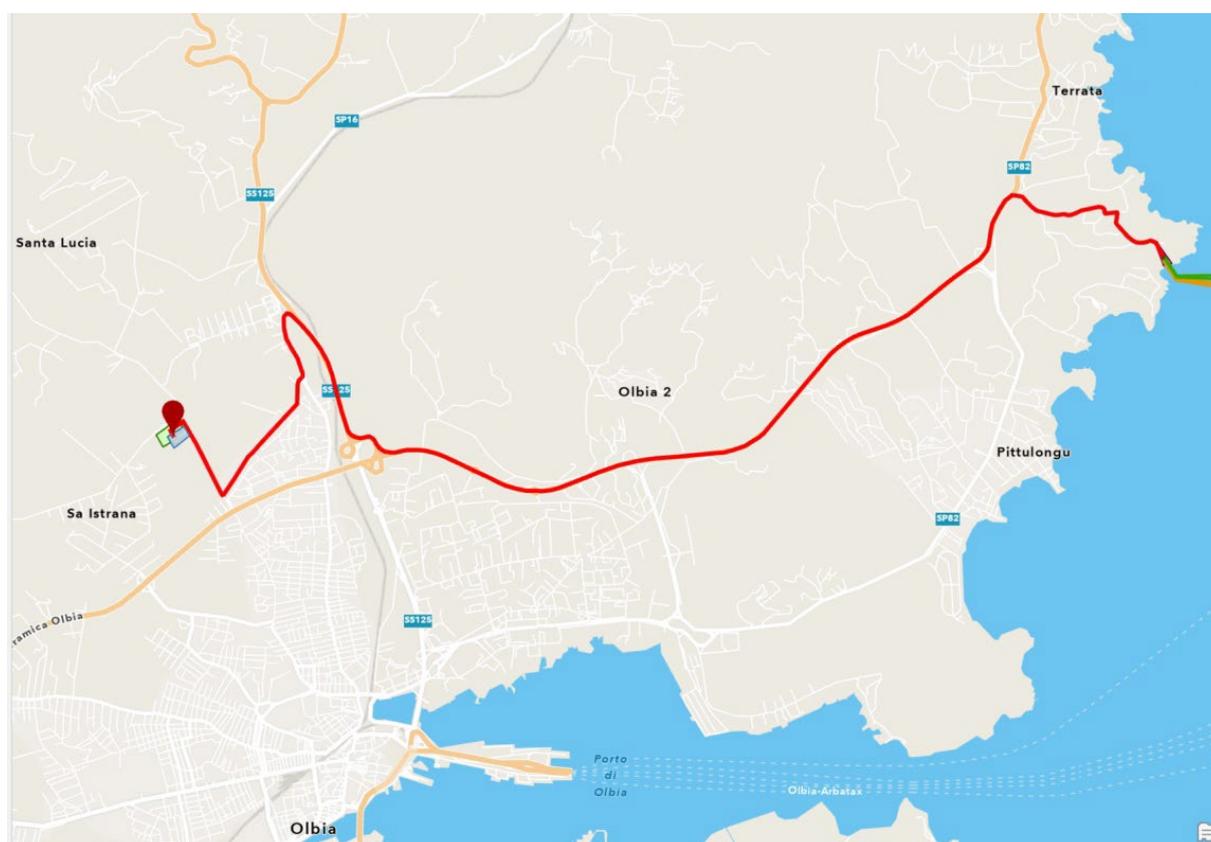


Figura 3:15: Percorso preliminare del cavidotto a 220kV

3.6 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 220kV a 380kV tramite autotrasformatori. L’area ospitante, bordata in giallo nella Figura 3:15, sarà di dimensioni tali da consentire un comodo alloggiamento dei macchinari, degli stalli a 220kV, degli edifici contenuti: 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 particella SE Lato Connessione

