



Regolo Rinnovabili S.r.l.

Parco eolico offshore galleggiante - MoDiCa

Relazione Tecnica Illustrativa

Doc. No. P0030652-H1-Relazione Tecnica illustrativa – Giugno 2022

Rev.	Descrizione	Preparato da	Controllato da	Approvato da	Data
00	Prima Emissione	NNO01	MAB	SSA	06/06/2022
01	Aggiornamenti	NNO01	MAB	SSA	15/06/2022
02	Aggiornamenti	NNO01	MAB	SSA	27/06/2022

INDICE

LISTA DELLE TABELLE	2
LISTA DELLE FIGURE	2
ABBREVIAZIONI E ACRONIMI	3
1 PREMESSA	4
2 INQUADRAMENTO DEL PROGETTO	5
2.1 INQUADRAMENTO ELETTRICO	5
2.2 CONTESTO ENERGETICO	13
2.3 IL PIANO DI SVILUPPO DELLE FER IN ITALIA	13
3 ELEMENTI COSTITUTIVI DEL PROGETTO	15
3.1 ELEMENTI OFFSHORE	15
3.1.1 AEROGENERATORI	15
3.1.2 SOTTOSTAZIONI ELETTRICHE OFFSHORE GALLEGGIANTI	20
3.1.3 CAVI ELETTRICI DI COLLEGAMENTO	21
4 DESCRIZIONE DEL CONTESTO AMBIENTALE E IDENTIFICAZIONE DEGLI ELEMENTI GENERALI DI SENSIBILITÀ	27
5 MODALITA' DI INSTALLAZIONE E CONNESSIONE DEL PARCO EOLICO OFFSHORE	28
5.1 PARTE MARITTIMA	28
5.1.1 Sito di assemblaggio delle turbine galleggianti	28
5.1.2 Panoramica del montaggio e sequenza di installazione	28
5.1.3 Assemblaggio e varo della piattaforma galleggiante	28
5.1.4 Integrazione della turbina eolica sul galleggiante	29
5.1.5 Mezzi marini utilizzati per il traino e l'installazione di turbine eoliche e galleggianti	29
5.1.6 Cavo elettrico di collegamento tra le turbine	29
5.1.7 Procedura di posa dei cavi elettrici sul fondale marino	29
5.1.8 Approdo	30
5.2 PARTE TERRESTRE	30
5.2.1 Buca Giunti	30
5.2.2 Stallo di Sezionamento	30
5.2.3 Linea di Connessione a 150KV	31
5.2.4 Sottostazione Elettrica di Utenza	32
6 ESERCIZIO E MANUTENZIONE IMPIANTO	34
6.1 MANUTENZIONE ORDINARIA	34
6.2 MANUTENZIONE STRAORDINARIA	35
7 DISMISSIONE DELLE OPERE	36
7.1 CE - CIRCULAR ECONOMY	36
REFERENZE	38

LISTA DELLE TABELLE

Tabella 1: Coordinate degli aerogeneratori per il Parco Eolico Offshore MoDiCa	6
Tabella 2: Dettaglio particella Stallo di Sezionamento	8
Tabella 3: Dettaglio particella "Buca Giunti"	9
Tabella 4: Dettaglio particella "Stallo di Sezionamento"	9
Tabella 5: Dettaglio Sottostazione Elettrica di Utenza (SE)	10

LISTA DELLE FIGURE

Figura 1: Inquadramento Generale del Progetto:	4
Figura 2: Layout del parco eolico offshore MoDiCa	5
Figura 3: Vista delle posizioni dei singoli aerogeneratori	8
Figura 4: Dettaglio dei cavi 150 KV sottomarini in partenza dalle OSS	9
Figura 5: Dettaglio della vista dell'approccio alla costa, della buca giunti e dello stallo di sezionamento	10
Figura 6: Vista delle due soluzioni alternative per la SE di Utenza lato connessione	12
Figura 7: Schema delle linee in AT della regione Lazio (linee viola: 380 kV / linee arancione: 150 kV)	13
Figura 8: Esempio di aerogeneratore Vestas V236-15.0 MW	15
Figura 9: Struttura della torre eolica	16
Figura 10: Esempi di strutture galleggianti per Parchi Eolici Offshore	17
Figura 11: Sistema di Ormeaggio con catenaria	18
Figura 12: Sistema di Ormeaggio a elementi tesi	19
Figura 13: Standard di ancoraggio sottomarino	21
Figura 14: Esempio di cavo di collegamento a 66 kV e tipico di sezione	22
Figura 15: Percorso ipotetico del cavidotto sottomarino (linea viola)	24
Figura 16: Esempio di protezione di un cavo sottomarino con cubicoli	25
Figura 17: Dettaglio del metodo di posa con co-trenching	26
Figura 18: Esempio di metodo di posa con gusci di protezione	26
Figura 19: Standard di cablaggio sottomarino	29
Figura 20: Vista della particella per lo Stallo di Sezionamento	31
Figura 21: Percorso preliminare cavidotto a 150kV e area della Sottostazione Elettrica di Utenza (IPOTESI 1)	32
Figura 22: Percorso preliminare cavidotto a 150kV e area della Sottostazione Elettrica di Utenza (IPOTESI 2)	32
Figura 23: Vista della SE Lato Connessione – IPOTESI 1	33
Figura 24: Vista della SE Lato Connessione – IPOTESI 2	33

