



Krimisa Floating Wind S.r.l.

Progetto Parco Eolico Offshore – Krimisa

Relazione Elettrica

Doc. No. KRI-RIN-TEC-ELE-RPT-0001-R00

Rev.	Descrizione	Preparato da	Controllato da	Approvato da	Data
00	Prima Emissione	M.Molinaroli	C.Podestà	R.Zaccone	Marzo 2023

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	6
2.3 POSIZIONAMENTO DELLE TURBINE	7
2.4 DATI AMBIENTALI	11
3 MODELLO DI CALCOLO PER DIMENSIONAMENTO PRELIMINARE	12
3.1 DESCRIZIONE DEL MODELLO	12
4 DESCRIZIONE DELLE OPERE ELETTRICHE	14
4.1 AEROGENERATORI	14
4.1.1 Sistema elettrico generatore-convertitore	14
4.1.2 Configurazione generale	15
4.1.3 Calcolo preliminare delle correnti	15
4.1.4 Sistemi di protezione	17
4.1.5 Collaudi, Montaggi e documentazione	18
4.1.6 Segnalazione aerea e marittima	19
4.2 CAVI ELETTRICI MARINI DI COLLEGAMENTO	20
4.2.1 Configurazioni di posa del cavo marino di trasmissione verso terra	21
4.2.2 Lista delle connessioni elettriche	22
4.2.3 Caratteristiche dei cavi marini	26
4.2.4 Protezione dei cavi sottomarini	27
4.2.5 Installazione del cavo sottomarino	29
4.3 SOTTOSTAZIONI ELETTRICHE GALLEGGIANTI	30
4.4 LINEA DI CONNESSIONE A 220 KV	31
4.5 STAZIONE DI SEZIONAMENTO	33
4.6 STAZIONE UTENTE	34
5 COMPENSAZIONE DELLA POTENZA REATTIVA	36
5.1 SOLUZIONI PER RIDURRE LA POTENZA REATTIVA	36
5.2 SOLUZIONE TECNICA	36
5.2.1 Considerazioni preliminari	36
6 CAMPI ELETTROMAGNETICI GENERATI DAI CAVI	37
REFERENZE	38
NORME E LEGGI DI RIFERIMENTO	39
ALLEGATI	40
ALLEGATO A: “ANALISI LOAD-FLOW DELL’IMPIANTO DI PRODUZIONE EOLICA KRIMISA”	44

LISTA DELLE TABELLE

Tabella 2-1: Coordinate WTG Krimisa Sezione 1	7
Tabella 2-2: Coordinate WTG Krimisa Sezione 2	9
Tabella 3-1: Caratteristiche elettriche cavi marini e terrestri	12
Tabella 4-1: Corrente preliminare in uscita da ogni sezione del campo	16
Tabella 4-2: Lista delle connessioni elettriche marine	22
Tabella 4-3: Dettaglio coordinate OSS	30
Tabella 4-4: Specifiche preliminari trasformatori OSS	30
Tabella 4-5: Specifiche preliminari trasformatori SE Connessione	34

LISTA DELLE FIGURE

Figura 1-1: Inquadramento generale del progetto Krimisa	4
Figura 2-1: Profilo batimetrico [Fonte: https://portal.emodnet-bathymetry.eu]	5
Figura 2-2: Schema delle linee in AT dell'area di progetto	6
Figura 2-3: Vista delle posizioni dei singoli aerogeneratori	11
Figura 4-1: Schema del sistema elettrico generatore-convertitore	14
Figura 4-2: Schema configurazione generale stringa da 4 WTG	15
Figura 4-3: Collegamenti in stringa degli aerogeneratori	20
Figura 4-4: Vista del tracciato preliminare del cavidotto marino	20
Figura 4-5: Conversione dei cavi marini in approccio alla costa	21
Figura 4-6: Tipico buca giunta con 4 terne AT	21
Figura 4-7: Esempio di cavo tripolare marino a 66 kV	26
Figura 4-8: Cablaggio sottomarino	26
Figura 4-9: Standard di cablaggio sottomarino	27
Figura 4-10: Esempio di protezione di un cavo sottomarino con cubicoli	27
Figura 4-11: Dettaglio del metodo di stesura con co-trenching	28
Figura 4-12: Esempio di metodo di posa con gusci di protezione	28
Figura 4-13: Nave posa cavo Leonardo Da Vinci (Fonte: Prysmian Group/Fincantieri)	29
Figura 4-14: Configurazione di posa dei cavi terrestri	31
Figura 4-15: Percorso preliminare cavidotto a 220 kV	32
Figura 4-16: Vista in pianta tipico stazione di sezionamento	33
Figura 4-17: Vista in pianta della Stazione Elettrica di Utente	35

ABBREVIAZIONI E ACRONIMI

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

1 PREMESSA

L'oggetto della presente relazione è la descrizione della configurazione elettrica del Parco Eolico Offshore Flottante denominato "Krimisa". La relazione è parte del pacchetto documentale di Progettazione Preliminare elaborato per il progetto. Tale progetto è proposto dalla società Krimisa Floating Wind Srl, nata dalla joint venture tra le società Eni Plenitude e Simply Blue Group.

Il progetto "Krimisa" sarà costituito da un parco eolico di No. 62 turbine da circa 18 MW ciascuna, per una capacità complessiva pari a 1,116 MW, localizzato nel Mar Ionio al di fuori delle acque territoriali italiane, oltre le 12 miglia nautiche, ad una distanza di 43.5 km dalla costa della Calabria.

L'energia prodotta dal parco eolico sarà trasportata per mezzo di cavidotti sottomarini per i quali è previsto l'approdo a Nord del Comune di Crotona (KR). Per la connessione al punto di consegna Terna si prevede la realizzazione di un cavidotto terrestre interrato (di lunghezza pari a circa 12km) e di una sottostazione utente in prossimità del punto di consegna. La connessione dell'impianto è ipotizzata presso la Stazione Elettrica Scandale 380 kV.

La connessione dell'impianto sarà in ogni caso prevista sul punto indicato in STMG da Terna S.p.A.

L'area dove è localizzato il parco eolico ha una profondità del fondale compresa indicativamente tra 1700 e 2000 m di profondità.

L'inquadramento generale del parco eolico è rappresentato in Figura 1-1.

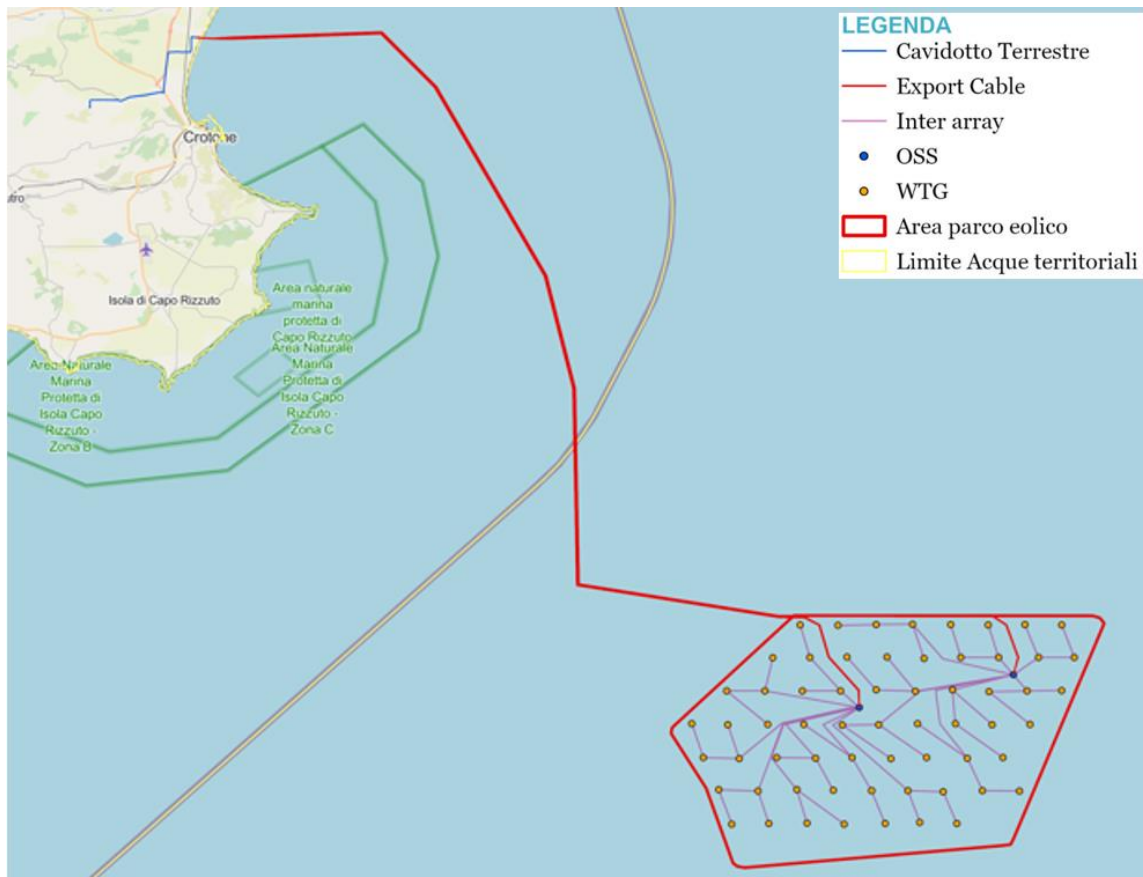


Figura 1-1: Inquadramento generale del progetto Krimisa

2 DESCRIZIONE DEL PROGETTO

2.1 GENERALITÀ

Il Parco Eolico Offshore in analisi è suddiviso in 2 sezioni, le quali sono così composte:

- ✓ Sezione 1, composto da 8 stringhe (A1, B1, C1, D1, E1, F1, G1 e H1), dove le stringhe B1 e D1 sono composte da 3 turbine mentre le altre stringhe sono composte da 4 turbine;
- ✓ Sezione 2, composta da 8 stringhe (A2, B2, C2, D2, E2, F2, G2 e H2) ognuna composta da 4 turbine.

