



Odra Energia S.r.l.

Progetto preliminare per la realizzazione di un parco eolico offshore - Lecce – Odra Energia

Relazione Elettrica

Doc. No. P0025305-2-LCC-H12- Rev.01 - Agosto 2021

Rev.	Descrizione	Preparato da	Controllato da	Approvato da	Data
00	Revisione Interna	N.Nobile	S.Macri	S.Sadowski	23/08/2021
01	Prima Emissione	N.Nobile	O.Scala	S.Sadowski	07/12/2021

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	5
2.1 GENERALITÀ	5
2.2 INQUADRAMENTO ELETTRICO	5
2.3 POSIZIONAMENTO DELLE TURBINE	7
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 a 66kV	29
3.2.4 Protezione dei cavi sottomarini	30
3.2.5 Installazione del cavo sottomarino	32
3.2.6 Configurazione di posa del cavo terrestre	33
3.3 SOTTOSTAZIONE ELETTRICA LATO MARE	34
3.3.1 Impianti alimentazione servizi ausiliari con UPS	35
3.4 LINEA DI CONNESSIONE A 150KV	36
3.5 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 Lecce Odra Energia	7
Tabella 3:1: Corrente preliminare in uscita da ogni sezione del campo	17
Tabella 3:2: Dettaglio particella SE Lato Mare	34
Tabella 3:3: Specifiche preliminari trasformatori SE Lato Mare per sottogruppi A, B, C e D	35
Tabella 3:4: Dettaglio particella SE Lato Mare	37
Tabella 3:5: Specifiche preliminari trasformatori SE Lato Mare per sottogruppi A, B, C e D	38

LISTA DELLE FIGURE

Figura 1:1: Vista installazioni marine del parco Odra Energia	4
Figura 1:2: Vista installazioni terrestri del parco Odra Energia	4
Figura 2:1: Schema delle linee in AT della Puglia	6
Figura 2:2: Vista delle posizioni dei singoli aerogeneratori	12
Figura 3:1: Schema del sistema elettrico generatore-convertitore	15
Figura 3:2: Schema configurazione generale sottocampo	15
Figura 3:3: Vista del tracciato preliminare (involuppo cavi) del cavidotto marino	21
Figura 3:4: Vista del corridoio dei cavi marini 66kV	22
Figura 3:5: Dettaglio della vista dell'approccio alla costa e punto di giunzione	23
Figura 3:6: Esempio di cavo di collegamento a 66 kV	29
Figura 3:7: Standard di cablaggio sottomarino	29
Figura 3:8: Esempio di protezione di un cavo sottomarino con cubicoli	30
Figura 3:9: Dettaglio del metodo di stesura con co-trenching	31
Figura 3:10: Esempio di metodo di posa con gusci di protezione	31
Figura 3:11: Esempio di nave posa cavo	32
Figura 3:12: Configurazione cavi terrestri 66kV	33
Figura 3:13: Vista della particella per la SE Lato Mare	34
Figura 3:14: Percorso preliminare cavidotto a 150kV	36
Figura 3:15: Vista della particella per la SE Lato Connessione	37

ABBREVIAZIONI E ACRONIMI

AIS	Air Insulated Switchgear
AT	Alta 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	Internationa Electrotechnical Commission
LPS	Lightning Protection System
MT	Media Tensione
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 Odra 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, uno sviluppatore internazionale di progetti offshore con un'esperienza unica nella tecnologia galleggiante.

La Committente è intenzionata a realizzare un parco eolico offshore composto da 90 aerogeneratori, per una taglia totale di 1350 MW, di fronte alla costa sud-orientale della Regione Puglia, in particolare nello specchio di mare antistante la città di Tricase (LE).

Nel dettaglio la scelta di tale sito è stata effettuata tenendo conto della risorsa eolica potenzialmente disponibile, della distanza dalla costa, 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.

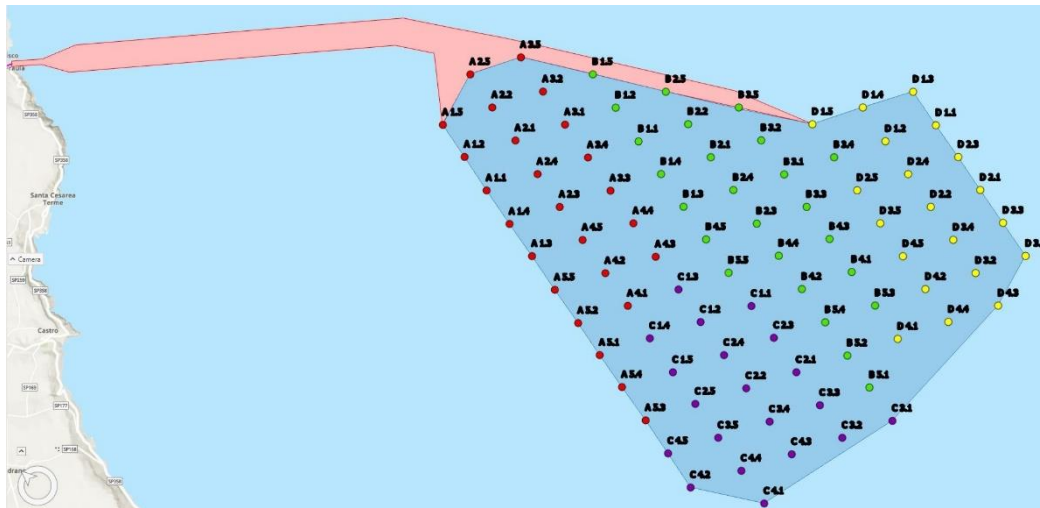


Figura 1:1: Vista installazioni marine del parco Odra Energia

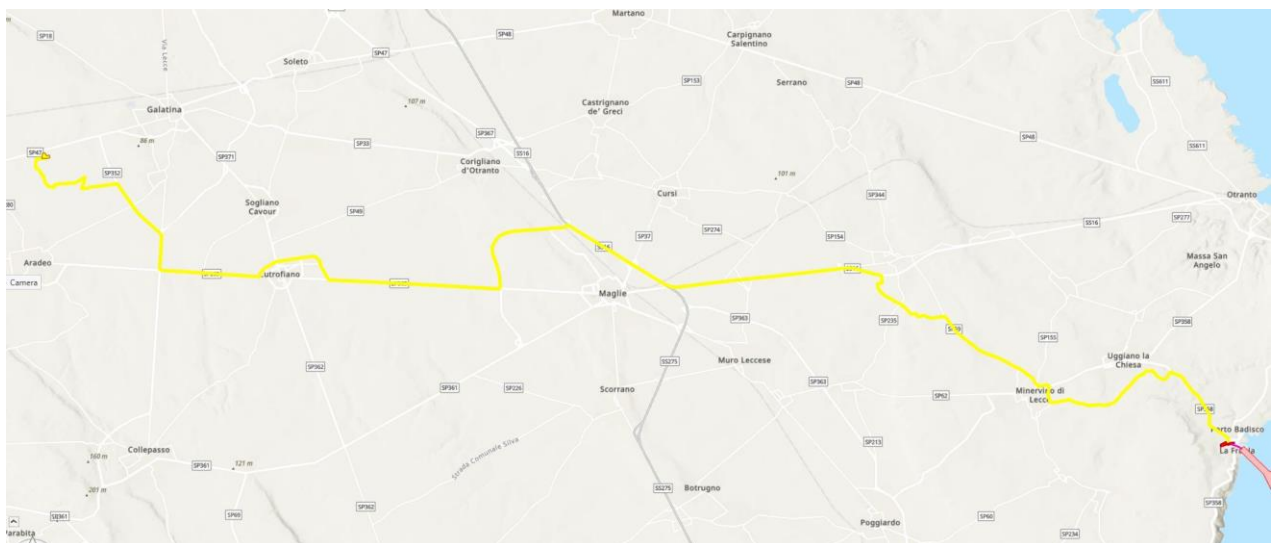


Figura 1:2: Vista installazioni terrestri del parco Odra Energia

2 DESCRIZIONE DEL PROGETTO

2.1 GENERALITÀ

L'OWF in analisi è suddivisa in n.4 sezioni:

- ✓ ODRA ENERGIA A;
- ✓ ODRA ENERGIA B;
- ✓ ODRA ENERGIA C;
- ✓ ODRA ENERGIA D;

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.