ABBREVIAZIONI E ACRONIMI

AT	Alta Tensione
MT	Media Tensione
FER	Fonti di Energia Rinnovabile
TOC	Trivellazione Orizzontale Controllata
MW	Megawatt
OWF	Offshore Wind Farm
PNRR	Piani Nazionali di Ripresa e Resilienza
RTN	Rete di Trasmissione Nazionale
S.p.A.	Società per Azioni
SE	Stazione Elettrica
SP	Strada Provinciale
SS	Strada Statale
WTG	Wind Turbine Generator

1 PREMESSA

La presente relazione è stata commissionata da Regolo Rinnovabili S.r.l. (la *Committente*) Società controllata dal gruppo BayWa r.e. AG, società leader nella distribuzione, nella fornitura di servizi e di soluzioni energetiche per lo sviluppo delle energie rinnovabili.

La Committente è intenzionata a realizzare un parco eolico offshore, denominato MoDiCa, composto da 34 aerogeneratori, ciascuno di potenza nominale pari a 15 MW, per una capacità totale di 504 MW, da localizzarsi nello specchio di mare in corrispondenza del Comune di Montalto di Castro in provincia di Viterbo, nel Golfo di Civitavecchia, a circa 6/7 km dalla costa.

Nel dettaglio la scelta di tale sito è stata effettuata tenendo conto della risorsa eolica potenzialmente disponibile, della distanza dalla costa, della profondità, 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 potenziale maggior interferenza a livello ambientale. Nell'area scelta per l'installazione delle turbine il fondale ha una profondità inferiore ai 100 m.

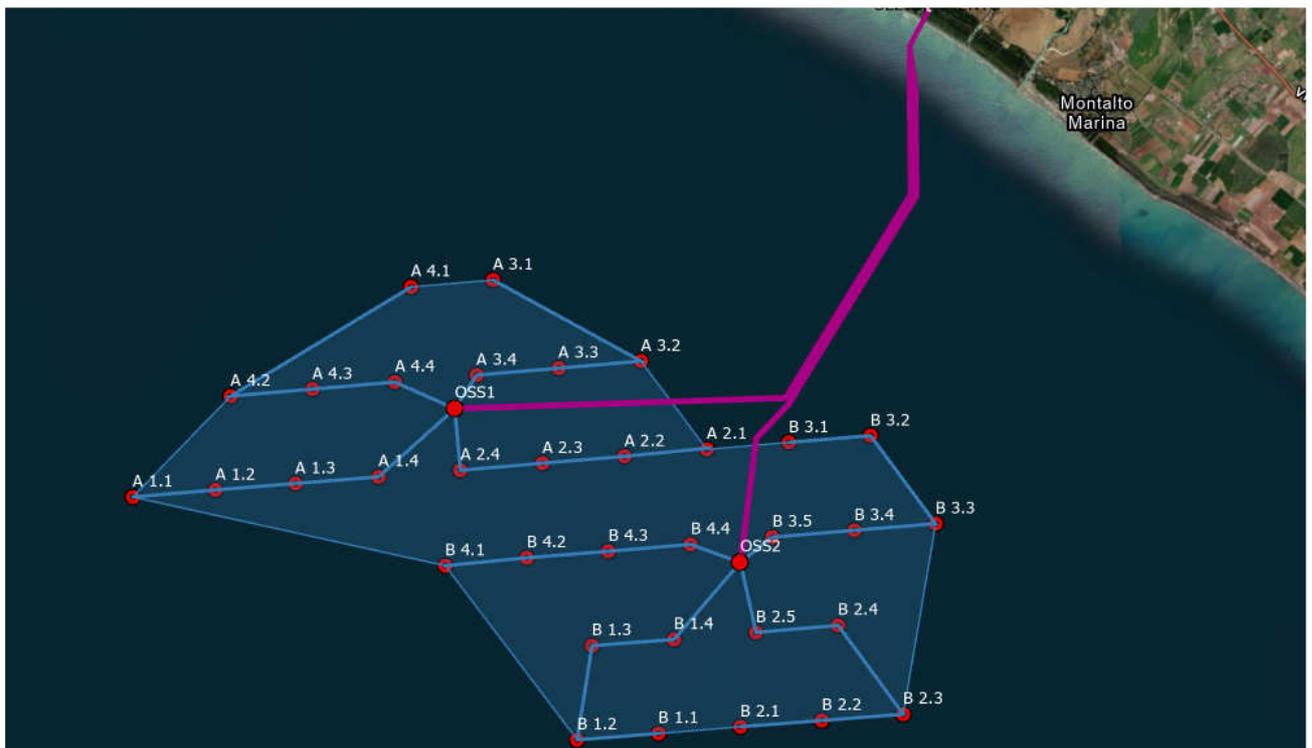


Figura 1: Inquadramento Generale del Progetto

2 INQUADRAMENTO DEL PROGETTO

2.1 INQUADRAMENTO ELETTRICO

L'area designata per l'installazione del parco eolico è ubicata nel mar Tirreno e più precisamente si estende interamente nello specchio di mare di fronte al Comune di Montalto di Castro, ricadendo interamente nei limiti di competenza della Capitaneria di Porto di Civitavecchia così come indicato nella carta nautica "N.1315 Limiti ed aree di interesse operativo". Essa è posizionata a distanze dalla costa comprese tra i 6.7 km (distanza minima dalla costa) e i 14 km e a profondità indicativamente comprese tra 50 m e 100 m.