L'area di interesse si trova nella costa ionica della Calabria, di fronte al Golfo di Squillace, nello specifico le opere offshore sono posizionate attorno alle coordinate:

- Latitudine 38°39'11" N
- Longitudine 17°36'40" E.

Il Golfo di Squillace è la porzione di Mar Ionio compresa tra Isola di Caporizzuto (KR) e Monasterace Marina (RC). Si tratta di un'area relativamente racchiusa, con una distanza media tra la costa e l'isobata di 400 m compresa tra 5 e 18 km.

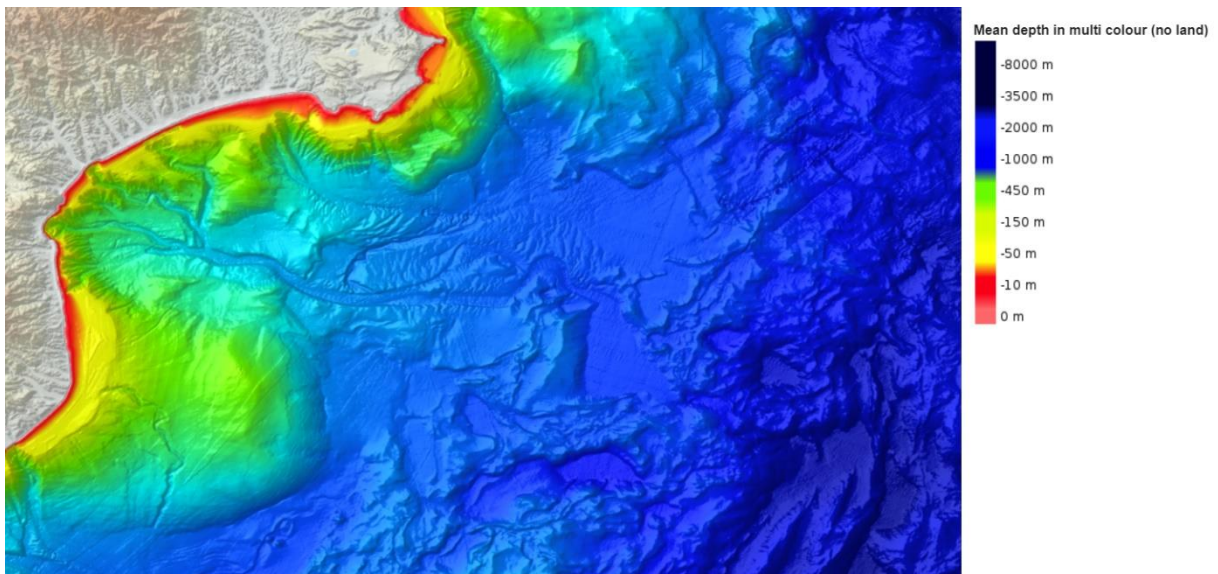


Figura 2-1: Profilo batimetrico [Fonte: <https://portal.emodnet-bathymetry.eu>]

2.2 INQUADRAMENTO ELETTRICO

TERNA possiede all'incirca 1280 km di linee elettriche nella regione Calabria, per un totale di 67 elettrodotti a 60, 150, 220 e 380 kV. Nello specifico la rete di trasmissione elettrica nei pressi di Crotona dove è stato previsto il punto di approdo dei cavidotti marini, non risulta particolarmente sviluppata per accogliere opere simili a quella del presente progetto Krimisa che per potenza installata necessitano di un punto di consegna a 380 kV.

Attualmente la rete presenta diversi nodi a 150 kV ma uno solo a 380 kV presso la SE Scandale, situata in prossimità della Centrale Termoelettrica di Scandale.

Nell'immagine seguente si riporta lo schema delle linee in alta tensione e i nodi principali della RTN nell'area di interesse:

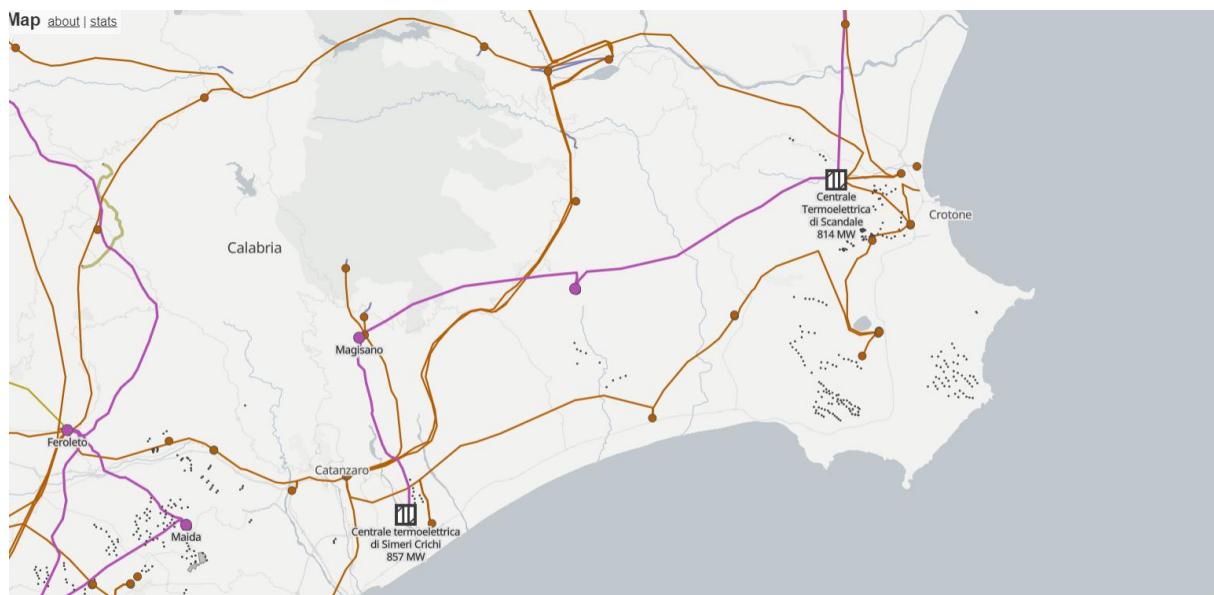


Figura 2-2: Schema delle linee in AT dell'area di progetto

Per il raggiungimento degli obiettivi europei 2030, essendo l'area ionica di forte interesse per lo sviluppo di nuovi progetti per la produzione di energia da fonti rinnovabili, TERNA ha programmato e sta portando avanti diverse opere di rinnovamento e potenziamento dell'infrastruttura della RTN. Si riportano di seguito i principali interventi in essere e programmati nel prossimo futuro come riportato da "Piano di Sviluppo 2021" della stessa TERNA:

- **Identificativo PDS 509-P "Riassetto rete nord Calabria"**: Al fine di incrementare lo scambio di energia verso nord, favorendo anche la produzione degli impianti da fonte rinnovabile dell'area è prevista la realizzazione del secondo collegamento in singola terna 380 kV in uscita da Altomonte fino a Laino, per il quale saranno in parte utilizzate infrastrutture già esistenti. Al fine di limitare l'impatto ambientale il collegamento sarà realizzato sfruttando un tronco dell'elettrodotto 380 kV "Laino – Rossano" (per il tratto afferente la stazione di Laino); il completamento, per circa 9 km, fino ad Altomonte consentirebbe inoltre di collegare il secondo tratto della linea "Laino – Rossano" alla terna, ancora non in servizio, già montata sui sostegni in doppia terna dell'elettrodotto esistente "Laino – Altomonte".
- **Identificativo PDS 510-P "Stazioni 380/150 kV e relativi raccordi alla rete AT per la raccolta di produzione da fonte rinnovabile nel Sud"** – Cluster 4 Regione Calabria: in programma una nuova stazione nel comune di Belcastro, da inserire sulla linea 380 kV Magisano - Scandale, finalizzata a raccogliere la produzione dei parchi eolici locali. La nuova SE inizialmente dotata di adeguate trasformazioni 380/150 kV, successivamente sarà raccordata alla locale rete AT. Infine, per consentire il rispetto degli standard di qualità del servizio anche in presenza di elevata generazione da fonte rinnovabile, potranno essere installati opportuni dispositivi di compensazione del reattivo nelle suddette stazioni elettriche
- **Identificativo PDS 520-P "Interventi sulla rete AT per la raccolta della produzione rinnovabile in Basilicata"** – Cluster 3 Area Ionica: nell'area costiera ionica, inoltre, saranno previsti interventi finalizzati al superamento dei limiti di trasporto sulle direttrici 150 kV che alimentano i carichi locali e raccolgono la parte della produzione rinnovabile presente e in sviluppo sul tale porzione di rete. Saranno, infine,

opportunamente rimosse, laddove presenti, le limitazioni di trasporto nelle cabine primarie presenti lungo le direttrici 150 kV.

- *Identificativo PDS 521-P “Interventi sulla rete AT per la raccolta della produzione rinnovabile in Calabria”:* Al fine di ridurre i vincoli sulla rete a 150 kV del crotonese che rischiano di condizionare la produzione degli impianti da fonti rinnovabili previsti in forte sviluppo, saranno rimosse le limitazioni di trasporto attualmente presenti sulle principali direttrici di trasmissione a 150 kV, in modo da garantire una capacità di trasporto standard adeguata.

2.3 POSIZIONAMENTO DELLE TURBINE

Nella Tabella 2-1 e nella successiva Figura 2-3 è presentata la lista delle posizioni degli aerogeneratori, categorizzati in funzione del gruppo di appartenenza (1 o 2) e della stringa di locazione (per esempio A.n.1 = OWG n.1 nella stringa A del gruppo n-esimo).