2.2 INQUADRAMENTO ELETTRICO

Il nodo di collegamento più vicino (e unico) della linea di trasmissione ad alta tensione è la sottostazione di Galatina, in cui sono collegate le linee a 380kV provenienti da Taranto e Brindisi. Questa sottostazione si trova a circa 32km della costa sud-orientale di Lecce, e da essa partono due anelli principali da 150kV che coprono le zone meridionali.

C'è anche un'altra unità a Galatina da cui parte la linea HVDC 400kV che collega in cavo sottomarino con la Grecia. L'elettrodotto Italia-Grecia è un cavo sottomarino di interconnessione elettrica funzionante in corrente continua che si estende dall'Italia alla Grecia con una potenza massima di trasmissione di 500MW ed è operativo dal 2002.

Il cavo HVDC parte da un impianto (inverter statico) della stazione elettrica di Galatina e arriva all'impianto (inverter statico inverter) della stazione greca di Arachthos, in Epiro.

Le sottostazioni più vicine alla costa sudorientale sono quelle di Diso, Tricase e Castrionano, tutte di 150kV di capacità.

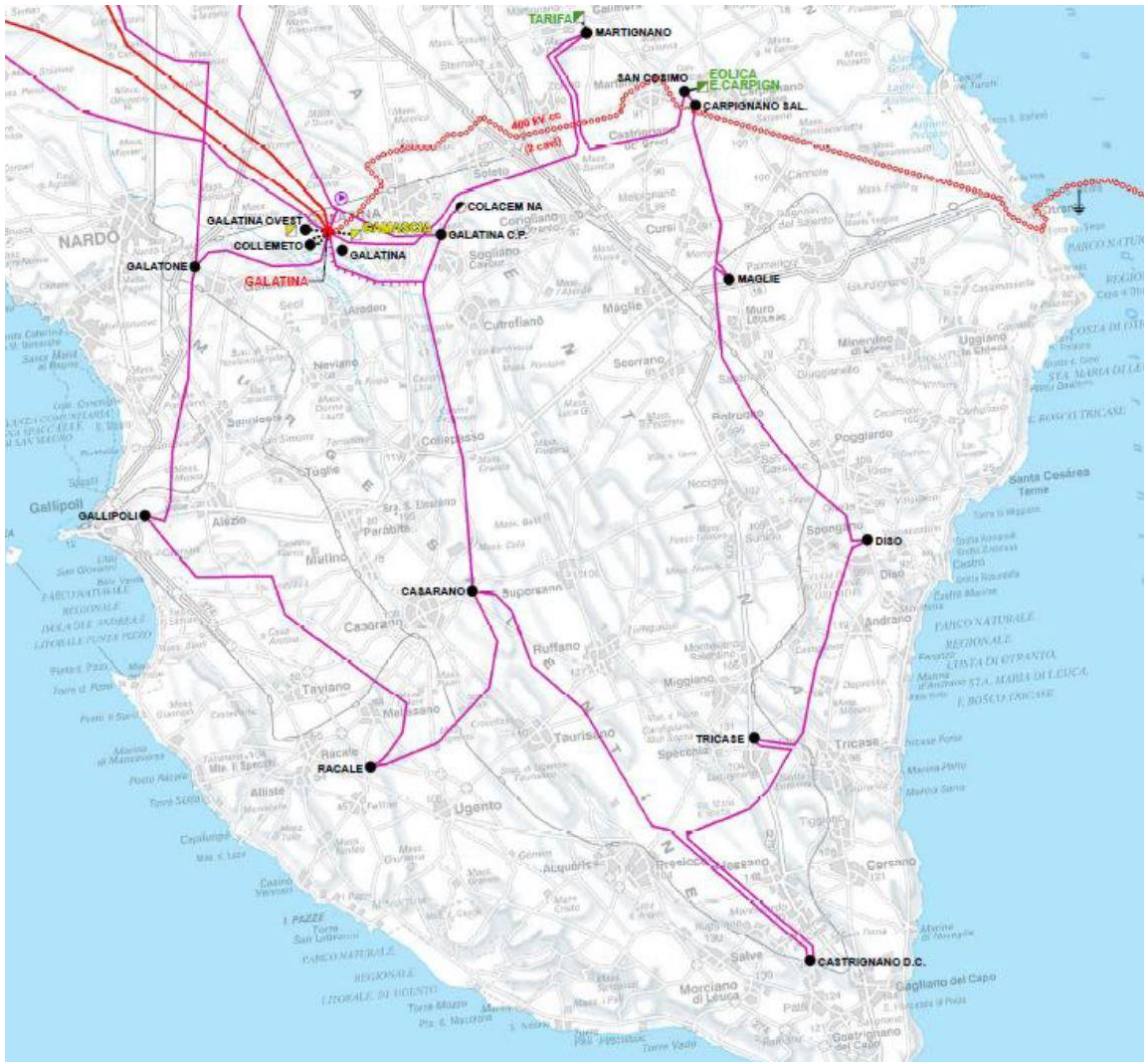


Figura 2:1: Schema delle linee in AT della Puglia

Inoltre, data la domanda di trasporto di energia nella regione Puglia come conseguenza dell'aumento della produzione di impianti rinnovabili, ci sono alcuni progetti per incrementare la capacità attuale, ma nessuno di essi sembra essere programmato per un rinforzo del nodo a 380kV di Galatina:

- ✓ È prevista una nuova stazione nel comune di Manfredonia, da collocare sulla linea 380 kV Foggia – Andria finalizzata a raccogliere la produzione dei parchi eolici e fotovoltaici locali. La nuova sottostazione, inizialmente dotata di opportune trasformazioni a 380/150 kV, sarà poi collegata alla locale rete AT;
- ✓ Nel comune di Erchie è prevista una nuova stazione da inserire sulla linea 380 kV Galatina - Taranto N. volta a raccogliere la produzione dei parchi eolici locali, dove sarà possibile installare un banco di reattori da 258 MVAR al fine di controllare la tensione di rete. La nuova sottostazione, inizialmente dotata di adeguate trasformazioni a 380/150 kV, sarà poi opportunamente collegata alla rete AT locale;
- ✓ Una nuova stazione è stata completata nel comune di Castellaneta, sulla linea 380 kV Matera - Taranto, finalizzata a raccogliere la produzione dei parchi eolici dell'area delle Murge. La nuova sottostazione, dotata di adeguate trasformazioni a 380/150 kV, sarà collegata alla linea 150 kV Palagiano - Gioia del Colle.

2.3 POSIZIONAMENTO DELLE TURBINE

Nella Tabella 2:1 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 D) e della stringa di locazione (per esempio 1.2 = OWG n.2 nella stringa n.1).

Tabella 2:1: Coordinate OWG Lecce Odra Energia

Sezione Odra Energia + N. Turbina	Coordinate	
	Longitudine (E)	Latitudine (N)
A 1.1	39,9302235	18,55629525
A 1.2	39,94304997	18,55974159
A 1.3	39,90453619	18,55005444
A 1.4	39,91717631	18,5530616
A 1.5	39,95548815	18,56289059
A 2.1	39,93405506	18,5750157
A 2.2	39,94706854	18,57807371
A 2.3	39,90848645	18,56830981
A 2.4	39,92120474	18,57155977
A 2.5	39,95978181	18,58141401
A 3.1	39,92526842	18,58985487
A 3.2	39,93799426	18,59318095
A 3.3	39,8994765	18,58353013
A 3.4	39,91235164	18,58678184
A 3.5	39,95099108	18,59677925
A 4.1	39,86987184	18,55886777
A 4.2	39,88261306	18,5619972
A 4.3	39,87375258	18,57713421