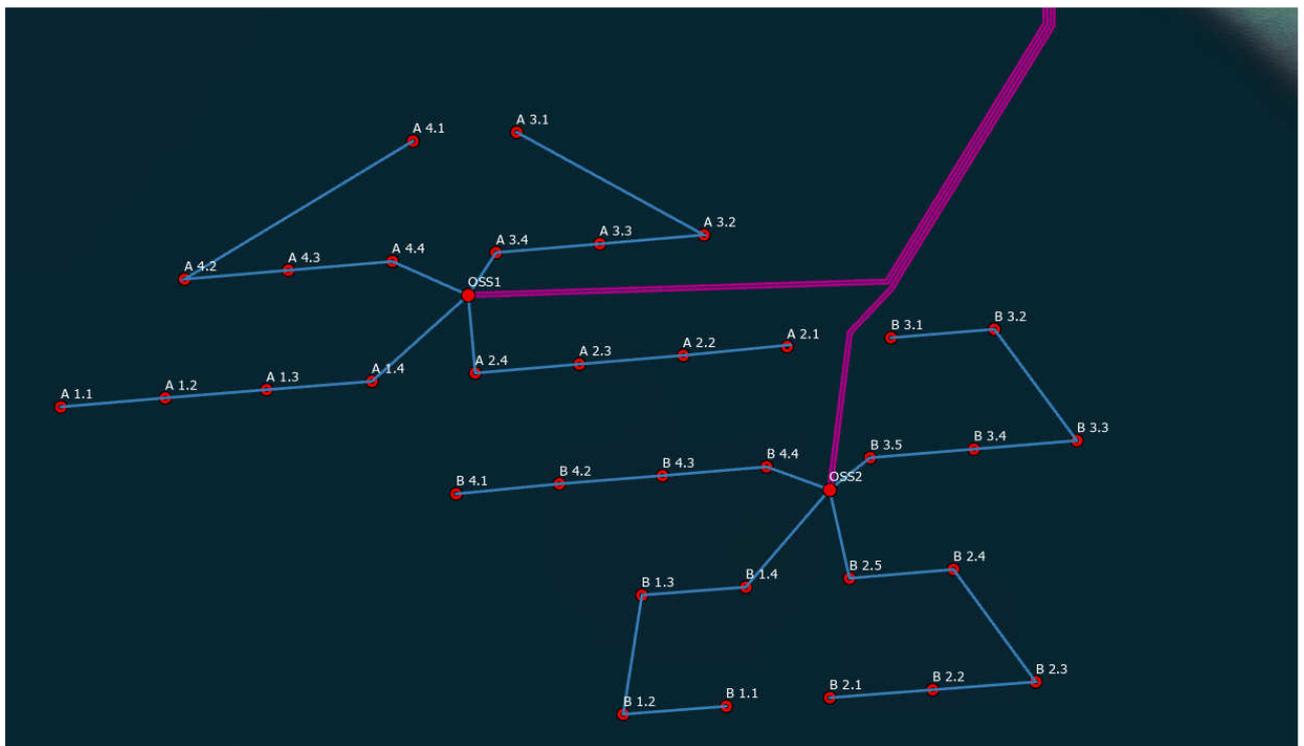


Figura 2: Layout del parco eolico offshore MoDiCa

Il Progetto comprende una parte offshore e una parte onshore:

La parte offshore sarà costituita da:

- ✓ N. 34 aerogeneratori, aventi una potenza nominale di 15 MW, per una capacità totale di 504 MW;
- ✓ N. 2 sottostazioni offshore galleggianti posizionate nell'area di layout (OSS1 & OSS2 in Figura 2);
- ✓ N. 1 cavidotto sottomarino a 150 KV (cavidotto in viola in Figura 2);
- ✓ N. 1 punto di approdo.

La parte onshore sarà costituita da:

- ✓ N. 1 buca giunti per la giunzione dei cavi sottomarini a 150 kV con i cavi terrestri, posizionata nei pressi del punto di approdo;
- ✓ N. 1 stallo di sezionamento nei pressi della buca giunti;
- ✓ N. 1 cavidotto onshore a 150 kV dallo stallo di sezionamento fino alle Sottostazioni Elettrica di Utenza;
- ✓ N. 1 Sottostazione Elettrica di Utenza;
- ✓ N. 1 cavidotti di collegamento (interrato o aereo) dalla Sottostazioni Elettrica di Utenza al punto di connessione alla RTN.