Tabella 2-1: Coordinate WTG Krimisa Sezione 1

Taranto Dorada – OSS_1N N. Stringa / N. Turbina	Coordinate	
	Latitudine (° N)	Longitudine (° E)
STR_A1		
A1.1	38,646713	17,483231
A1.2	38,621705	17,491656
A1.3	38,646055	17,50977
A1.4	38,621047	17,518194
STR_B1		
B1.1	38,621705	17,545996
B1.2	38,621705	17,545996
B1.3	38,621705	17,545996
STR_C1		
C1.1	38,572651	17,512718
C1.2	38,598005	17,50303
C1.3	38,57298	17,540099
C1.4	38,597017	17,532095
STR_D1		

Taranto Dorada – OSS_1N N. Stringa / N. Turbina	Coordinate	
	Latitudine (° N)	Longitudine (° E)
D1.1	38,573309	17,568322
D1.2	38,572651	17,595703
D1.3	38,598005	17,56074
STR_E1		
E1.1	38,646384	17,539257
E1.2	38,671054	17,508927
E1.3	38,695388	17,543048
E1.4	38,671054	17,53715
STR_F1		
F1.1	38,719712	17,563267
F1.2	38,695716	17,570429
F1.3	38,671054	17,564952
F1.4	38,671054	17,593176
STR_G1		
G1.1	38,57298	17,679109
G1.2	38,596359	17,668999
G1.3	38,573968	17,651728
G1.4	38,597347	17,642882
STR_H1		
H1.1	38,57298	17,626032
H1.2	38,597347	17,615923
H1.3	38,646384	17,565795

Taranto Dorada – OSS_1N	Coordinate	
N. Stringa / N. Turbina	Latitudine (° N)	Longitudine (° E)
H1.4	38,621705	17,6016

Tabella 2-2: Coordinate WTG Krimisa Sezione 2

Taranto Dorada – OSS_1N	Coordinate	
N. Stringa / N. Turbina	Latitudine (° N)	Longitudine (° E)
STR_A2		
A2.1	38,719384	17,591069
A2.2	38,720041	17,619293
A2.3	38,695059	17,654677
A2.4	38,72037	17,646252
STR_B2		
B2.1	38,696045	17,597809
B2.2.	38,671712	17,619293
B2.3	38,696045	17,627296
B2.4	38,670725	17,648358
STR_C2		
C2.1	38,621047	17,630245
C2.2	38,645726	17,594439
C2.3	38,621705	17,656783
C2.4	38,646055	17,621399
STR_D2		

Taranto Dorada – OSS_1N	Coordinate	
N. Stringa / N. Turbina	Latitudine (° N)	Longitudine (° E)
D2.1	38,597017	17,725446
D2.2	38,597347	17,698065
D2.3	38,646713	17,650043
D2.4	38,621376	17,686691
STR_E2		
E2.1	38,621705	17,71323
E2.2	38,646713	17,677845
E2.3	38,646055	17,705226
E2.4	38,671712	17,675739
STR_F2		
F2.1	38,646384	17,733028
F2.2	38,670397	17,702699
F2.3	38,671383	17,756618
F2.4	38,671054	17,730922
STR_G2		
G2.1	38,719712	17,756618
G2.2	38,695716	17,765885
G2.3	38,720041	17,729237
G2.4	38,695716	17,739347
STR_H2		
H2.1	38,720041	17,674475
H2.2	38,695716	17,682058

Taranto Dorada – OSS_1N	Coordinate		
	N. Stringa / N. Turbina	Latitudine (° N)	Longitudine (° E)
H2.3		38,719712	17,702277
H2.4		38,695716	17,70986

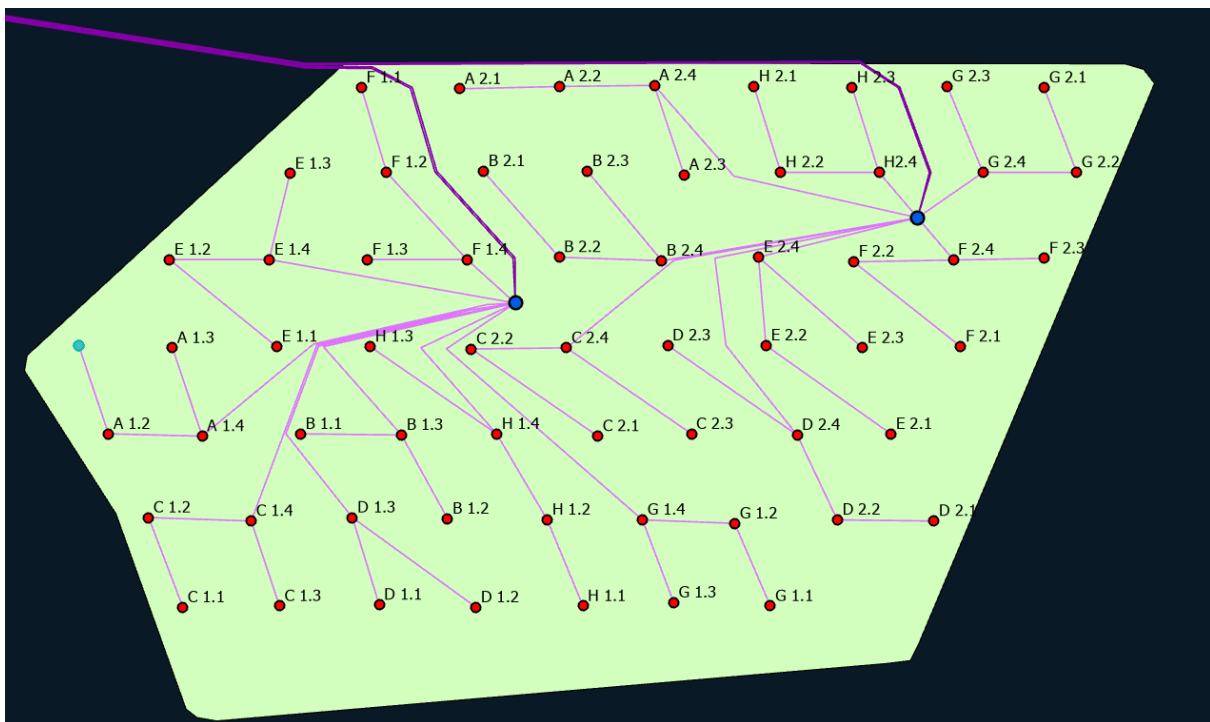


Figura 2-3: Vista delle posizioni dei singoli aerogeneratori

2.4 DATI AMBIENTALI

Il posizionamento 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.

Per quanto riguarda la risorsa eolica per l'area di progetto, utilizzando diverse fonti informative RINA ha stimato i valori di velocità del vento intorno a 7,7-7,8 m/sec ad una quota di 150 m s.l.m., con valori del parametro Weibull di 8,5-8,6 per A e 1,88 per k e una densità di potenza media di circa 600-636 W/m²;

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

- ✓ Da circa 61.9 km per la turbina più lontana a circa 43.4 km per la Sezione 1;
- ✓ Da circa 63 km per la turbina più lontana a circa 45.5 km per la Sezione 2.

3 MODELLO DI CALCOLO PER DIMENSIONAMENTO PRELIMINARE

3.1 DESCRIZIONE DEL MODELLO

Per il dimensionamento delle apparecchiature elettriche necessarie al corretto funzionamento del sistema in accordo alle normative vigenti, RINA ha provveduto alla creazione di un modello dell'intero progetto Krimisa utilizzando il software DigSILENT PowerFactory 2023, un'applicazione per l'analisi di sistemi industriali di alimentazione, generazione, trasmissione, e distribuzione.

All'interno di tale applicativo è stato possibile inserire tutti i macro componenti di sistema con i relativi parametri di funzionamento principali per procedere in seguito all'esecuzione di un calcolo di load flow sull'intera rete dell'impianto.

Attraverso le analisi di load flow sono state preliminarmente verificate le condizioni a regime del sistema elettrico e valutato se il dimensionamento ipotizzato per le linee di collegamento sia corretto o le linee risultino sovraccariche. Allo stesso modo, studiando tensioni e correnti, si conoscono le potenze dei singoli elementi di sistema consentendo quindi anche la verifica di dispositivi critici quali i trasformatori di potenza.

All'interno del modello la RTN di TERNA è stata modellizzata attraverso un blocco a parametri concentrati per semplificarne la rappresentazione.

Tutti i trasformatori presenti nel sistema, da quelli posti nelle OSS a quelli posti nella Sottostazione Utente, sono stati inclusi nel modello creato da RINA per tenere in considerazione sia la potenza attiva che la potenza reattiva transitante attraverso queste apparecchiature di rete.

I dati specifici di ciascun trasformatore saranno oggetto di dettagliata discussione nei capitoli di riferimento 4.3 e 4.6 **Error! Reference source not found.**

Per i collegamenti tra i componenti del sistema RINA ha considerato differenti tipologie di conduttori sia per sezione che materiale conduttivo. Nella tabella seguente sono riportate le principali caratteristiche dei conduttori presi in esame durante lo studio preliminare:

Tabella 3-1: Caratteristiche elettriche cavi marini e terrestri

Cable	U [kV]	Location	R [Ω /km]	X [Ω /km]	C [μ F/km]	I _{max} [A]
AL 3x1x300 mm²	66	Interarray cables	0.1280	0.1210	0.252	429
AL 3x1x400 mm²	66	Interarray cables	0.0804	0.0987	0.294	485
AL 3x1x1000 mm²	66	Interarray cables	0.0410	0.0553	0.388	875
CU 1x3x1000 mm ²	220	Offshore	0.0273	0.1159	0.205	1,029
CU 1x3x1200 mm²	220	Offshore	0.0270	0.1120	0.222	1,079
CU 1x3x1400 mm ²	220	Offshore	0.0224	0.1090	0.234	1,125
CU 1x3x1600 mm ²	220	Offshore	0.0208	0.1071	0.245	1,162
CU 1x3x1800 mm ²	220	Offshore	0.0195	0.1056	0.254	1,192
CU 3x1x1000 mm ²	220	Onshore	0.0232	0.1670	0.217	926
CU 3x1x1200 mm²	220	Onshore	0.0201	0.1630	0.234	997
CU 3x1x1600 mm ²	220	Onshore	0.0156	0.1539	0.260	1,138
CU 3x1x2000 mm ²	220	Onshore	0.0129	0.1445	0.290	1,255

I cavi evidenziati in grassetto nella precedente tabella sono quelli risultati idonei all'installazione nelle differenti sezioni d'impianto.