Sezione Odra Energia + N. Turbina	Coordinate	
	Longitudine (E)	Latitudine (N)
A 4.4	39,88662731	18,58050508
A 4.5	39,89555288	18,56520086
A 5.1	39,8660101	18,54049144
A 5.2	39,87839493	18,54366518
A 5.3	39,84027091	18,53448083
A 5.4	39,85344794	18,53748926
A 5.5	39,89147989	18,54676023
B 1.1	39,90335345	18,60189143
B 1.2	39,91642743	18,60520199
B 1.3	39,87784306	18,5956494
B 1.4	39,89059412	18,5987754
B 1.5	39,92943464	18,60842267
B 2.1	39,8819688	18,61389501
B 2.2	39,89486951	18,61709411
B 2.3	39,85597922	18,60761131
B 2.4	39,86918224	18,61075699
B 2.5	39,90751144	18,62020973
B 3.1	39,86000715	18,62580755
B 3.2	39,87318749	18,62917714
B 3.3	39,847305	18,62272897
B 3.4	39,85139706	18,64104963

Sezione Odra Energia + N. Turbina	Coordinate	
	Longitudine (E)	Latitudine (N)
B 3.5	39,88598418	18,63237972
B 4.1	39,82182542	18,61654916
B 4.2	39,83042171	18,60135626
B 4.3	39,83455787	18,61984756
B 4.4	39,84347465	18,60450738
B 4.5	39,86507229	18,59254422
B 5.1	39,79203718	18,59189589
B 5.2	39,80452433	18,59492004
B 5.3	39,80864801	18,61340826
B 5.4	39,81733025	18,59827553
B 5.5	39,85216215	18,58923541
C 1.1	39,83918787	18,58604612
C 1.2	39,84827268	18,57089483
C 1.3	39,86090846	18,57406472
C 1.4	39,85726393	18,5556804
C 1.5	39,84407628	18,55236669
C 2.1	39,81349585	18,57955683
C 2.2	39,82238811	18,56454053
C 2.3	39,82664861	18,58311952
C 2.4	39,83519392	18,56787604
C 2.5	39,83157785	18,54949078

Sezione Odra Energia + N. Turbina	Coordinate	
	Longitudine (E)	Latitudine (N)
C 3.1	39,77900063	18,58869844
C 3.2	39,78771151	18,57347
C 3.3	39,8004087	18,57659926
C 3.4	39,80926463	18,56145573
C 3.5	39,81846159	18,54616019
C 4.1	39,7926092	18,54002511
C 4.2	39,81437318	18,52777029
C 4.3	39,7966086	18,55826146
C 4.4	39,80545854	18,54308324
C 4.5	39,82744889	18,53122929
D 1.1	39,83321891	18,67139766
D 1.2	39,84220745	18,65631508
D 1.3	39,84622693	18,67465884
D 1.4	39,85523729	18,65970766
D 1.5	39,86404823	18,64444235
D 2.1	39,80798818	18,66515305
D 2.2	39,81655455	18,650073
D 2.3	39,82069621	18,66845487
D 2.4	39,82935416	18,65318615
D 2.5	39,83843053	18,63797126
D 3.1	39,78224944	18,65882806

Sezione Odra Energia + N. Turbina	Coordinate	
	Longitudine (E)	Latitudine (N)
D 3.2	39,79088448	18,64357762
D 3.3	39,7951168	18,66204434
D 3.4	39,80372351	18,6468808
D 3.5	39,82544623	18,63488524
D 4.1	39,79571097	18,61013916
D 4.2	39,79979807	18,62856591
D 4.3	39,77814285	18,64048456
D 4.4	39,78690212	18,62549884
D 4.5	39,81258829	18,63172949
A 3.3	39,8994765	18,58353013
A 3.4	39,91235164	18,58678184
A 3.5	39,95099108	18,59677925
A 4.1	39,86987184	18,55886777
A 4.2	39,88261306	18,5619972
A 4.3	39,87375258	18,57713421
A 4.4	39,88662731	18,58050508
A 4.5	39,89555288	18,56520086
A 5.1	39,8660101	18,54049144
A 5.2	39,87839493	18,54366518

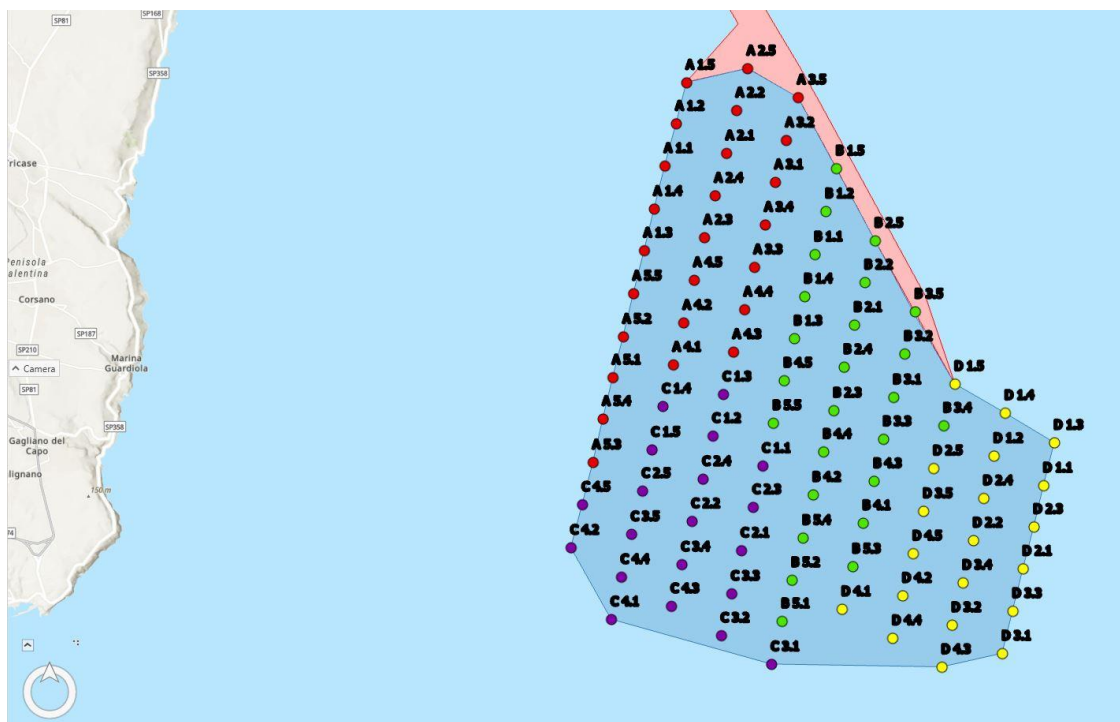


Figura 2:2: Vista delle posizioni dei singoli aerogeneratori

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 del vento in questa zona è mediamente pari a circa 600 W/m^2 a 150 m s.l.m.. La velocità media del vento a questa altezza è di circa 8 m/s, marcando un buon indicatore del potenziale di energia eolica.

I venti prevalenti soffiano sull'asse Nord/Nord-Ovest – Sud/Sud-Est.

Le distanze indicative delle sezioni di campo dalla costa della Puglia (punto di giunzione a terra) sono:

- ✓ 20 km per ODRA ENERGIA A;
- ✓ 26 km per ODRA ENERGIA B;
- ✓ 29 km per ODRA ENERGIA C;
- ✓ 32 km per ODRA ENERGIA D;

3 DESCRIZIONE DELLE OPERE ELETTRICHE

Gli impianti sono così suddivisi:

- ✓ L'impianto ODRA ENERGIA A 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;
- ✓ L'impianto ODRA ENERGIA B 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;
- ✓ L'impianto ODRA ENERGIA C 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 ODRA ENERGIA D 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.

La tecnologia che si è scelto 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.

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.