Con riferimento alla configurazione offshore, il parco eolico sarà suddiviso in due gruppi di turbine:

- ✓ **MoDiCa - Sezione A:** composto da 4 stringhe (A 1, A 2, A 3 e A 4), ognuna composta da 4 turbine;
- ✓ **MoDiCa - Sezione B:** composto da 4 stringhe (B 1, B 2, B 3 e B 4), di cui due stringhe composte da 5 turbine e due stringhe da 4 turbine.

Nella Tabella 1 e nella successiva Figura 3 è presentata la lista delle posizioni ad oggi ipotizzate degli aerogeneratori, categorizzati in funzione della sezione di appartenenza (A o B) e della stringa di locazione (A n o B n) (per esempio A 1.1 = aerogeneratore n. 1 della sezione A, posizionato nella stringa 1).

Tabella 1: Coordinate degli aerogeneratori per il Parco Eolico Offshore MoDiCa

N. progressivo WTG	N. Turbina	Coordinate	
		Longitudine (E)	Latitudine (N)
1	A 1.1	11,377519	42,265931
2	A 1.2	11,395590	42,266717
3	A 1.3	11,413124	42,267411
4	A 1.4	11,431350	42,268107
5	A 2.1	11,503196	42,271045
6	A 2.2	11,485185	42,270302
7	A 2.3	11,467223	42,269565
8	A 2.4	11,449224	42,268798
9	A 3.1	11,457581	42,299742
10	A 3.2	11,489384	42,285791
11	A 3.3	11,471368	42,285019

N. progressivo WTG	N. Turbina	Coordinate	
		Longitudine (E)	Latitudine (N)
12	A 3.4	11,453414	42,284279
13	A 4.1	11,439610	42,298982
14	A 4.2	11,399504	42,281989
15	A 4.3	11,417445	42,282756
16	A 4.4	11,435472	42,283518
17	B 1.1	11,490839	42,224837
18	B 1.2	11,473040	42,224196
19	B 1.3	11,476862	42,239513
20	B 1.4	11,494811	42,240150
21	B 2.1	11,508751	42,225554
22	B 2.2	11,526552	42,226190
23	B 2.3	11,544352	42,226823
24	B 2.4	11,530732	42,241650
25	B 2.5	11,512765	42,240902
26	B 3.1	11,521171	42,271804
27	B 3.2	11,539048	42,272508
28	B 3.3	11,552702	42,257814
29	B 3.4	11,534914	42,257110
30	B 3.5	11,516944	42,256389
31	B 4.1	11,445326	42,253266
32	B 4.2	11,463181	42,254189
33	B 4.3	11,481014	42,254858
34	B 4.4	11,499033	42,255611