Al capitolo 4.2.2 sono riportate in dettaglio all'interno della Tabella 4-2 tutte le connessioni marine.

I risultati dell'analisi di load flow ottenuti attraverso il modello implementato da RINA con il software DigSILENT sono disponibili nell'allegato A della presente relazione.

4 DESCRIZIONE DELLE OPERE ELETTRICHE

L'impianto eolico è costituito dai 62 aerogeneratori che sono stati suddivisi in due Sezioni principali così formate:

- ✓ La Sezione 1 è costituita da 30 aerogeneratori da 18 MW ciascuno, suddivisi su 8 stringhe, per una potenza complessiva pari a 540 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 Sezione 2 è costituita da 32 aerogeneratori da 18 MW ciascuno, suddivisi su 3 stringhe, per una potenza complessiva pari a 576 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.

4.1 AEROGENERATORI

Come anticipato nell'incipit del Capitolo 4 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 18 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 30 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.

4.1.1 Sistema elettrico generatore-convertitore

La tipologia di sistema elettrico generatore-convertitore scelto è del tipo Full Scale Converter. Tale tipologia sfrutta convertitori di potenza posti elettricamente in serie a ciascuna delle fasi del generatore. Grazie alla presenza di un convertitore per fase, la turbina possiede un ampio spettro di regolazione della potenza reattiva, operando sia in sovra che sottoalimentazione, anche a bassi regimi di velocità del vento. Tale caratteristica permette facilmente di rispondere ai requisiti imposti da TERNA all'interno dell'Allegato A17 del Codice di Rete.

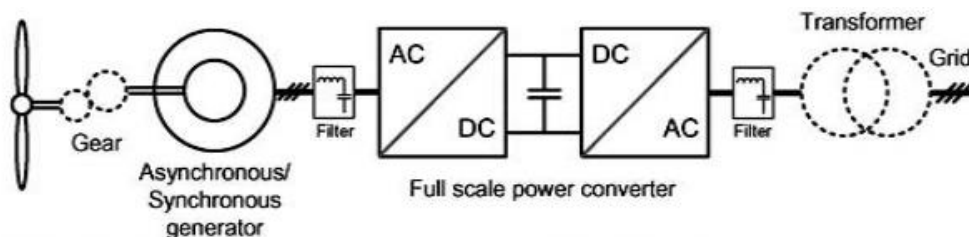


Figura 4-1: Schema del sistema elettrico generatore-convertitore

4.1.2 Configurazione generale

Ciascuna delle 16 stringhe previste nelle due Sezioni del progetto prevede il collegamento delle turbine secondo uno schema doppio radiale. Tale configurazione prevede l'individuazione di una turbina definita centro stella, dalla quale si diramano due linee volte a collegare le restanti WTG della stringa. Ad ogni ramo sono collegate una o due torri in configurazione entra-esce. Inoltre, dalle turbine centrali partono i collegamenti verso la sottostazione elettrica offshore di riferimento, dove tali linee giungono al quadro isolato in gas di raccolta che mette in parallelo tra loro le stringhe della stessa sezione.

Nella seguente figura è rappresentato lo schema di connessione a doppio radiale sopra citato, per semplicità viene rappresentata esclusivamente una stringa con quattro aerogeneratori:

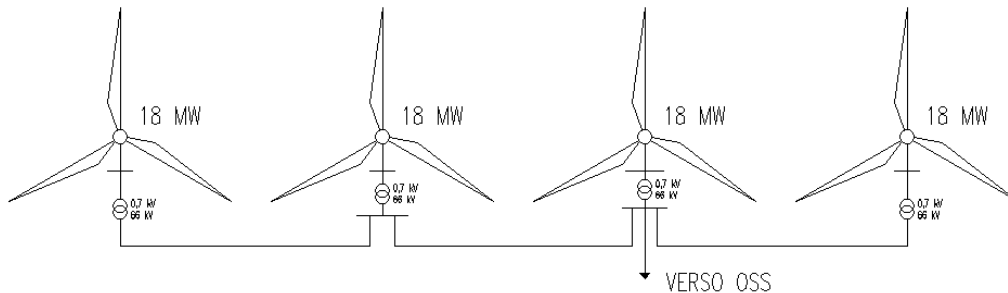


Figura 4-2: Schema configurazione generale stringa da 4 WTG

La tensione nominale prevista per questa prima porzione del sistema è stata scelta una tensione pari a 66kV.

All'interno della OSS saranno installati dei trasformatori che effettueranno il primo livello di innalzamento della tensione, passando da 66 kV a 220 kV, per mezzo di trasformatori elevatori di taglia adeguata.

A valle delle due OSS sono previste quattro linee sottomarine a 220 kV per trasportare l'energia prodotta fino a terra. Nei pressi del punto di approdo è prevista l'installazione di una buca giunti, dove è prevista la transizione da cavi marini ad analoghi di tipo terrestre.

Da questa buca giunti sono state poi considerate quattro linee interrate a 220 kV di lunghezza pari a circa 12 km, tali condutture elettriche sono state progettate 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 Utente per l'elevazione della tensione in prossimità del nodo a 380 kV di Terna S.p.A., tramite trasformatori di taglia adeguata sarà quindi effettuato l'innalzamento della tensione da 220 a 380 kV definendo quindi il punto di consegna verso la RTN.

4.1.3 Calcolo preliminare delle correnti

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

$$I_{n,gen,k} = \frac{P_{n,gen}}{\sqrt{3} \cdot V_n \cdot \cos \varphi_{gen}} = \frac{18 \cdot 10^6}{\sqrt{3} \cdot (66 \cdot 10^3) \cdot 0,99} \cong 159,05 \text{ A} \cong 160 \text{ A}$$

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 un sottocampo *m-esimo*, formato da 4 generatori vale quindi:

$$I_{n,gen,k} = \sum_{k=1}^K I_{n,gen,k} = 4 \cdot 160 = 640 A$$

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

La corrente totale di sezione al livello di tensione 66 kV, sommando tutti i sottocampi di ogni sezione vale:

Tabella 4-1: Corrente preliminare in uscita da ogni sezione del campo

Stringhe Krimisa	N. di WTG	Corrente di sottocampo (A)
A1	4	640
B1	3	480
C1	4	640
D1	3	480
E1	4	640
F1	4	640
G1	4	640
H1	4	640
A2	4	640
B2	4	640
C2	4	640
D2	4	640
E2	4	640
F2	4	640
G2	4	640
H2	4	640

NOTA:

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

4.1.4 Sistemi di protezione

4.1.4.1 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.

4.1.4.2 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.

4.1.4.3 [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).

4.1.4.4 [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".

4.1.4.5 [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 la vita utile del progetto.

4.1.5 [Collaudi, Montaggi e documentazione](#)

4.1.5.1 [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.

4.1.5.2 [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.

4.1.6 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.

4.2 CAVI ELETTRICI MARINI DI COLLEGAMENTO

La configurazione preliminare prevede suddividere l'intero progetto in due Sezioni:

- Sezione 1: formata da 2 stringhe con 3 aerogeneratori e 6 stringhe con 8 aerogeneratori ciascuna, per un totale di 30 aerogeneratori,
- Sezione 2: formato da 8 stringhe con 4 aerogeneratori ciascuna, per un totale di 32 aerogeneratori.

Per ogni stringa di ogni sezione è prevista la partenza del cavo di trasmissione marino a 66kV diretto verso la OSS, per un totale di 16 cavi, 8 verso la OSS1 e 8 verso la OSS2.

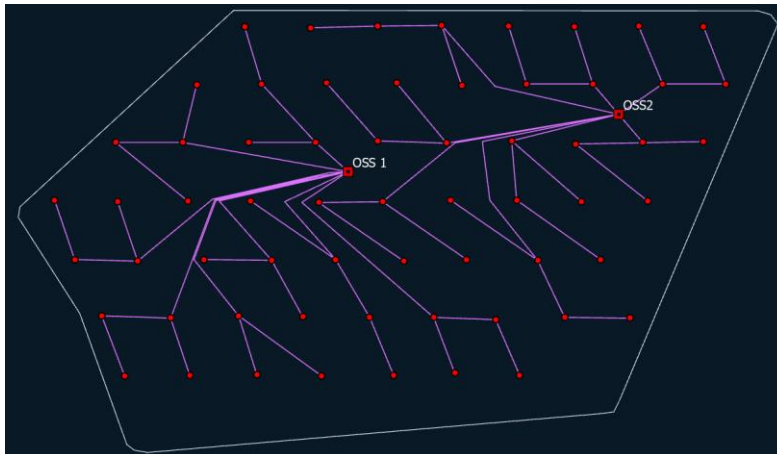


Figura 4-3: Collegamenti in stringa degli aerogeneratori

Delle due OSS è prevista la partenza dei cavi di trasmissione marini a 220 kV diretti verso il punto di collegamento a terra. Preliminarmente sono stati previsti in uscita da ogni OSS due cavi posti a valle di altrettanti due trasformatori, per un totale di quattro cavi.



Figura 4-4: Vista del tracciato preliminare del cavidotto marino

4.2.1 Configurazioni 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 75 km dal punto ipotizzato per la convergenza dei cavi di trasmissione in arrivo da ogni OSS.

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

L'approccio alla costa è generalmente caratterizzato da una convergenza graduale dei cavi da una distanza di circa 1,5 km fino a 0,6 km dalla costa raggiungendo una inter-distanza limite pari a 10 m, seguendo sempre un approccio conservativo.