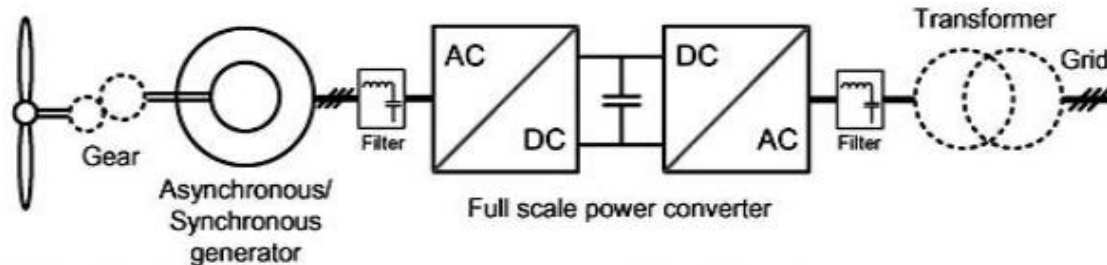


Figura 3:1: Schema del sistema elettrico generatore-convertitore

3.1.2 Configurazione generale

Lo schema riportato in Figura 3:2, e maggiormente approfondito dal punto di vista elettrico nel doc. P0025305-2-LCC-M20, analogamente per tutte le sezioni del parco, mostra la configurazione complessiva di una stringa, che prevede il raggruppamento di 5 WTG.

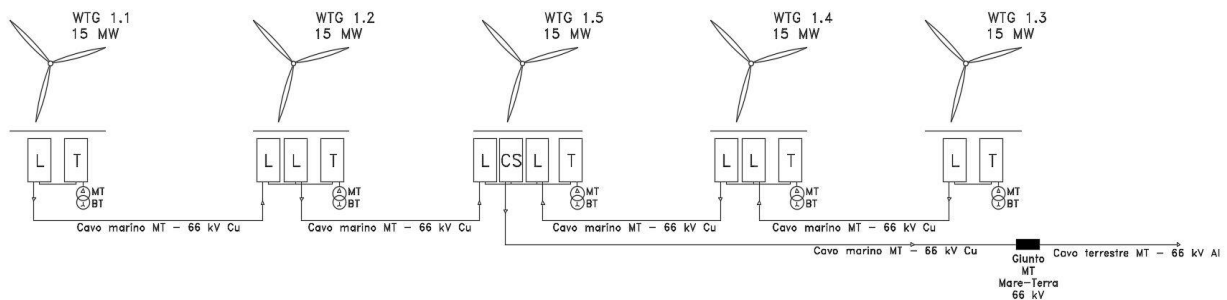


Figura 3:2: Schema configurazione generale sottocampo

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 terraferma. In prossimità della costa i cavi sottomarini possono essere giuntati con omologhi terrestri, che sono meno costosi. Questi ultimi veicheranno l’energia prodotta sino agli stalli in media tensione da installare nella SE Lato Mare, posta nelle vicinanze del punto di approdo alla costa.

La tensione per il funzionamento del sistema di media tensione marino-terrestre è stata scelta pari a 66kV. 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. P0025305-2-LCC-M18, analogamente per ogni sezione del campo mostra la configurazione complessiva del sistema di trasporto e connessione alla RTN. Nella SE Lato Mare avviene l’innalzamento del livello di tensione da 66kV a 150kV tramite trasformatori elevatori di taglia adeguata. Successivamente è prevista una linea a 150kV, ipotizzata preliminarmente interrata, che trasporta l’energia passante dalla prima stazione di trasformazione a una seconda sottostazione elettrica in prossimità del nodo a 380kV di Terna S.p.A., denominata SE Lato Connessione, che prevede l’elevazione di tensione 150/380kV tramite autotrasformatori (n.4 ATR, uno per ogni sezione), e definisce infine il punto di consegna verso la RTN.

Allo scopo, per la SE Lato Mare, sono stati considerati due TR 66 kV / 150 kV, per un totale di 8 unità, ciascuno dei quali è collegato:

- ✓ Da lato 66 kV a uno stallo AT cui afferiscono le linee provenienti dai sottocampi, direttamente dal mare;
- ✓ Da lato 150 kV a un montante a 150kV da cui parte il raccordo AT di collegamento tra la SE Lato Mare e la SE Lato Connessione il nodo a 380kV di Terna S.p.A..

Inoltre, è stata considerata una linea interrata a 150kV di lunghezza pari a 40 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 150kV è prevista una seconda sottostazione di elevazione con un autotrasformatore 150 kV / 380 kV, ciascuno collegato:

- ✓ Da lato 150 kV a uno stallo AT cui afferiscono le terne proveniente dalla SE Lato Mare;
- ✓ Da lato 380 kV un montante a AT da cui parte il raccordo di collegamento tra la SE Lato Connessione e il nodo a 380 kV 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:

$$I_{n,gen,k} = \frac{P_{n,gen}}{\sqrt{3} \cdot V_n \cdot \cos \varphi_{gen}} = \frac{15 \cdot 10^6}{\sqrt{3} \cdot (66 \cdot 10^3) \cdot 0,99} \cong 132,54 A \cong 133 A$$

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:

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

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

La corrente passante per ogni cavo di trasmissione verso terra, per ogni singola stringa, al livello di tensione 66 kV, sommando tutti i sottocampi di ogni sezione vale:

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

Sezione Odra Energia	N. di stringhe	Corrente di stringa (A)
A	5	665
B	5	665
C	4	665
D	4	665

NOTA:

Il valore di corrente sopra esposto è da intendersi come il limite superiore ottenibile dalla singola sotto-sezione 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

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 storica (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 ricalzo 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.

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 quattro sottogruppi: Odra Energia A formato da 5 stringhe con 5 aerogeneratori ciascuna, Odra Energia B formato da 5 stringhe con 5 aerogeneratori ciascuna, Odra Energia C formato da 4 stringhe con 5 aerogeneratori ciascuna e Odra Energia D formato da 4 stringhe con 5 aerogeneratori ciascuna, per un totale di 90 aerogeneratori.

Per ogni stringa di ogni sottocampo è prevista la partenza del cavo di trasmissione marino a 66kV diretto verso terra, per un totale di 18 cavi.

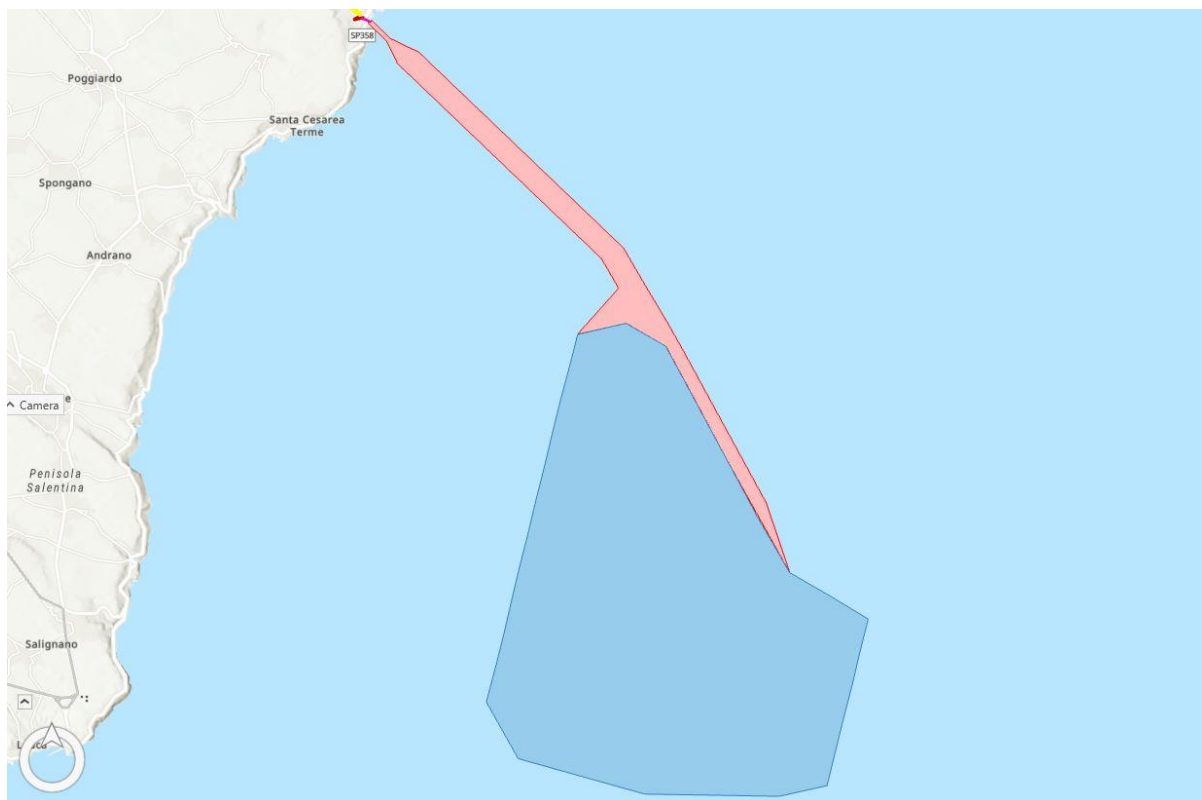


Figura 3:3: Vista del tracciato preliminare (involuppo cavi) del cavo di trasmissione marino

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 50m con approccio conservativo. L'inviluppo 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 750m e una lunghezza di circa 15km dal punto ipotizzato per la convergenza dei cavi di trasmissione in arrivo da ogni stringa.