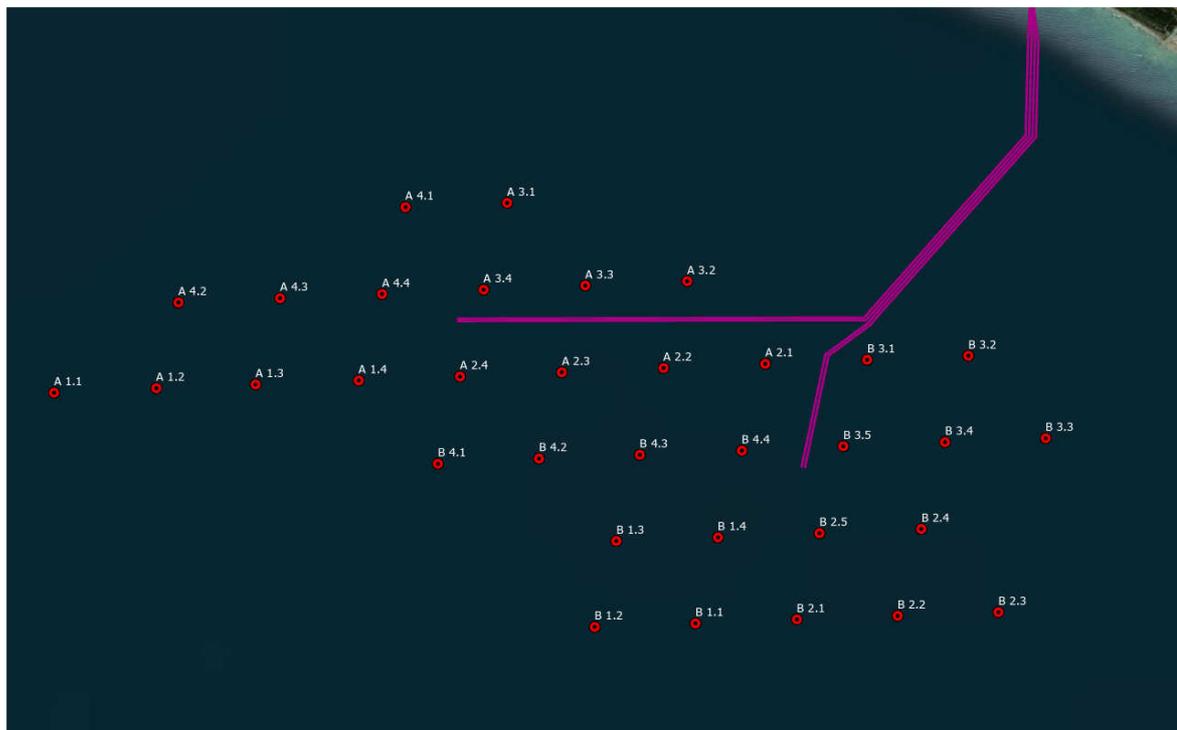


Figura 3: Vista delle posizioni dei singoli aerogeneratori

Dalla turbina di fine stringa di ogni sezione è prevista la partenza del cavo di trasmissione marino a 66 KV diretto verso la relativa OSS, per un totale di 4 cavi a 66 kV verso la OSS1 e 4 cavi a 66 kV verso la OSS2.

Le sottostazioni offshore galleggianti (OSS1 e OSS2), le cui posizioni sono indicate preliminarmente in Tabella 2, sono state posizionate all'interno del perimetro del parco eolico offshore. In dette sottostazioni avviene l'innalzamento del livello di tensione da 66 KV a 150kV.

Tabella 2: Dettaglio coordinate OSS

Sottostazione	Coordinate	
	Longitudine (E)	Latitudine (N)
OSS 1	11,4483910	42,2788835
OSS 2	11,5097731	42,2524196

Da ogni sottostazione elettrica offshore è prevista la partenza di due terne di cavi di trasmissione sottomarini a 150 kV (due terne dalla OSS1 e due terne dalla OSS2), diretti verso il punto di approdo a terra, per un totale di quattro terne di cavi a 150 kV sottomarini.

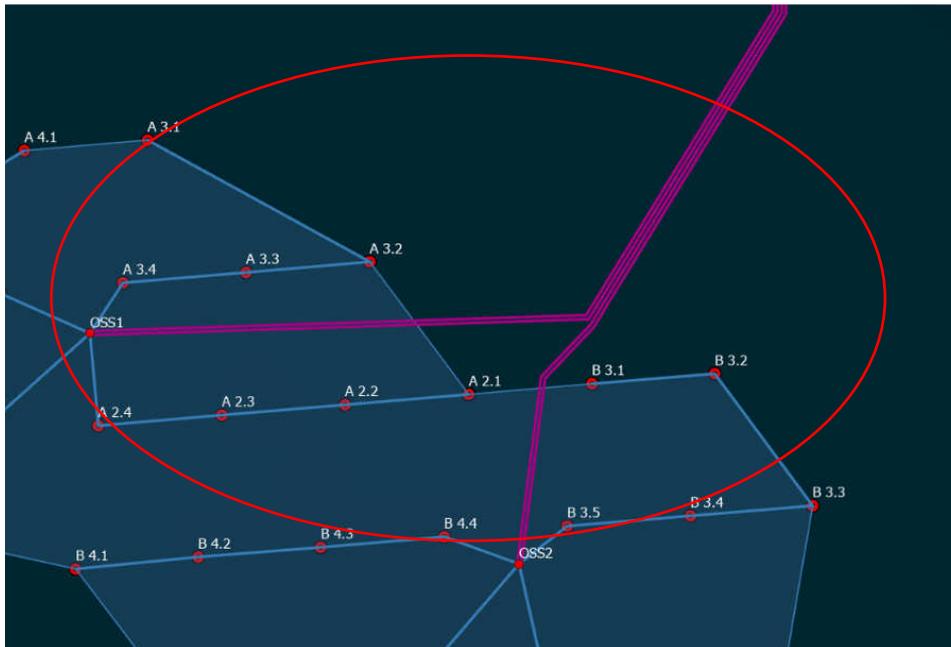


Figura 4: Dettaglio dei cavi 150 KV sottomarini in partenza dalle OSS

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

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

La buca giunti sarà ubicata nel comune di Montalto di Castro come indicato in Tabella 3:

Tabella 3: Dettaglio particella "Buca Giunti"

Comune	Provincia	Foglio	Particella
Montalto di Castro	Viterbo	57_Z	45

Nelle vicinanze della buca giunti verrà posizionato uno stallo di sezionamento delle linee da cui partirà il cavidotto verso la Sottostazione Elettrica di Utenza. Lo stallo di sezionamento sarà ubicato nel comune di Montalto di Castro come indicato in Tabella 4:

Tabella 4: Dettaglio particella "Stallo di Sezionamento"

Comune	Provincia	Foglio	Particella
Montalto di Castro	Viterbo	57	32



Figura 5: Dettaglio della vista dell'approccio alla costa, della buca giunti e dello stallo di sezionamento

Il collegamento alla Sottostazione Elettrica di Utenza avverrà tramite cavidotto interrato, che avrà la funzione di connessione alla RTN (Rete Elettrica Nazionale).