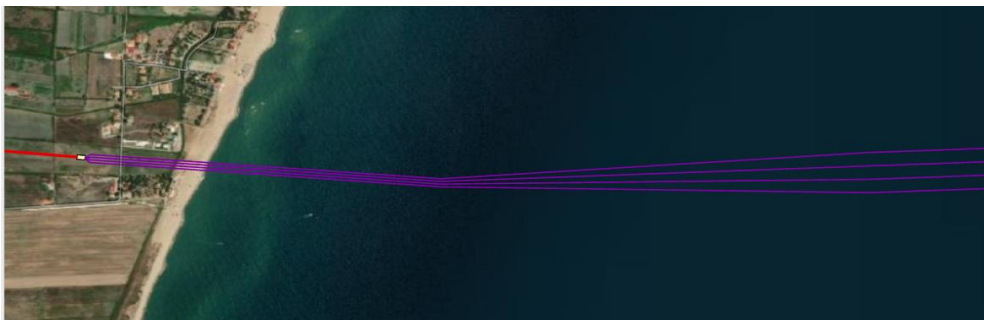


Figura 4-5: Conversione dei cavi marini in approccio alla costa

4.2.1.1 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 di tipo "No Dig", in particolare, si ipotizza un passaggio tramite trivellazione orizzontale controllata – TOC (n.d.r. HDD – Horizontal Directional Drilling) indicativamente per gli ultimi 0,6/0,7 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.

4.2.1.2 Punto di giunzione e approdo

Una volta usciti dal tratto in TOC, i cavi marini vengono convogliati in una struttura interrata denominata Buca Giunti in cui avviene la giunzione tra cavi di tipo marino e cavo di tipo terrestre. Nella buca giunti i cavi sono complanari e si può considerare un'inter-distanza tra le terne pari a 2 m, per una larghezza totale pari a 8 m e una lunghezza pari a 25 m, come mostrato a titolo esemplificativo nell'immagine seguente di un tipico costruttivo. 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.

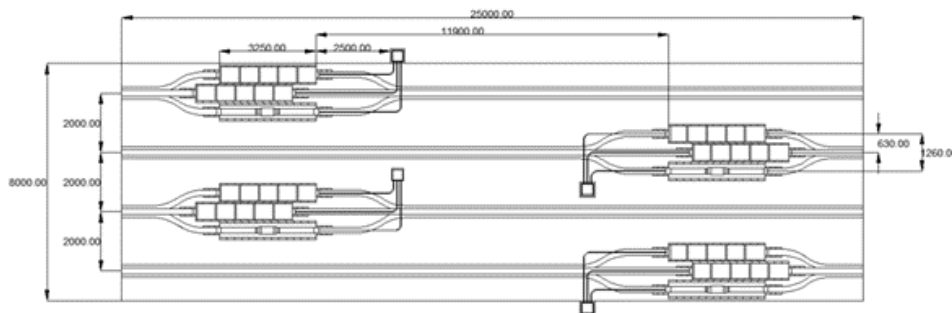


Figura 4-6: Tipico buca giunta con 4 terne AT

4.2.2 Lista delle connessioni elettriche

Nella seguente tabella è riportata la lista delle sezioni preliminari proposte e verificate attraverso il modello esposto al Capitolo 3 per il sito in analisi.

Tabella 4-2: Lista delle connessioni elettriche marine

Tratta	Sezione Cavo [mm ²]	Tensione [kV]	Corrente [A]	Portata Nominale [A]	Cable Loading [%]
Sezione 1					
WTG_A1_01 - WTG_A1_02	66kV 3x300mm ² AI XLPE	66	153,42	429	35,76
WTG_A1_02 - WTG_A1_04	66kV_3x400mm ² _AI_XLPE	66	306,01	485	63,10
WTG_A1_03 - WTG_A1_04	66kV 3x300mm ² AI XLPE	66	153,77	429	35,84
WTG_A1_04 - SSO 1_1 66/220kV	66kV 3x1000mm ² AI XLPE	66	611,49	753	81,21
WTG_B1_01 - WTG_B1_03	66kV 3x300mm ² AI XLPE	66	154,08	429	35,92
WTG_B1_02 - WTG_B1_03	66kV 3x300mm ² AI XLPE	66	154,15	429	35,93
WTG_B1_03 - SSO 1_1 66/220kV	66kV 3x1000mm ² AI XLPE	66	460,35	753	61,14
WTG_C1_01 - WTG_C1_02	66kV 3x300mm ² AI XLPE	66	153,18	429	35,71
WTG_C1_02 - WTG_C1_04	66kV_3x400mm ² _AI_XLPE	66	305,54	485	63,00
WTG_C1_03 - WTG_C1_04	66kV 3x300mm ² AI XLPE	66	153,53	429	35,79
WTG_C1_04 - SSO 1_1 66/220kV	66kV 3x1000mm ² AI XLPE	66	610,55	753	81,08
WTG_D1_01 - WTG_D1_03	66kV 3x300mm ² AI XLPE	66	153,78	429	35,85
WTG_D1_02 - WTG_D1_03	66kV 3x300mm ² AI XLPE	66	153,85	429	35,86
WTG_D1_03 - SSO 1_1 66/220kV	66kV 3x1000mm ² AI XLPE	66	459,45	753	61,02

WTG_E1_01 - WTG_E1_02	66kV 3x300mm2 AI XLPE	66	155,18	429	36,17
WTG_E1_02 - WTG_E1_04	66kV_3x400mm2_AI_XLPE	66	309,53	485	63,82
WTG_E1_03 - WTG_E1_04	66kV 3x300mm2 AI XLPE	66	155,54	429	36,26
WTG_E1_04 - SSO 1_2 66/220kV	66kV 3x1000mm2 AI XLPE	66	618,52	753	82,14
WTG_F1_01 - WTG_F1_02	66kV 3x300mm2 AI XLPE	66	155,79	429	36,32
WTG_F1_02 - WTG_F1_04	66kV_3x400mm2_AI_XLPE	66	310,76	485	64,08
WTG_F1_03 - WTG_F1_04	66kV 3x300mm2 AI XLPE	66	156,16	429	36,40
WTG_F1_04 - SSO 1_2 66/220kV	66kV 3x1000mm2 AI XLPE	66	620,99	753	82,47
WTG_G1_01 - WTG_G1_02	66kV 3x300mm2 AI XLPE	66	154,68	429	36,06
WTG_G1_02 - WTG_G1_04	66kV_3x400mm2_AI_XLPE	66	308,54	485	63,62
WTG_G1_03 - WTG_G1_04	66kV 3x300mm2 AI XLPE	66	155,04	429	36,14
WTG_G1_04 - SSO 1_2 66/220kV	66kV 3x1000mm2 AI XLPE	66	616,54	753	81,88
WTG_H1_01 - WTG_H1_02	66kV 3x300mm2 AI XLPE	66	160,64	429	36,19
WTG_H1_02 - WTG_H1_04	66kV_3x400mm2_AI_XLPE	66	638,76	485	63,85
WTG_H1_03 - WTG_H1_04	66kV 3x300mm2 AI XLPE	66	156,00	429	36,27
WTG_H1_04 - SSO 1_2 66/220kV	66kV 3x1000mm2 AI XLPE	66	619,00	753	82,18
Sezione 2					
WTG_A2_01 - WTG_A2_02	66kV 3x300mm2 AI XLPE	66	157,44	429	36,70
WTG_A2_02 - WTG_A2_04	66kV_3x400mm2_AI_XLPE	66	314,06	485	64,75

WTG_A2_03 - WTG_A2_04	66kV 3x300mm2 AI XLPE	66	157,82	429	36,79
WTG_A2_04 - SSO 2_1 66/220kV	66kV 3x1000mm2 AI XLPE	66	627,56	753	83,34
WTG_B2_01 - WTG_B2_02	66kV 3x300mm2 AI XLPE	66	157,80	429	36,78
WTG_B2_02 - WTG_B2_04	66kV_3x400mm2_AI_XLPE	66	314,76	485	64,90
WTG_B2_03 - WTG_B2_04	66kV 3x300mm2 AI XLPE	66	158,08	429	36,85
WTG_B2_04 - SSO 2_1 66/220kV	66kV 3x1000mm2 AI XLPE	66	626,80	753	83,54
WTG_C2_01 - WTG_C2_02	66kV 3x300mm2 AI XLPE	66	157,17	429	36,64
WTG_C2_02 - WTG_C2_04	66kV_3x400mm2_AI_XLPE	66	313,52	485	64,64
WTG_C2_03 - WTG_C2_04	66kV 3x300mm2 AI XLPE	66	157,55	429	36,72
WTG_C2_04 - SSO 2_1 66/220kV	66kV 3x1000mm2 AI XLPE	66	626,50	753	83,20
WTG_D2_01 - WTG_D2_02	66kV 3x300mm2 AI XLPE	66	156,95	429	36,58
WTG_D2_02 - WTG_D2_04	66kV_3x400mm2_AI_XLPE	66	313,07	485	64,55
WTG_D2_03 - WTG_D2_04	66kV 3x300mm2 AI XLPE	66	157,32	429	36,67
WTG_D2_04 - SSO 2_1 66/220kV	66kV 3x1000mm2 AI XLPE	66	625,59	753	83,08
WTG_E2_01 - WTG_E2_02	66kV 3x300mm2 AI XLPE	66	159,90	429	37,27
WTG_E2_02 - WTG_E2_04	66kV_3x400mm2_AI_XLPE	66	318,97	485	65,77
WTG_E2_03 - WTG_E2_04	66kV 3x300mm2 AI XLPE	66	160,29	429	37,36
WTG_E2_04 - SSO 2_2 66/220kV	66kV 3x1000mm2 AI XLPE	66	637,38	753	84,65

WTG_F2_01 - WTG_F2_02	66kV 3x300mm2 AI XLPE	66	160,27	429	37,36
WTG_F2_02 - WTG_F2_04	66kV_3x400mm2_AI_XLPE	66	319,72	485	65,92
WTG_F2_03 - WTG_F2_04	66kV 3x300mm2 AI XLPE	66	160,67	429	37,45
WTG_F2_04 - SSO 2_2 66/220kV	66kV 3x1000mm2 AI XLPE	66	638,20	753	84,84
WTG_G2_01 - WTG_G2_02	66kV 3x300mm2 AI XLPE	66	160,19	429	37,34
WTG_G2_02 - WTG_G2_04	66kV_3x400mm2_AI_XLPE	66	618,80	485	65,89
WTG_G2_03 - WTG_G2_04	66kV 3x300mm2 AI XLPE	66	160,25	429	37,43
WTG_G2_04 - SSO 2_2 66/220kV	66kV 3x1000mm2 AI XLPE	66	319,66	753	84,80
WTG_H2_01 - WTG_H2_02	66kV 3x300mm2 AI XLPE	66	160,00	429	37,35
WTG_H2_02 - WTG_H2_04	66kV_3x400mm2_AI_XLPE	66	320,00	485	65,91
WTG_H2_03 - WTG_H2_04	66kV 3x300mm2 AI XLPE	66	161	429	37,44491
WTG_H2_04 - SSO 2_2 66/220kV	66kV 3x1000mm2 AI XLPE	66	639	753	84,8291

4.2.3 Caratteristiche dei cavi marini

Le linee elettriche di connessione degli aerogeneratori, funzionanti a 66 kV e le linee di collegamento dal mare alla costa, funzionanti a 220 kV, saranno costituite da cavi in formazione unipolare o 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. Dopo l'approdo a terra, 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 è prevista una linea marina in cavo a 66 kV avente sezione pari a 300÷400 mm² con anima in alluminio e isolamento in EPR per il collegamento tra le WTG ed un cavo a 66 kV avente sezione pari a 1000 mm² con anima in alluminio e isolamento in EPR per il collegamento dalla WTG centrale alla OSS. In uscita dalle OSS verso terra è stato preliminarmente considerato un cavo per ciascun trasformatore avente sezione 1200 mm² con anima in alluminio e isolamento in EPR.