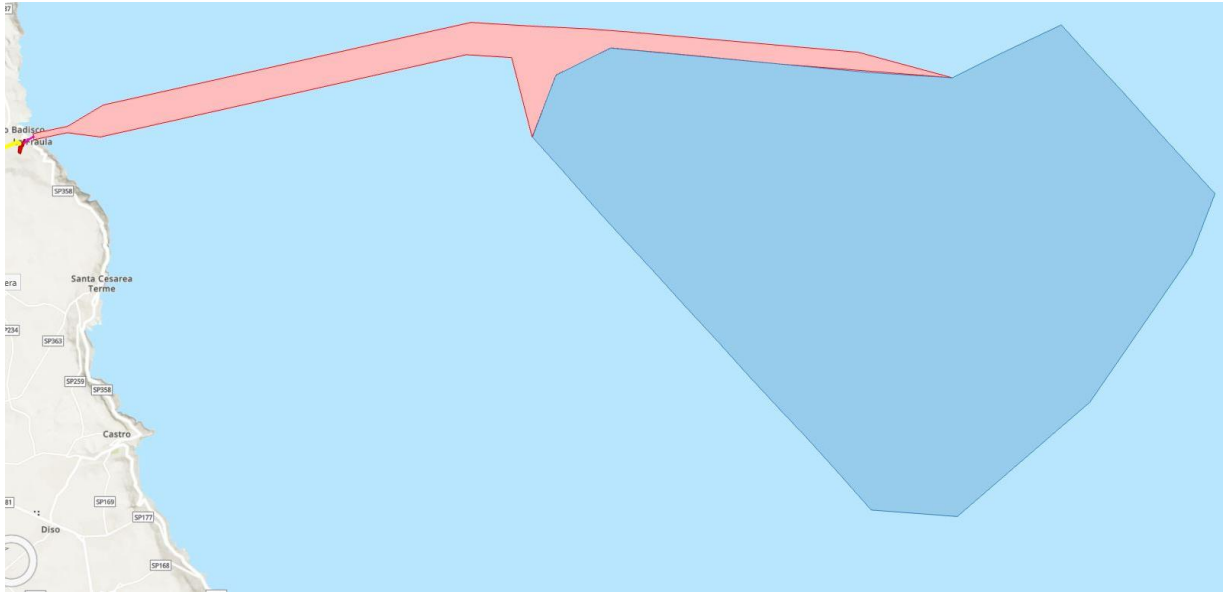


Figura 3:4: Vista del corridoio dei cavi marini 66kV

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

Si specifica infine che tra il punto di convergenza e le stringhe posizionate più a sud ci sono mediamente ulteriori 15km.

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.

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) 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 Lecce pari a 190m.

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.

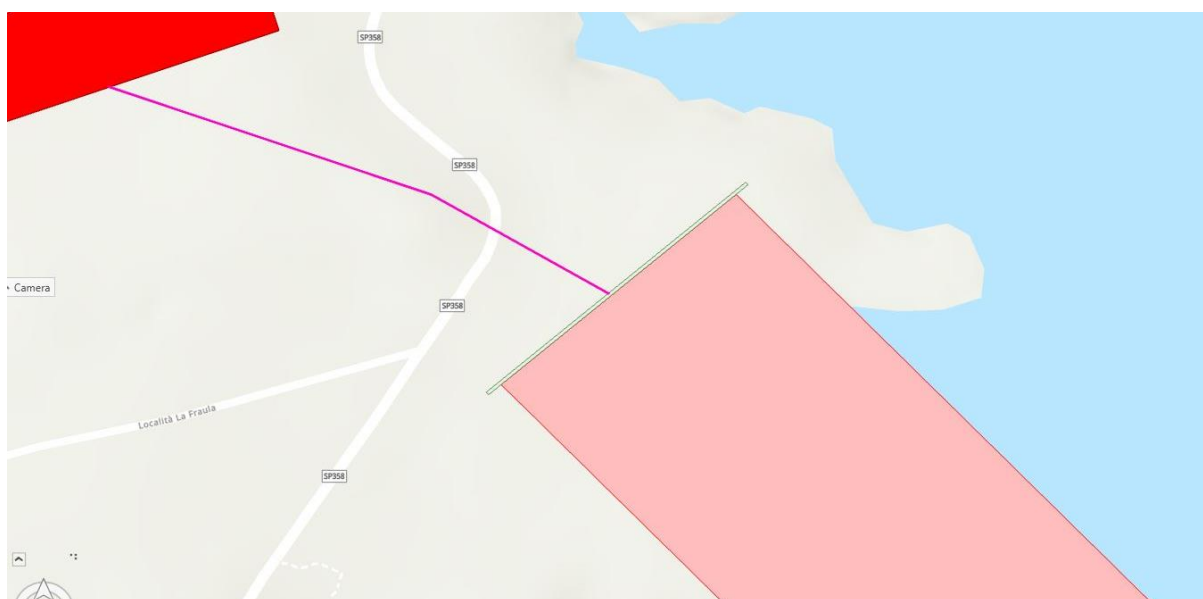


Figura 3:5: Dettaglio della vista dell'approccio alla costa e punto di giunzione

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]
Odra 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 – Punto di giunzione a terra	1x3x800	Cu	66	775
Punto di giunzione a terra – SE Lato Mare	1x3x1000	Al	66	825
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 – Punto di giunzione a terra	1x3x800	Cu	66	775
Punto di giunzione a terra – SE Lato Mare	1x3x1000	Al	66	825
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 – Punto di giunzione a terra	1x3x800	Cu	66	775
Punto di giunzione a terra – SE Lato Mare	1x3x1000	Al	66	825
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 – Punto di giunzione a terra	1x3x800	Cu	66	775
Punto di giunzione a terra – SE Lato Mare	1x3x1000	Al	66	825
A 5.1 - A 5.2	1x3x120	Cu	66	340
A 5.2 - A 5.5	1x3x120	Cu	66	340
A 5.3 - A 5.4	1x3x120	Cu	66	340
A 5.4 - A 5.5	1x3x120	Cu	66	340
A 5.5 – Punto di giunzione a terra	1x3x800	Cu	66	775
Punto di giunzione a terra – SE Lato Mare	1x3x1000	Al	66	825
SE Lato Mare – SE Lato Consegna	2x(3x1x800) ¹	Al	150	740
Odra 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 – Punto di giunzione a terra	1x3x800	Cu	66	775
Punto di giunzione a terra – SE Lato Mare	1x3x1000	Al	66	825
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 – Punto di giunzione a terra	1x3x800	Cu	66	775
Punto di giunzione a terra – SE Lato Mare	1x3x1000	Al	66	825
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 – Punto di giunzione a terra	1x3x800	Cu	66	775
Punto di giunzione a terra – SE Lato Mare	1x3x1000	Al	66	825
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 – Punto di giunzione a terra	1x3x800	Cu	66	775
Punto di giunzione a terra – SE Lato Mare	1x3x1000	Al	66	825
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
B 5.4 - B 5.5	1x3x120	Cu	66	340
B 5.5 – Punto di giunzione a terra	1x3x800	Cu	66	775
Punto di giunzione a terra – SE Lato Mare	1x3x1000	Al	66	825
SE Lato Mare – SE Lato Consegna	2x(3x1x800) ¹	Al	150	740
Odra 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 – Punto di giunzione a terra	1x3x800	Cu	66	775
Punto di giunzione a terra – SE Lato Mare	1x3x1000	Al	66	825
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 – Punto di giunzione a terra	1x3x800	Cu	66	775
Punto di giunzione a terra – SE Lato Mare	1x3x1000	Al	66	825
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 – Punto di giunzione a terra	1x3x800	Cu	66	775
Punto di giunzione a terra – SE Lato Mare	1x3x1000	Al	66	825
C 4.1 - C 4.2	1x3x120	Cu	66	340
C 4.2 - C 4.5	1x3x120	Cu	66	340
C 4.3 - C 4.4	1x3x120	Cu	66	340
C 4.4 - C 4.5	1x3x120	Cu	66	340
C 4.5 – Punto di giunzione a terra	1x3x800	Cu	66	775
SE Lato Mare – SE Lato Consegna	2x(3x1x800) ¹	Al	150	740
Odra Energia D				
D 1.1 - D 1.2	1x3x120	Cu	66	340
D 1.2 - D 1.5	1x3x120	Cu	66	340
D 1.3 - D 1.4	1x3x120	Cu	66	340
D 1.4 - D 1.5	1x3x120	Cu	66	340
D 1.5 – Punto di giunzione a terra	1x3x800	Cu	66	775
Punto di giunzione a terra – SE Lato Mare	1x3x1000	Al	66	825
D 2.1 - D 2.2	1x3x120	Cu	66	340