Comune	Provincia	Foglio	Particella
Olbia	Sassari	22A	1168

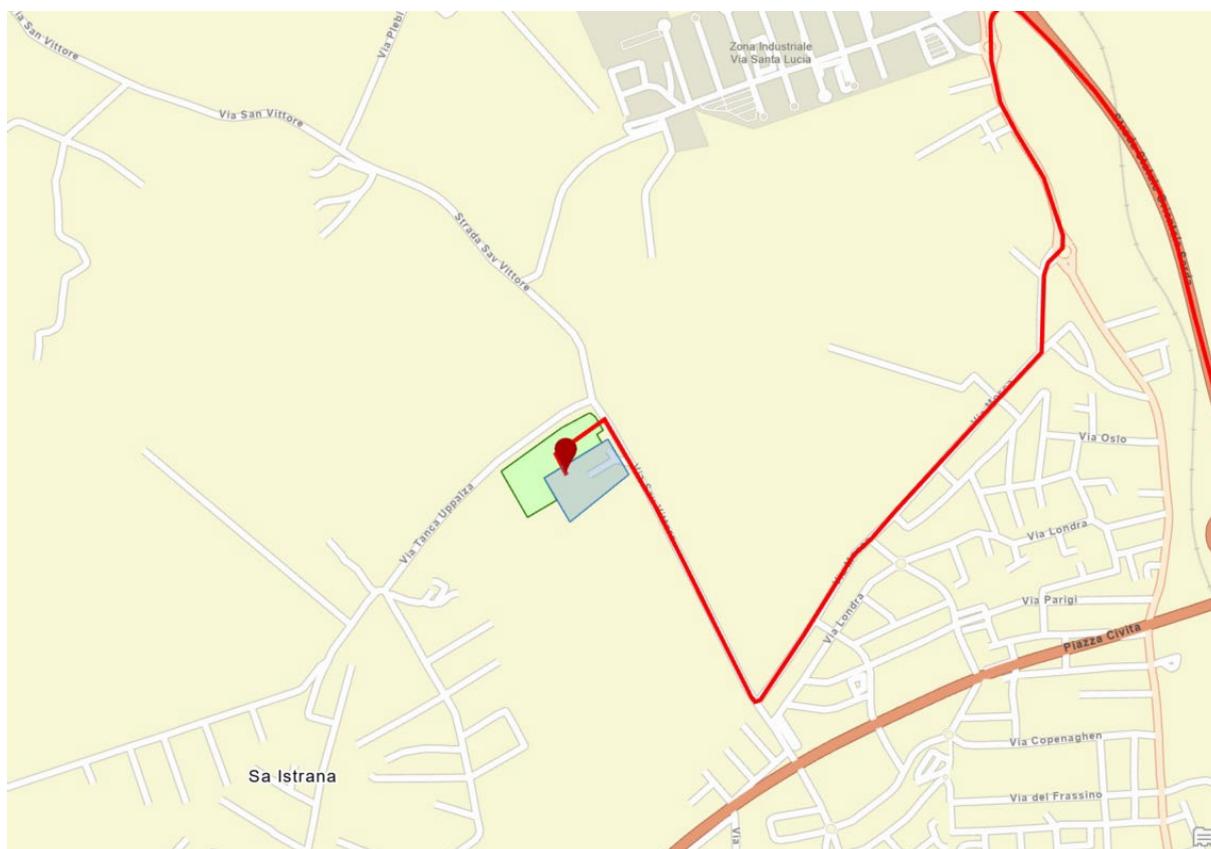


Figura 3:16: Vista della particella per la SE Lato Connessione

Dallo schema elettrico unifilare doc. P0025305-6-SAN-M18, analogamente per ogni sezione, ogni sezione è collegato alla SE Lato Connessione tramite il cavidotto a 220kV di interconnessione.

Il sistema di Tibula Energia prevede che le linee a 220 kV afferenti dalla Stazione di Sezionamento siano suddivise su un montante a 220 kV per ogni terna in arrivo dalla SE Lato Mare e che sia previsto almeno un autotrasformatore per ogni linea in ingresso.

Ognuno di questi montanti è connesso a un autotrasformatore avente caratteristiche adeguate:

Tabella 3:3: Specifiche preliminari autotrasformatori SE Lato Connessione

Autotrasformatore	Taglia (MVA)	Tipo di raffreddamento	V _{n1} (kV)	V _{n2} (kV)
ATR1	325	ONAN	380 ±10×1,25%	220
ATR2	325	ONAN	380 ±10×1,25%	220
ATR3	250	ONAN	380 ±10×1,25%	220
ATR4	250	ONAN	380 ±10×1,25%	220

Maggiori dettagli del sistema elettrico sono indicati nel doc P0025305-6-SAN-M18.

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 utilizzato, 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'interno complesso delle macchine, è di ausilio nella rispondenza alle richieste di cui all'Allegato A17 del Codice di Rete di Terna.