Submarine Dynamic Cable Design

Powerlink
A Brand of Prysmian Group

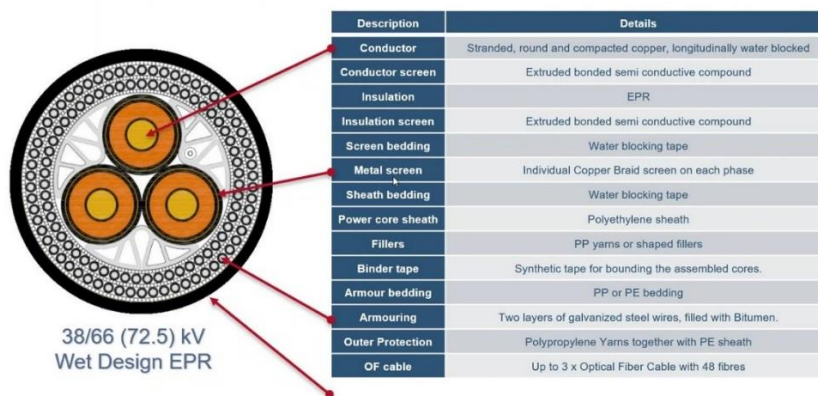


Figura 4-7: Esempio di cavo tripolare marino a 66 kV

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

La tecnologia utilizzata prevista allo stato attuale per la connessione tra le turbine che compongono una stringa ed il collegamento della stringa con la sottostazione galleggiante sarà quella denominata “w-shaped cable” il quale prevede una soluzione senza approccio al fondale grazie all'utilizzo di boe di sostegno. Questa soluzione riduce gli sforzi meccanici al quale il cavo sarebbe sottoposto e dona maggiore libertà di assestamento nei movimenti. In Figura 4-8 rappresentiamo schematicamente la tipologia presentata qui sopra:

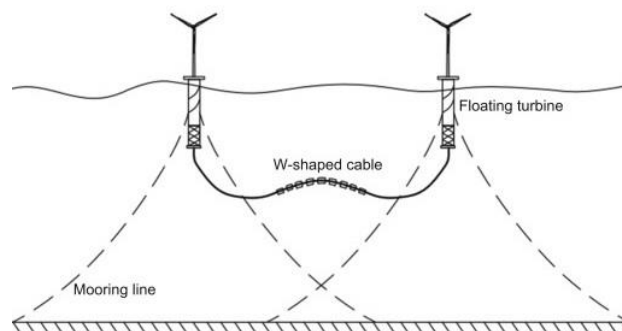


Figura 4-8: Cablaggio sottomarino

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

La tecnologia utilizzata prevista allo stato attuale per la connessione della sottostazione galleggiante ed il punto di collegamento a terra 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 4-9 rappresentiamo schematicamente le tipologie più diffuse per il tipo di applicazione oggetto della presente relazione.

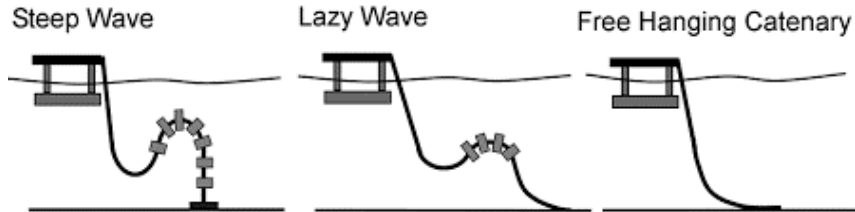


Figura 4-9: Standard di cablaggio sottomarino

4.2.4 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).

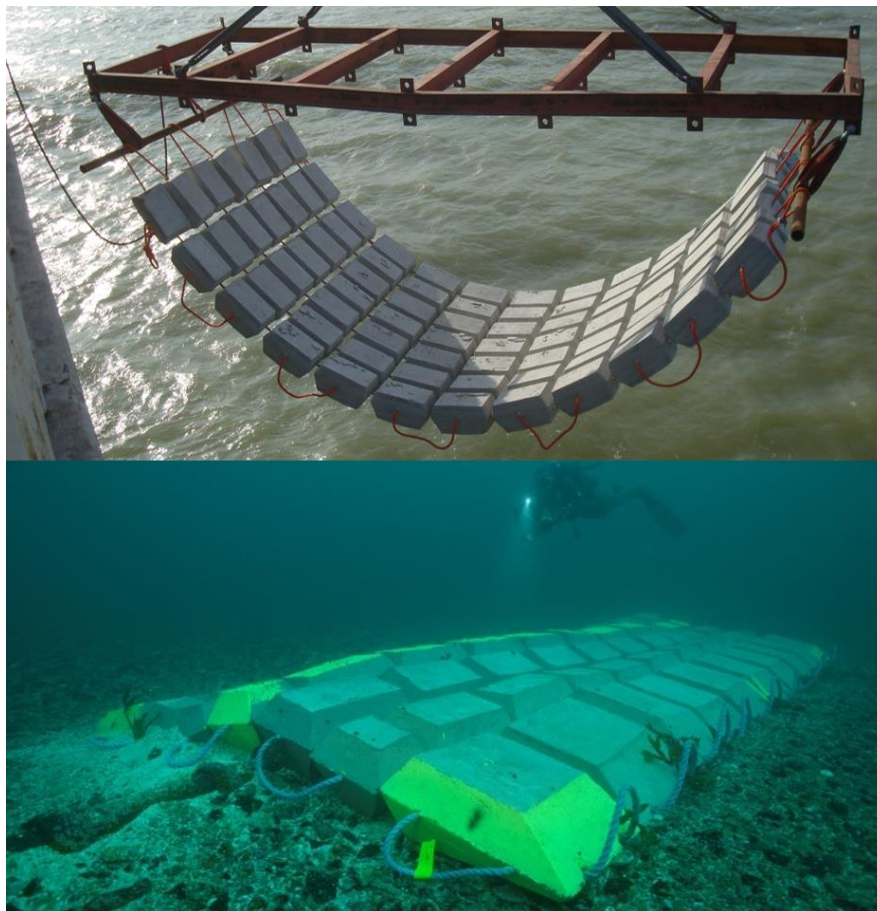


Figura 4-10: Esempio di protezione di un cavo sottomarino con cubicoli

Ove possibile, ovvero 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 4-11. Tale sistema riduce il rischio di interferenza di agenti esterni, come per esempio ancore o reti da pesca, che potrebbero danneggiarlo o trascinarlo via.

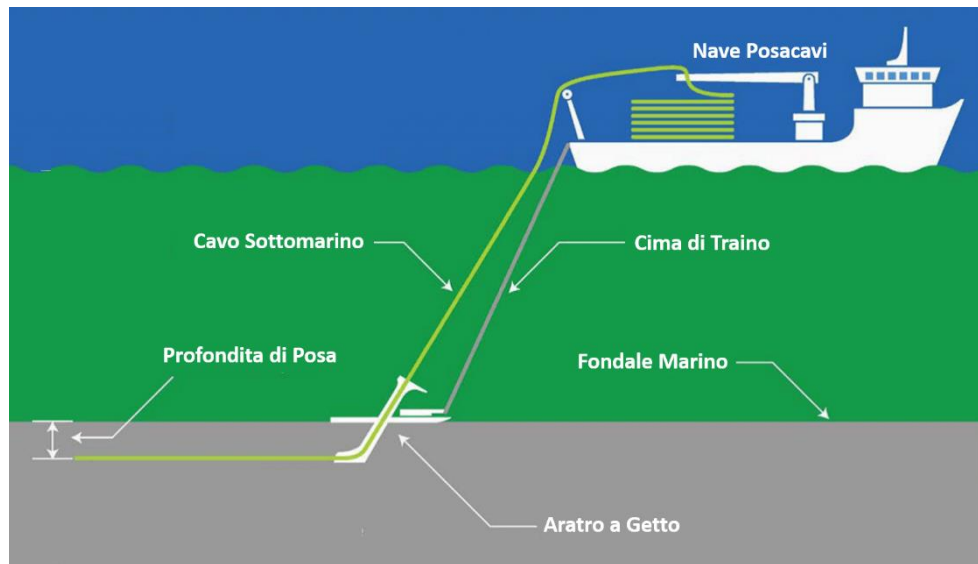


Figura 4-11: Dettaglio del metodo di stesura con co-trenching

Un'ulteriore soluzione è costituita dalla posa tramite gusci di ghisa o polimeri assemblati sul cavo, come da Figura 4-12. 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 4-12: Esempio di metodo di posa con gusci di protezione

4.2.5 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 4-13: Nave posa cavo Leonardo Da Vinci (Fonte: Prysmian Group/Fincantieri)

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

4.3 SOTTOSTAZIONI ELETTRICHE GALLEGGIANTI

Le Stazioni di Trasformazione Elettrica galleggiante, la cui posizione è stata indicata preliminarmente secondo la Tabella 4-3, è stata posizionata in prossimità delle turbine di generazione elettrica. In detta stazione avviene l'innalzamento del livello di tensione da 66 a 220 kV. Le dimensioni in pianta preliminari del "topside", contenente le apparecchiature elettriche, sono ipotizzabili pari a circa 90x50 m con un'altezza di 40 m al di sopra della fondazione galleggiante, 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 4-3: Dettaglio coordinate OSS

Sottostazione n°	Coordinate	
	Longitudine (E)	Latitudine (N)
OSS 1	17,720802	38,682904
OSS 2	17,606866	38,658719

All'interno di ciascuna delle due OSS è prevista l'installazione di due trasformatori di potenza per effettuare il primo incremento di tensione, il cui dimensionamento è stato preliminarmente ipotizzato e successivamente verificato tramite i calcoli di load flow esposti al capitolo 3.