D 2.2 - D 2.5	1x3x120	Cu	66	340
D 2.3 - D 2.4	1x3x120	Cu	66	340
D 2.4 - D 2.5	1x3x120	Cu	66	340
D 2.5 – Punto di giunzione a terra	1x3x800	Cu	66	775
Punto di giunzione a terra – SE Lato Mare	1x3x1000	Al	66	825
D 3.1 - D 3.2	1x3x120	Cu	66	340
D 3.2 – D 3.5	1x3x120	Cu	66	340
D 3.3 - D 3.4	1x3x120	Cu	66	340
D 3.4 - D 3.5	1x3x120	Cu	66	340
D 3.5 – Punto di giunzione a terra	1x3x800	Cu	66	775
Punto di giunzione a terra – SE Lato Mare	1x3x1000	Al	66	825
D 4.1 - D 4.2	1x3x120	Cu	66	340
D 4.2 - D 4.5	1x3x120	Cu	66	340
D 4.3 - D 4.4	1x3x120	Cu	66	340
D 4.4 - D 4.5	1x3x120	Cu	66	340
D 4.5 – Punto di giunzione a terra	1x3x800	Cu	66	775
SE Lato Mare – SE Lato Consegna	2x(3x1x800) ¹	Al	150	740

3.2.3 Caratteristiche del cavo marino a 66kV

Le linee elettriche 66 kV di connessione tra gli aerogeneratori e quelle di trasmissione dal mare alla costa 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 MT.

Allo stato attuale, come presentato negli schemi unifilari documentati in [1] e [2], è prevista una linea marina in cavo a 66 kV avente sezione pari a 800 mm² con anima in rame e isolamento in EPR.

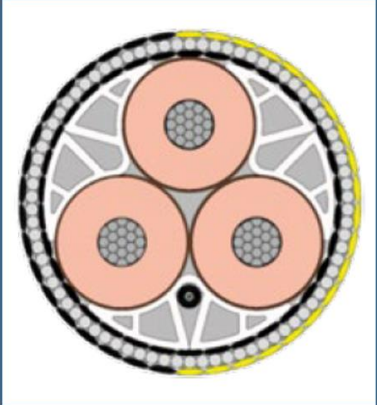
	Conduttore	Conduttori in rame o alluminio
	Schermatura condut.	Composto semi-conduttivo estruso
	Isolante	EPR
	Schermatura isolante	Composto semi-conduttivo estruso
	Schermatura	Nastro in rame su ogni singola fase
	Fibra ottica	Fino a 3 unità
	Posa	Tre nuclei posati con riempitivi estrusi
	Armatura rivestimento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

Figura 3:6: Esempio di cavo di collegamento a 66 kV

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.

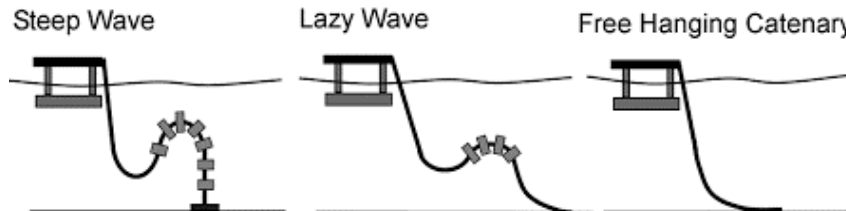


Figura 3:7: Standard di cablaggio sottomarino

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).

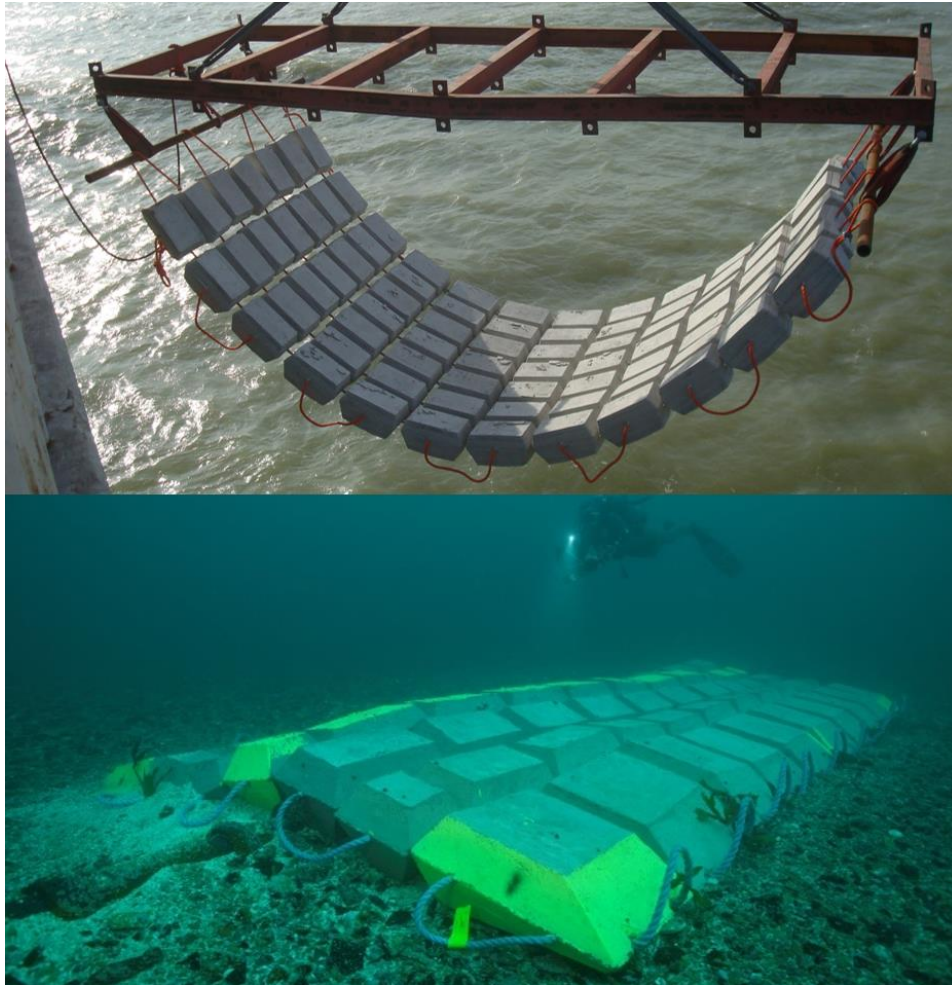


Figura 3:8: Esempio di protezione di un cavo sottomarino con cubicoli

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.