Allo stato attuale, si ipotizzano due possibili aree per la Sottostazione Elettrica di Utenza definite di seguito con IPOTESI 1 e IPOTESI 2:

- ✓ IPOTESI 1: la Sottostazione Elettrica di Utenza verrà ubicata in un' area agricola, a sud della SE RTN di Terna (come da soluzione di connessione di TERNA), di dimensioni indicative pari a 200x250 m;
- ✓ IPOTESI 2: la Sottostazione Elettrica di Utenza verrà ubicata in un'area, in adiacenza dell'area industriale "2Pini", di dimensioni indicative pari a 270x250 m; tale ipotesi prevede il collegamento alla SE Terna attraverso un elettrodotto esistente che risulta disconnesso dalla rete; essa comporta quindi il vantaggio di non richiedere opere ulteriori di collegamento.

La Sottostazione Elettrica di Utenza sarà ubicata nel comune di Montalto di Castro (secondo le due IPOTESI), come indicato in Tabella 5.

Tabella 5: Dettaglio Sottostazione Elettrica di Utenza (SE)

Comune	Provincia	Foglio	Particella
IPOTESI 1			
Montalto di Castro	Viterbo	40	352
			52

Comune	Provincia	Foglio	Particella
IOTESI 2			
Montalto di Castro	Viterbo	40	407
			503
			504
			518
			517
			515
			505
			469
			411
			412
			516
			479
			473
			471
			477
			521
			482
			481
			474
			478
470			
480			
472			
475			
498			
499			
386			

Comune	Provincia	Foglio	Particella
Montalto di Castro	Viterbo	40	491
			385
			536
			486
			487
			489

In accordo alla soluzione di connessione di TERNIA (STMG), l'impianto sarà connesso alla rete elettrica nazionale in doppia antenna a 380 kV su una nuova stazione elettrica (SE) RTN 380/150 kV TERNIA da inserire in entra-esce alla linea RTN 380 kV di "Montalto – Suvereto".

Nella Sottostazione Elettrica di Utenza avverrà l'innalzamento del livello di tensione da 150 kV a 380 kV tramite autotrasformatori. L'area ospitante dovrà avere dimensioni tali da consentire un comodo alloggiamento dei macchinari, degli stalli, 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.



Figura 6: Vista delle due soluzioni alternative per la SE di Utenza lato connessione

2.2 CONTESTO ENERGETICO

La connettività alla rete elettrica è relativamente buona in questa zona. L'infrastruttura di trasporto dell'elettricità nella zona è composta da una linea 150 kV e una linea a 380 V collocate a circa 500 m dalla costa.

In quest'area sono state individuate due centrali:

- ✓ la centrale termoelettrica "Alessandro Volta" (società Enel S.p.A.), attiva dal 1998 con una capacità installata di 3.600 MW, alimentata a policombustibile;
- ✓ una centrale fotovoltaica, in funzione dal 2017 e con una capacità nominale totale di circa 44 MW.

Attualmente la sottostazione più vicina è quella di Montalto.

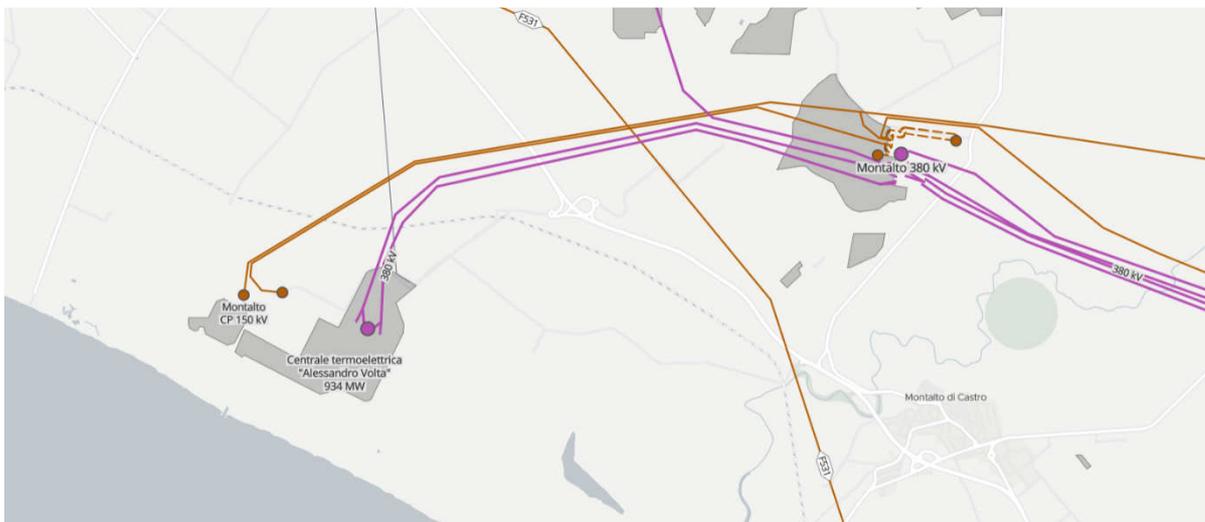


Figura 7: Schema delle linee in AT della regione Lazio (linee viola: 380 kV / linee arancione: 150 kV)

Come già riportato al para 2.1, la Soluzione Tecnica Minima Generale (STMG) di Terna prevede che l'impianto venga collegato in doppia antenna a 380 kV sulla nuova stazione elettrica (SE) RTN 380/150 kV da inserire in entra-esce alla linea RTN 380 kV "Montalto – Suvereto".