Si riportano nella successiva tabella le caratteristiche principali installati in ognuna delle OSS:

Tabella 4-4: Specifiche preliminari trasformatori OSS

Trasformatore	Taglia (MVA)	Tipo di raffreddamento	V _{n1} (kV)	V _{n2} (kV)	V _{cc} %	Gruppo vettoriale
TR1	350	ONAN	220 ±12×1,25%	66	13.6	YNd11
TR2	350	ONAN	220 ±12×1,25%	66	13.6	YNd11

In aggiunta, oltre alle apparecchiature elettriche sono previsti:

- sistemi di ventilazione;
- sistemi di sicurezza e antiincendio;
- sistemi di comunicazione;
- alloggi temporanei e relativi servizi per il personale coinvolto in eventuali interventi di emergenza, la presenza di persone a bordo è da intendersi per periodi ridotti di tempo.

4.4 LINEA DI CONNESSIONE A 220 KV

A valle dell'approdo dei cavi marini, come anticipato nel capitolo 4.2.1.2, sarà posizionata la Buca Giunti in cui viene effettuata la transizione da cavi marini a cavi terrestri.

Allo stato attuale, come presentato negli schemi unifilari è prevista una linea in cavo a 220 kV avente sezione pari a 1200 mm² con anima in rame ed isolamento in EPR per il collegamento tra la Buca Giunti e la Stazione Utente. Tale conduttura elettrica dovrà essere designata in accordo alle normative vigenti, in particolare alla norma CEI 11-17, la quale ha lo scopo di dare istruzioni per la progettazione, per l'esecuzione, per le verifiche e per l'esercizio delle linee di energia in cavo a corrente sia alternata sia continua.

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 4-14. Si può considerare un'interdistanza tra i cavi complanari pari a 1 m, inoltre tali condutture dovranno essere posate almeno a 1m di profondità dal piano di calpestio in superficie. I cavi saranno adeguatamente segnalati tramite l'utilizzo di nastro monitorare interrato in prossimità delle installazioni. Per la scelta della tipologia di posa andranno considerate le indicazioni contenute nella norma CEI 20-89, la quale ha lo scopo di fornire le indicazioni di base necessarie all'installazione di sistemi in cavo di media tensione (MT) e di alta tensione (AT) in corrente alternata, indicandone i criteri di impiego e le informazioni utili alla salvaguardia di persone e cose.

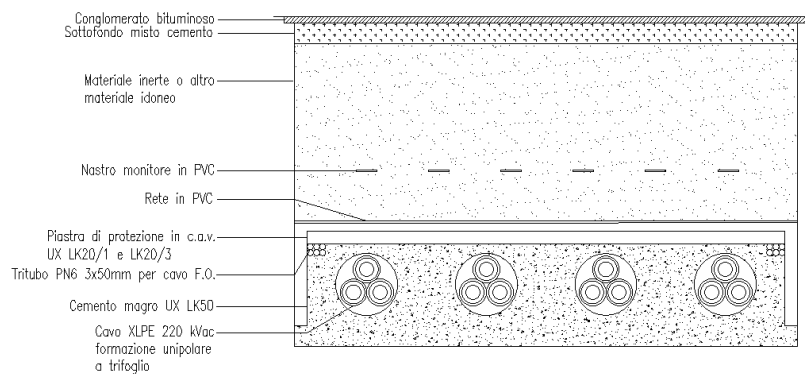


Figura 4-14: Configurazione di posa dei cavi terrestri

Il percorso seguito dai cavi terrestri in fase preliminare è risultato circa 12 km 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 layout di posa e il routing definitivo saranno in conformità a quanto indicato nella soluzione di connessione elettrica (STMG) da parte di Terna e da valutare in maniera approfondita a livello di dettaglio realizzativo durante lo sviluppo delle fasi di progetto successive.



Figura 4-15: Percorso preliminare cavidotto a 220 kV

4.5 STAZIONE DI SEZIONAMENTO

In prossimità del punto di approdo e della giunzione tra cavi marini e corrispettivi cavi terrestri potrà essere posizionata la stazione di sezionamento della linea mare/terra a 220 kV.

Tale infrastruttura permette di avere un ulteriore punto di comando, controllo e sezionamento dell'intero impianto utile considerando l'elevata lunghezza del cavidotto in partenza dalle OSS verso il punto di connessione. Gli unici dispositivi di manovra altrimenti risulterebbero posizionati esclusivamente sulla Stazione Offshore e nella Stazione Utente, la quale è situata come meglio descritto nel prossimo paragrafo in prossimità della stazione di Terna. Questa soluzione permette una maggiore flessibilità anche in caso di manutenzione ordinaria e/o straordinaria, in quanto risulta possibile sezionare la linea cavo in un punto intermedio tra le due infrastrutture sopra citate. Il locale previsto preliminarmente è composto principalmente da una sala principale contenente gli equipaggiamenti GIS al fine di ottimizzare la compattezza della struttura e ridurre l'ingombro e il conseguente impatto sul contesto locale.

La struttura avrà dimensioni in pianta indicativamente pari a circa 20 m x 10 m e un'altezza di 4/5 m.

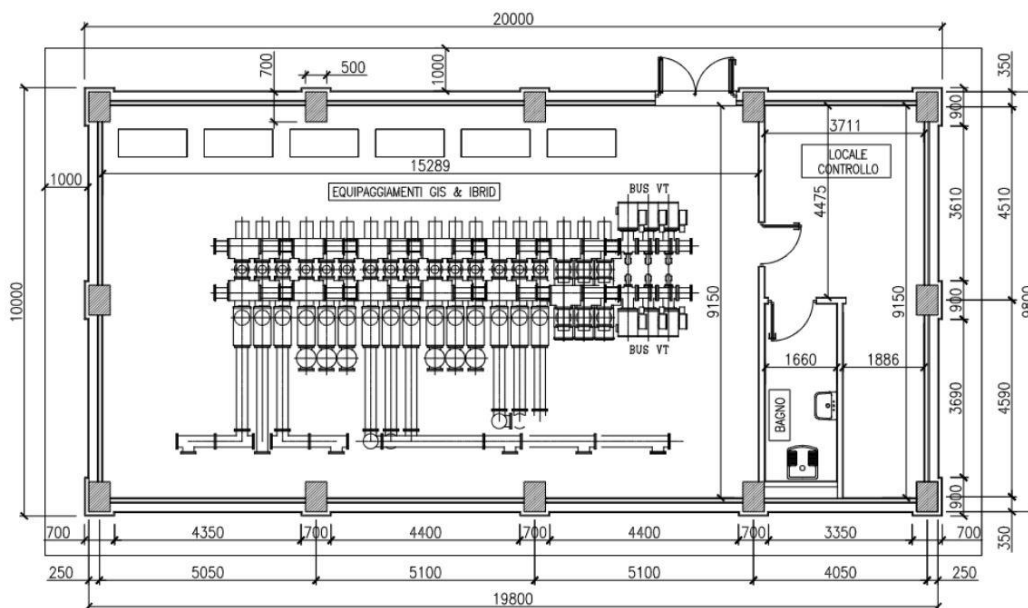


Figura 4-16: Vista in pianta tipico stazione di sezionamento

In fasi successive di progettazione potrà essere confermata la presenza di quest'opera o valutato in dettaglio se evitarne la realizzazione, dato il fatto che la lunghezza del cavidotto a terra relativamente breve rispetto alla lunghezza del cavidotto di export quindi la Stazione di Sezionamento risulterebbe in una posizione non baricentrica e perdendo il principale vantaggio di sezionamento intermedio.

4.6 STAZIONE UTENTE

La Stazione Elettrica di Utente viene ipotizzata nei pressi della SE Scandale così da poter meglio rispettare i vincoli imposti dal Codice di Rete sulla qualità della potenza immessa. Essendo tuttavia in attesa dell'emissione della STMG da parte di TERNA che definirà l'effettivo punto di connessione alla RTN, qualora fosse indicato un punto di connessione differente dalla SE Scandale, la Stazione Utente dovrà essere locata il più possibile nei pressi del nuovo punto di connessione indicato da TERNA.

In detta stazione avviene l'innalzamento del livello di tensione da 220 kV a 380 kV tramite autotrasformatori, la compensazione della potenza reattiva capacitiva in accordo con il codice di Rete del TSO e la gestione e controllo di tutto l'impianto di generazione tramite sistemi SCADA adeguatamente progettati.

L'area ospitante sarà di dimensioni tali da consentire un comodo alloggiamento dei macchinari, degli stalli a 220 kV, 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.

Le dimensioni preliminarmente ipotizzate per l'area d'installazione sono pari a 200 x 190 m, come visibile in dettaglio nell'elaborato grafico "Planimetria elettromeccanica SSEU onshore", di cui si riporta un estratto in Figura 4-17.

Il sistema di Krimisa prevede che le quattro linee a 220 kV siano suddivise su due montanti a 220 kV.