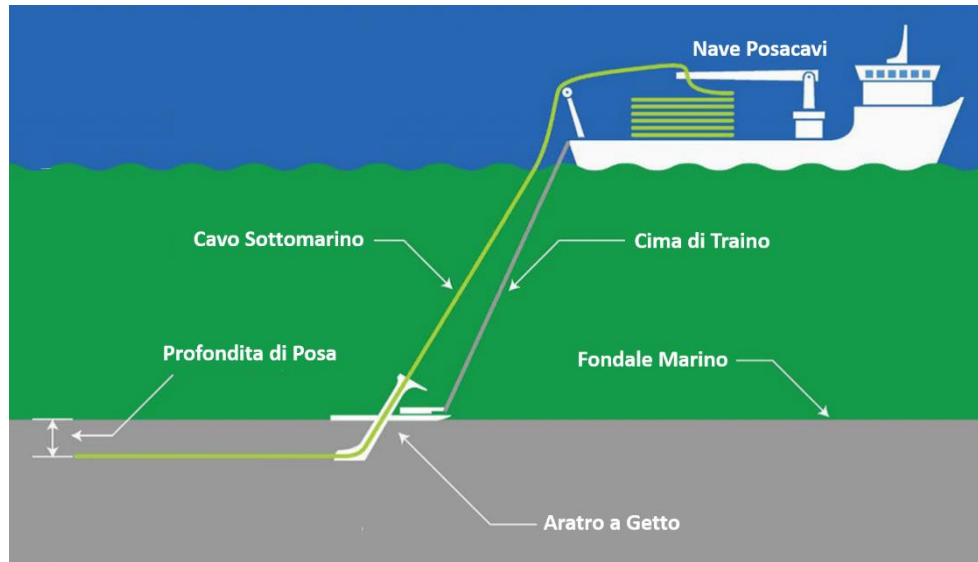


Figura 3:9: Dettaglio del metodo di stesura con co-trenching

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 seguito della giunzione con i cavi marini è previsto un percorso interrato praticamente rettilineo dei cavi terrestri 66 kV per una distanza inferiore a 500 m fino alla SE Lato Mare.

Data la maggior precisione di posa dei cavi, seguendo in fase preliminare le pratiche attualmente utilizzate in ambito ingegneristico, la configurazione dei cavi risulta più contenuta come da Figura 3:12. Si può considerare un'interdistanza tra i cavi complanari pari a 0,5 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.

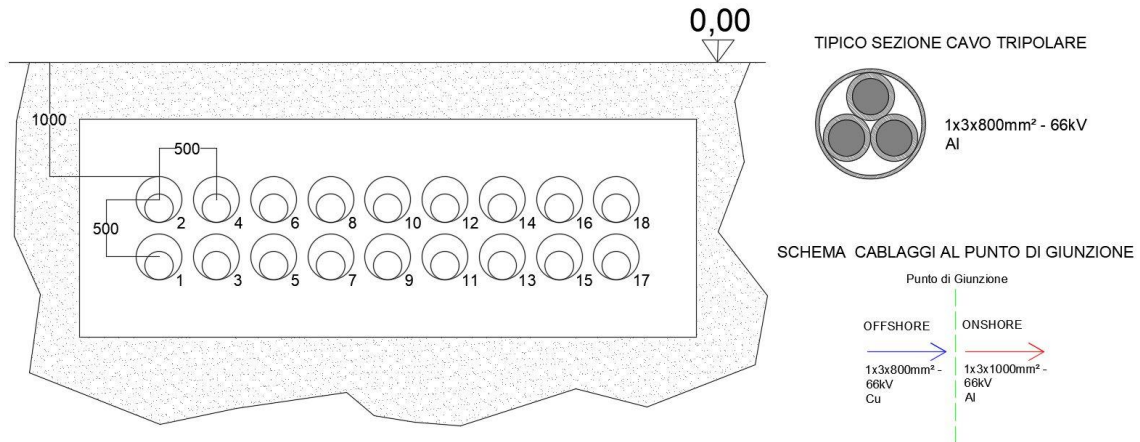


Figura 3:12: Configurazione cavi terrestri 66kV

I cavi saranno adeguatamente segnalati tramite l'utilizzo di nastro monitor interrato in prossimità delle installazioni. Si specifica che in ingresso al punto di giunzione si attestano 16 cavi tripolari marini che saranno collegati ad analoghi cavi di tipo terrestre. Così facendo in uscita dal punto di giunzione sono presenti 18 cavi ipotizzati con la configurazione di posa mostrata in Figura 3:12. Questi cavi fungono così da collegamento fino alla SE Lato Mare.

3.3 SOTTOSTAZIONE ELETTRICA LATO MARE

La Stazione di Trasformazione Elettrica 66 kV / 150 kV (anche indicata con la locuzione “SE Lato Mare”), la cui posizione è stata indicata preliminarmente secondo la Tabella 3:2, è stata posizionata in prossimità del punto di approccio alla costa e dalla quale ci sarà la connessione al nodo di Terna suggerito dalla stessa nella STMG. In detta stazione 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 contenti: 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 Mare

Comune	Provincia	Foglio	Particella
Santa Cesarea Terme	Lecce	6	274

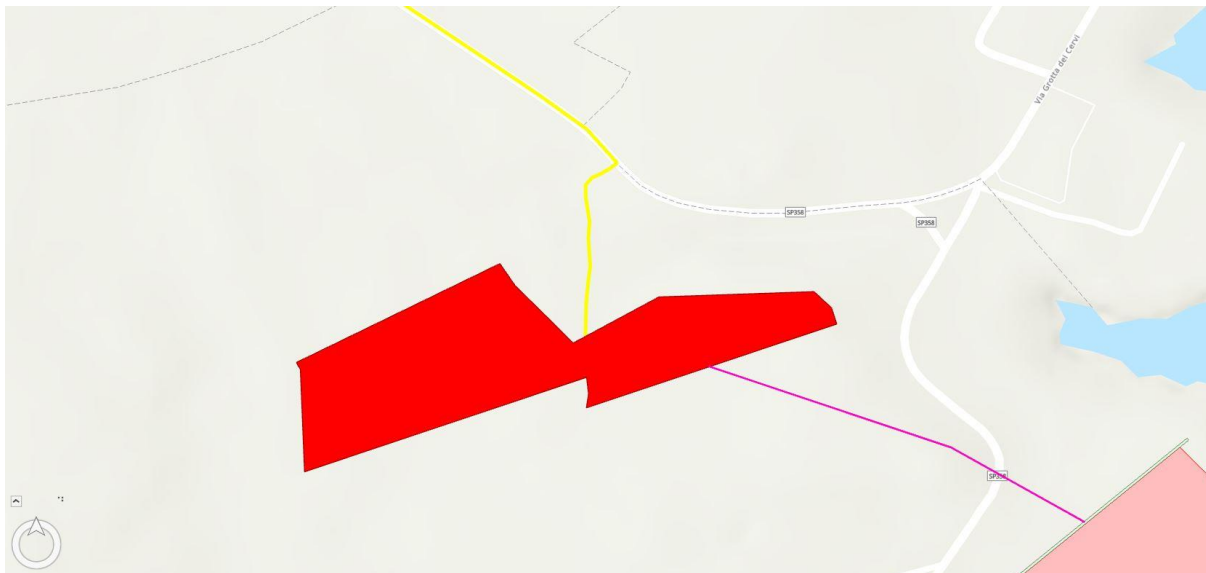


Figura 3:13: Vista della particella per la SE Lato Mare

Questa particella ha una superficie calpestabile di circa 29km². Se richiesto, in fase successiva di avanzamento della progettazione potrà essere valutato l’utilizzo di ulteriori particelle attigue per la collocazione delle infrastrutture necessarie al corretto funzionamento dell’opera in progetto.

Dallo schema elettrico unifilare doc. P0025305-2-LCC-M18, analogamente per ogni sezione, ogni sottocampo è collegato a terra attraverso il cavo sottomarino, giuntato e posato a terra per la connessione nella SE Lato Mare.

Il sistema di Odra Energia prevede che le linee a 66 kV afferenti dal punto di giunzione siano suddivise su due montanti a 66 kV: per le sezioni A, B, C e D, che prevedono rispettivamente 5 linee in uscita per i primi due e 4 linee in uscita per i secondi due, è prevista la suddivisione delle linee in ingresso da A e B con 3 linee e 2 linee due suddivise su due montanti a 66kV, mentre da C e D con 2 coppie di linee suddivise su due montanti a 66 kV.