2.3 IL PIANO DI SVILUPPO DELLE FER IN ITALIA

L'Unione Europea ha definito i propri obiettivi in materia di energia e clima per il periodo 2021-2030 con il pacchetto legislativo "Energia pulita per tutti gli europei" - noto come Winter package o Clean energy package. Il pacchetto, adottato tra la fine dell'anno 2018 e l'inizio del 2019, fa seguito agli impegni assunti con l'Accordo di Parigi e comprende diverse misure legislative nei settori dell'efficienza energetica, delle energie rinnovabili e del mercato interno dell'energia elettrica.

La neutralità climatica al 2050 e la riduzione delle emissioni al 2030 del 55% ha costituito peraltro, anche il target di riferimento per l'elaborazione degli investimenti e delle riforme in materia di Transizione verde

contenuti nei Piani Nazionali di Ripresa e Resilienza (PNRR), figurandone tra i principi fondamentali base enunciati dalla Commissione UE nella Strategia Annuale della Crescita Sostenibile (SNCS 2021).

La costruzione di questi impianti, quindi, 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 PNRR nell'ambito della de-carbonizzazione, crescita delle energie rinnovabili ed efficienza energetica.

3 ELEMENTI COSTITUTIVI DEL PROGETTO

3.1 ELEMENTI OFFSHORE

3.1.1 AEROGENERATORI

3.1.1.1 Tipologia di Aerogeneratori

La tecnologia utilizzata sarà quella detta delle turbine eoliche galleggianti. Detta tecnologia permette di realizzare impianti distanti dalla costa su fondali profondi con impatti ambientali potenzialmente trascurabili. La tipologia realizzativa indicata consente il miglior sfruttamento della risorsa eolica in luoghi particolarmente sfavorevoli che altrimenti sarebbero inutilizzabili a causa della profondità di fondale.

Le WTG (Wind Turbine Generator) considerate hanno le seguenti caratteristiche tecniche:

- ✓ Potenza nominale aerogeneratore: 15 MW;
- ✓ Tensione di connessione: 66 kV;
- ✓ Tipologia: Full Scale Converter.

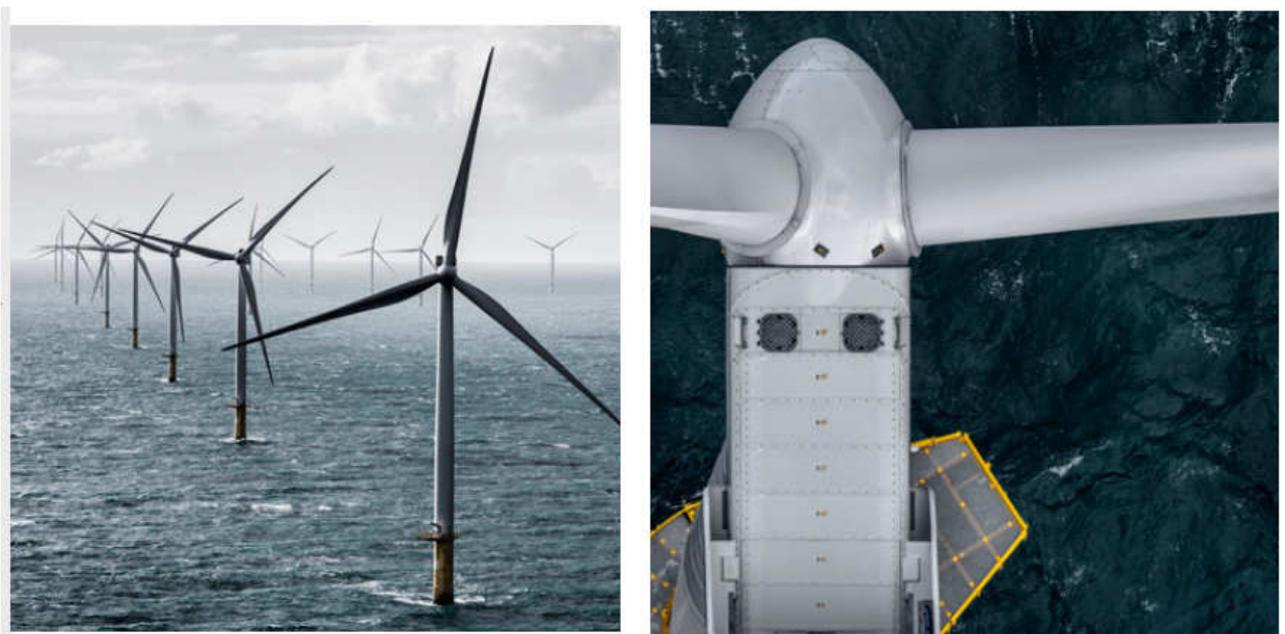


Figura 8: Esempio di aerogeneratore Vestas V236-15.0 MW

La tipologia indicata sfrutta converter di potenza posti elettricamente in serie a ciascuna delle fasi del generatore. La presenza dei converter conferisce alle turbine una maggiore capacità di generazione di energia reattiva, sia in sovra che in sottoalimentazione anche in assenza di vento. Tale caratteristica, opportunamente coordinata dal sistema di controllo dell'intero complesso delle macchine, è di ausilio nella rispondenza alle richieste di cui all'Allegato A17 del Codice di Rete.