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

Tabella 4-5: Specifiche preliminari trasformatori SE Connessione

Autotrasformatore	Taglia (MVA)	Tipo di raffreddamento	V _{n1} (kV)	V _{n2} (kV)	V _{N3} (kV)	V _{cc} %	Gruppo vettoriale
ATR1	700	ONAN	380 ±12×1,25%	220	34.5	14	YN-yn-d11
ATR2	700	ONAN	380 ±12×1,25%	220	34.5	14	YN-yn-d11

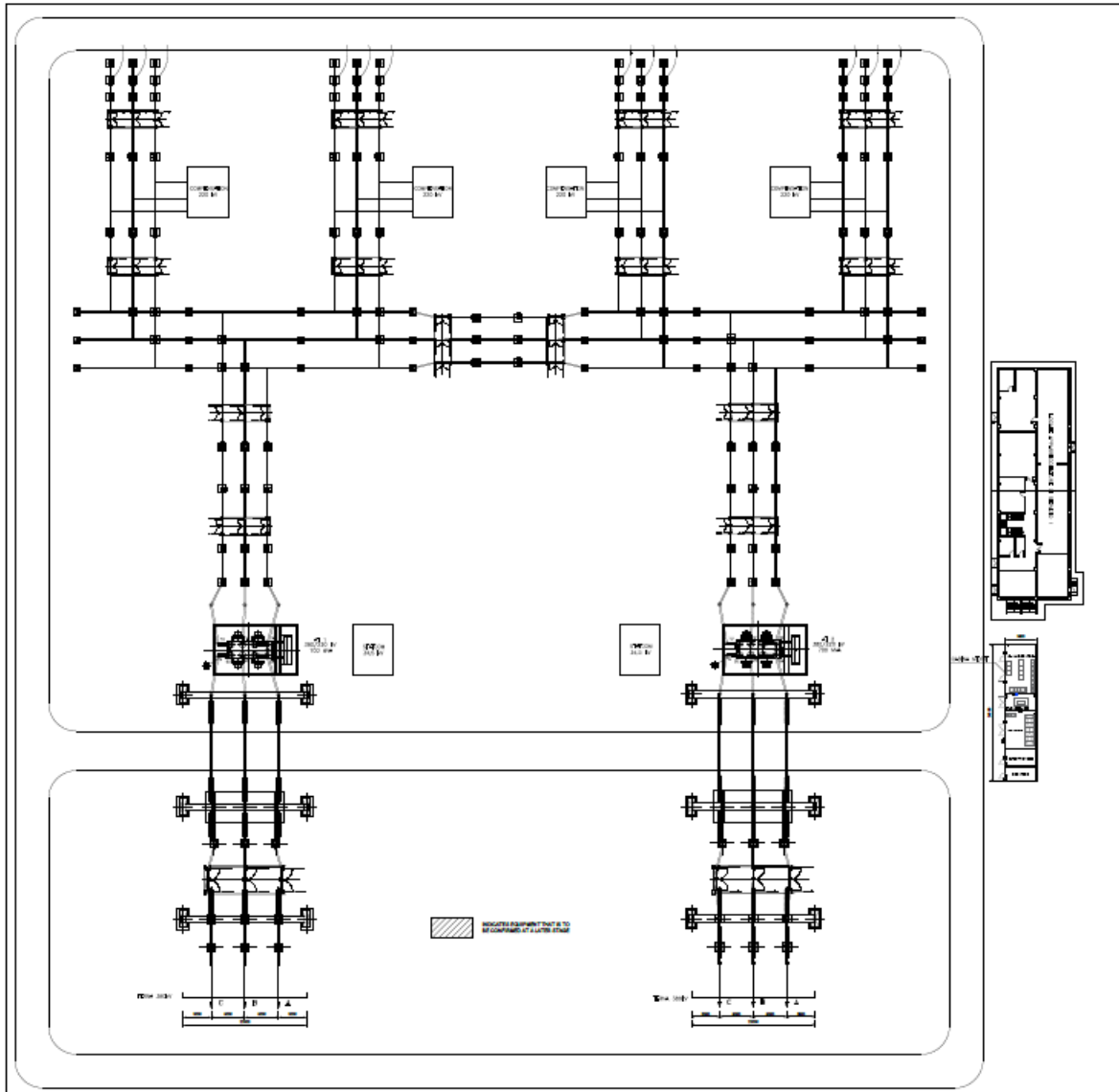


Figura 4-17: Vista in pianta della Stazione Elettrica di Utente

5 COMPENSAZIONE DELLA POTENZA REATTIVA

5.1 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.

5.2 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.

5.2.1 Considerazioni preliminari

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 $Q=\pm 0,35*300=\pm 105$ MVar per i due gruppi di turbine. 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.

6 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, 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 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] KRI-RIN-TEC-GEN-RPT-0001-R00 – RELAZIONE GENERALE
- [2] KRI-RIN-TEC-ELE-DWG-0002-R00 – SCHEMA ELETTRICO UNIFILARE
- [3] KRI-RIN-TEC-ELE-DWG-0003-R00 – Planimetria elettromeccanica SSEU onshore
- [4] Offshore Wind Submarine Cable Spacing Guidance - TÜV SÜD;

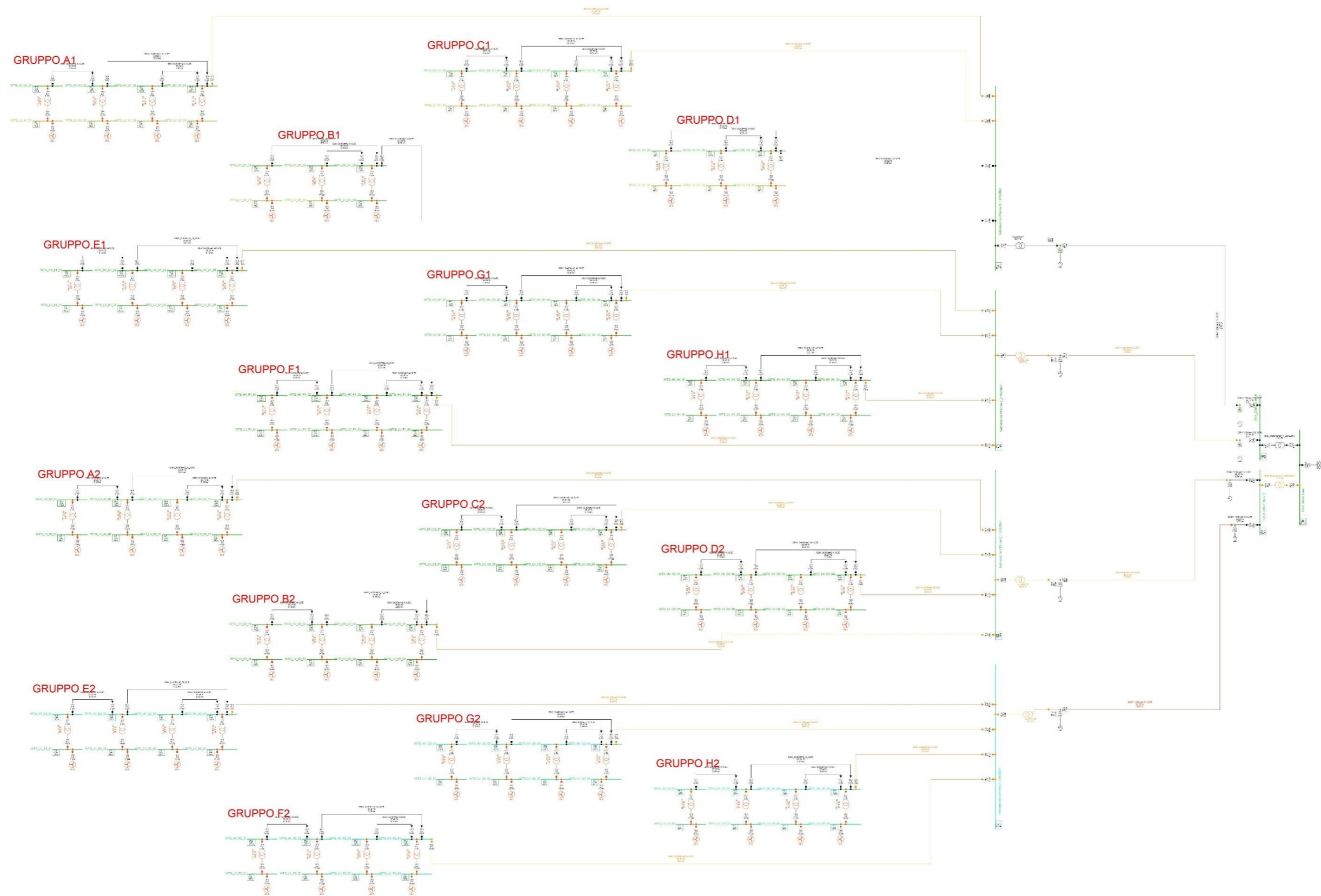
NORME E LEGGI DI RIFERIMENTO

- [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] CEI 11-17 - Impianti di produzione, trasmissione e distribuzione pubblica di energia elettrica – Linee in cavo;
- [13] CEI 20-89 - Guida all'uso e all'installazione dei cavi elettrici e degli accessori di media e alta tensione e criteri generali di progettazione;
- [14] IEC 61400-24 - Wind turbine - sezione 24: protezione antifulmine;
- [15] IEC 62305-1 - Protezione parafulmine - paragrafo 1: generale;
- [16] ISO 12495 - Protezione catodica per strutture fisse offshore di acciaio;
- [17] EN 12495 - Protezione catodica per strutture fisse offshore di acciaio;
- [18] DNVGL-RP-B101 - Protezione catodica con rivestimenti;
- [19] TERNA – Codice di trasmissione dispacciamento, sviluppo e sicurezza della rete;
- [20] TERNA - Allegato A.17 - Centrali eoliche: Condizioni generali di connessione alle reti AT, sistemi di protezione, regolazione e controllo;
- [21] 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;

ALLEGATI

- A. *“Analisi load-flow dell’impianto di produzione eolica Krimisa”*

ALLEGATO A: “ANALISI LOAD-FLOW DELL’IMPIANTO DI PRODUZIONE EOLICA KRIMISA”





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.