4.2.1 Considerazioni preliminari

4.2.1.1 TIBULA ENERGIA A, B, e C

Con riferimento ad Allegato A17 di CdR, limitatamente a quanto possibile nella presente fase di progetto preliminare, si rileva che:

- ✓ Paragrafo 6.1-sub 5: Le potenze apparenti dei TR che si prevede di installare sono già state considerate pari al 110% della P_n servita;
- ✓ Paragrafo 6.1-sub 7: 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;
- ✓ Paragrafo 8.3.1: Con potenza P_{nd} pari alla potenza massima di 300 MW si ha $Q=\pm 0,35 \cdot 300 = \pm 105,0$ MVar per la sezione A ed identicamente per la sezione B. Qualora l'impianto nella configurazione definitiva non dovesse essere in grado di ottemperare alle richieste di A17 sfruttando le sole capability P-Q delle turbine, sarà certamente considerato l'ausilio di sistemi di compensazione aggiuntivi;
- ✓ Paragrafo 8.3.1: Con potenza P_{nd} pari alla potenza massima di 375 MW si ha $Q=\pm 0,35 \cdot 375 = \pm 131,25$ MVar per la sezione C. Qualora l'impianto nella configurazione definitiva non dovesse essere in grado di ottemperare alle richieste di A17 sfruttando le sole capability P-Q delle turbine, sarà certamente considerato l'ausilio di sistemi di compensazione aggiuntivi;

Ovviamente ulteriori approfondimenti, unitamente ad un responso definitivo, sono da rinviare ad una fase progettuale maggiormente avanzata.

5 CAMPI ELETTROMAGNETICI GENERATI DAI CAVI

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

- ✓ Posa dell'elettrodotto marino in AT sul fondale e protezione con materiali compatibili con le caratteristiche locali del fondale;
- ✓ posa dell'elettrodotto terrestre in AT mediante interrimento a un'adeguata profondità.

L'emissione elettromagnetica imputabile al cavo marino potrebbe essere, per le caratteristiche fisiche di arrangemento 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 μ T, 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 μ T) come valori efficaci, per la protezione da possibili effetti a breve termine;
- ✓ Il valore di attenzione (10 μ T) e l'obiettivo di qualità (3 μ T) 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 μ T 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 arrangemento 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 μ T, è già raggiunto entro 1 m di distanza dal cavo.

Per quanto concerne invece il calcolo preliminare dell'emissione magnetica imputabile alla linea terrestre a 220 kV, la stima è stata effettuata utilizzando la formula sopra presentata, portando a una DPA pari a circa 2,5 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 μ T da intendersi come mediana dei valori nell'arco delle 24 ore nelle normali condizioni di esercizio); solo ove tale valore risulti superato, si applicheranno le disposizioni dell'art. 9 della Legge 36/2001.

REFERENZE

- [1] P0025305-6-SAN-M15 – Parco Eolico – Schema di connessione e sezioni tipiche;
- [2] P0025305-6-SAN-M16 – Parco Eolico – Tracciato e sezione del cavidotto marino;
- [3] P0025305-6-SAN-M17 – Parco Eolico – Layout e sezioni trasversali;
- [4] P0025305-6-SAN-M18 – Schema Elettrico Unifilare - Stazione Elettrica Onshore;
- [5] P0025305-6-SAN-M20 – Schema Elettrico Unifilare – Parco Eolico;
- [6] P0025305-6-SAN-M11 – Cabina di Consegna – Pianta e Sezioni;
- [7] Offshore Wind Submarine Cable Spacing Guidance - TÜV SÜD;
- [8] Piano Di Sviluppo 2021 – Terna S.p.A.

NORME E LEGGI DI RIFERIMENTO

- [9] 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;
- [10] CEI 11-32 - Impianti di produzione di energia elettrica connessi a sistemi di III categoria Appendice 6 – Normativa: impianti di produzione eolica;
- [11] CEI 14-4 - Trasformatori di potenza;
- [12] CEI 17-1 - Interruttori a corrente alternata a tensione superiore a 1000 V;
- [13] CEI 42-4 - High-voltage test techniques - Part 1: General definitions and test requirements;
- [14] CEI 42-5 - Impianti elettrici con tensione superiore a 1 kV in corrente alternata;
- [15] 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;
- [16] IEC 61400-24 - Wind turbine - sezione 24: protezione antifulmine;
- [17] IEC 62305-1 - Protezione parafulmine - paragrafo 1: generale;
- [18] ISO 12495 - Protezione catodica per strutture fisse offshore di acciaio;
- [19] EN 12495 - Protezione catodica per strutture fisse offshore di acciaio;
- [20] DNVGL-RP-B101 - Protezione catodica con rivestimenti;
- [21] TERNA – Codice di trasmissione dispacciamento, sviluppo e sicurezza della rete;
- [22] TERNA - Allegato A.17 - Centrali eoliche: Condizioni generali di connessione alle reti AT, sistemi di protezione, regolazione e controllo;
- [23] 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;



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.