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

Tabella 3:3: Specifiche preliminari trasformatori SE Lato Mare per sottogruppi A, B, C e D

Trasformatore	N. di linee MT in parallelo	Taglia (MVA)	Tipo di raffreddamento	V _{n1} (kV)	V _{n2} (kV)	Gruppo vettoriale
TR1 A	2	250	ONAN	150 ±10×1,25%	66	YNd11
TR2 A	2	200	ONAN	150 ±10×1,25%	66	YNd11
TR1 B	2	250	ONAN	150 ±10×1,25%	66	YNd11
TR2 B	2	200	ONAN	150 ±10×1,25%	66	YNd11
TR1 C	2	200	ONAN	150 ±10×1,25%	66	YNd11
TR2 C	2	200	ONAN	150 ±10×1,25%	66	YNd11
TR1 D	2	200	ONAN	150 ±10×1,25%	66	YNd11
TR2 D	2	200	ONAN	150 ±10×1,25%	66	YNd11

Maggiori dettagli del sistema elettrico sono indicati nel doc P0025305-2-LCC-M18.

3.3.1 Impianti alimentazione servizi ausiliari con UPS

Dallo schema elettrico unifilare P0025305-2-LCC-M18, analogamente per ogni sezione di campo, è evidenziata la presenza di un generatore elettrico di emergenza chiamato GE-R1.

Tale installazione prevede un sistema di commutazione automatica per la messa in servizio e ha una taglia stimata di 50 kVA.

3.4 LINEA DI CONNESSIONE A 150KV

A seguito di valutazioni preliminari di tipo economico effettuate dal Cliente si è prevista l'installazione di due stazioni di trasformazione per ottenere i 380kV per la connessione al nodo di Terna S.p.A..

La SE Lato Mare è connessa tramite una linea valutata preliminarmente come interrata alla SE Lato Connessione, descritta nel paragrafo successivo.

Questa linea è lunga circa 40km e prevede il passaggio per le principali arterie stradali pubbliche limitando il passaggio sulle proprietà private, dove non assolutamente necessario, e nei centri abitati di elevato pregio architettonico.

Il sistema è formato da 2 coppie di terne di conduttori unipolari in alluminio da 800mm², in configurazione a trifoglio per ridurre gli ingombri, per ogni sezione in uscita dalla SE Lato Mare.

Il layout di posa e il routing definitivo saranno da valutare in maniera approfondita a seguito di sopralluoghi specifici e in collaborazione con il fornitore dei cavi.

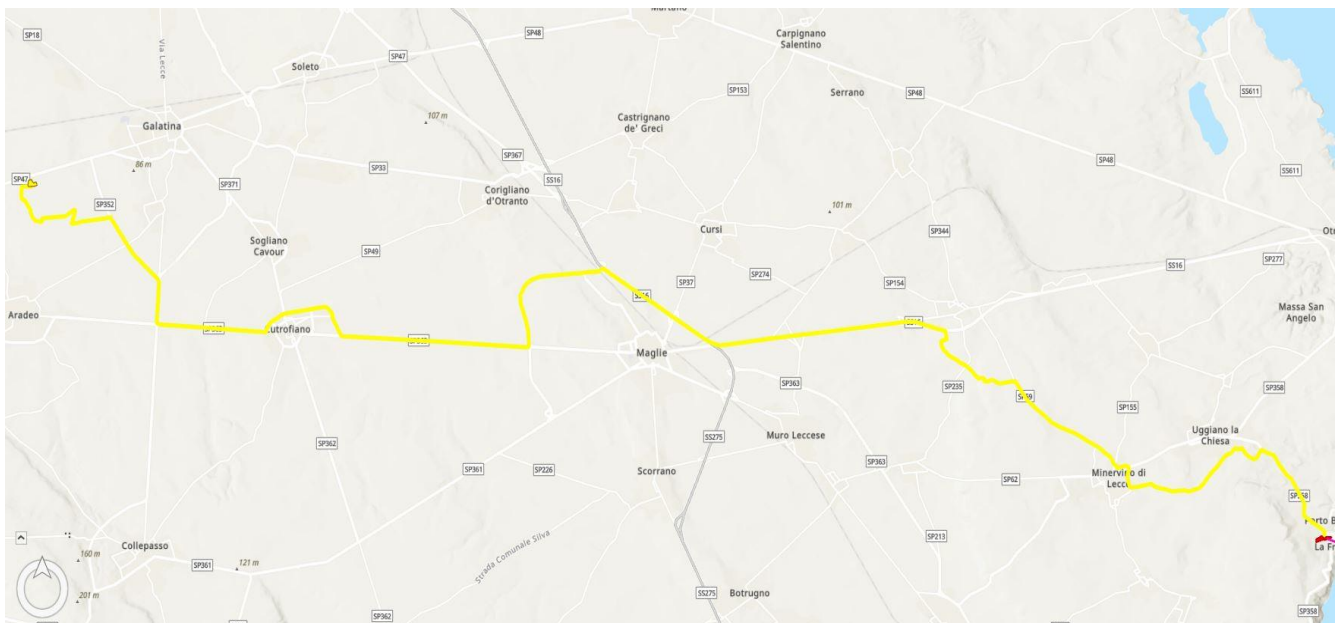


Figura 3:14: Percorso preliminare cavidotto a 150kV

3.5 SOTTOSTAZIONE ELETTRICA LATO CONNESSIONE

La Stazione di Trasformazione Elettrica AT/AT (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 suggerito dalla stessa nella STMG. In detta stazione avviene l’innalzamento del livello di tensione AT/AT da 150kV a 380kV tramite autotrasformatori. L’area ospitante sarà di dimensioni tali da consentire un comodo alloggiamento dei macchinari, degli stalli a 150kV, 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 3:4: Dettaglio particella SE Lato Mare

Comune	Provincia	Foglio	Particella
Galatina	Galatina	81	248



Figura 3:15: Vista della particella per la SE Lato Connessione

Questa particella ha una superficie calpestabile di circa 25km². Se richiesto, in fase successiva di avanzamento della progettazione potrà essere valutato l’utilizzo di ulteriori particelle attigue per la collocazione delle infrastrutture necessarie al corretto funzionamento dell’opera in progetto.

Dallo schema elettrico unifilare doc. P0025305-2-LCC-M18, analogamente per ogni sezione, ogni sezione è collegato alla SE Lato Mare tramite il cavidotto a 150kV di interconnessione.

Il sistema di Odra Energia prevede che le linee a 150 kV afferenti dalla SE Lato Mare siano suddivise su un montante a 150kV: per le sezioni A, B, C e D, che prevedono 2 coppie di terne in arrivo dalla prima SE in prossimità della costa.

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

Tabella 3:5: Specifiche preliminari trasformatori SE Lato Mare per sottogruppi A, B, C e D

Autotrasformatore	Taglia (MVA)	Tipo di raffreddamento	V _{n1} (kV)	V _{n2} (kV)
ATR1 A	400	ONAN	380 ±10×1,25%	150
ATR1 B	400	ONAN	380 ±10×1,25%	150
ATR1 C	350	ONAN	380 ±10×1,25%	150
ATR1 D	350	ONAN	380 ±10×1,25%	150

Maggiori dettagli del sistema elettrico sono indicati nel doc P0025305-2-LCC-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 ODRA ENERGIA A, B, C e D

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 375 MW si ha $Q=\pm 0,35*375=\pm 131,25$ MVar per le sezioni A, B, mentre per le sezioni C e D, con potenza massima di 300 MW, si ha $Q=\pm 0,35*300=\pm 105$ MVar. 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 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 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 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 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] P0025305-2-LCC-M18 – Schema Elettrico Unifilare - Stazione Elettrica Onshore;
- [2] P0025305-2-LCC-M20 – Schema Elettrico Unifilare – Parco Eolico;
- [3] Offshore Wind Submarine Cable Spacing Guidance - TÚV SÜD;
- [4] Piano di Sviluppo (2021) – Terna S.p.A.

NORME E LEGGI DI RIFERIMENTO

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