La figura di seguito riportata mostra la struttura della torre eolica con vista frontale, laterale e dall'alto.

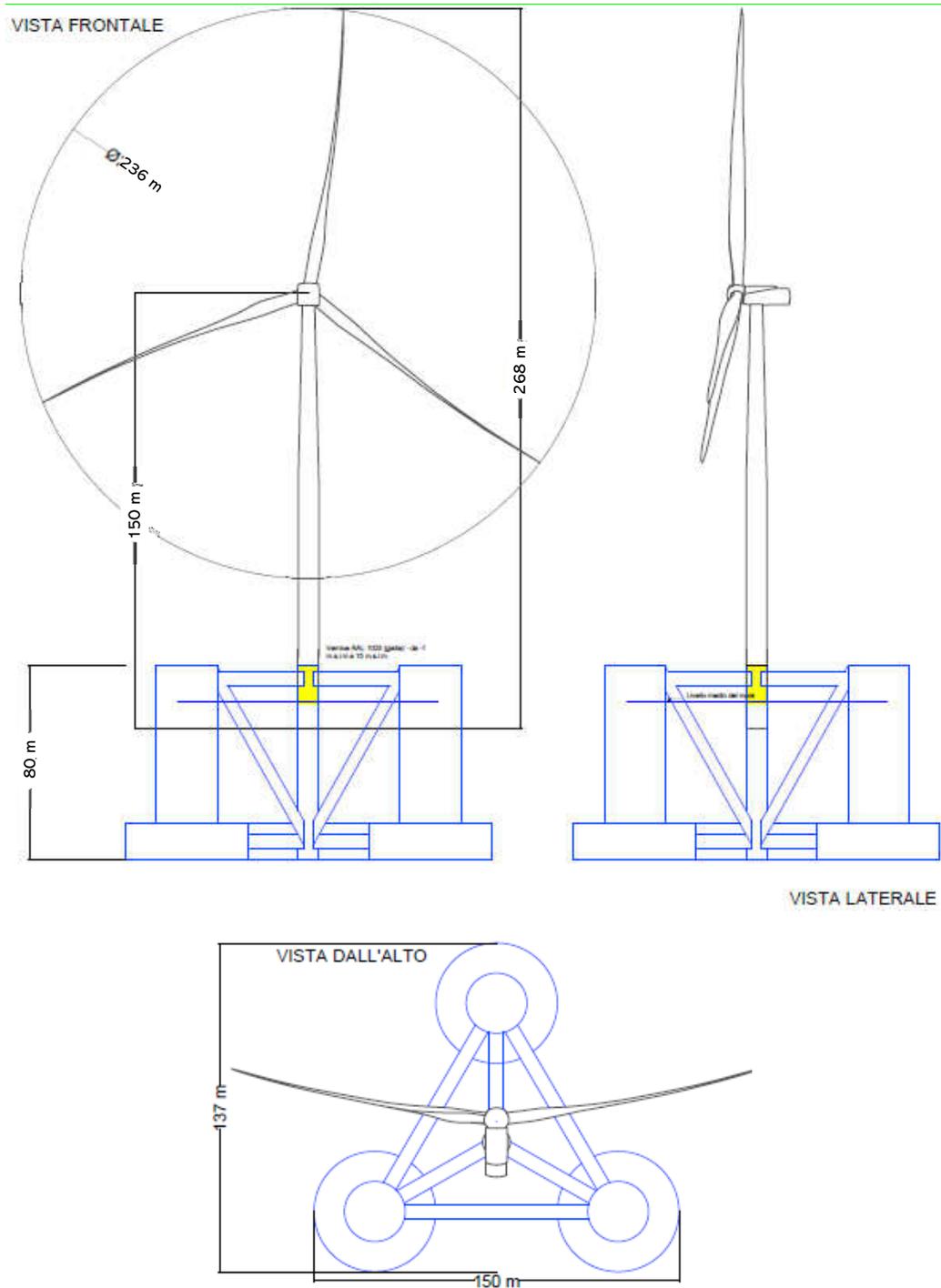


Figura 9: Struttura della torre eolica

Come si evince dalla rappresentazione schematica, la torre eolica ha un'altezza al mozzo pari a 150 m e con le pale di raggio 118 m raggiunge i 268 m di altezza massima. La fondazione galleggiante ed il sistema di ancoraggio vengono descritte nei paragrafi successivi.

3.1.1.2 Fondazione Galleggiante

In linea di principio la scelta fra l'installazione di una struttura fissa e di una struttura galleggiante dipende dalla profondità dell'acqua al sito di interesse. Come linea guida generale, per profondità superiori ai 100 m si prediligono le strutture galleggianti.

La caratteristica principale richiesta alle strutture galleggianti che ospitano le turbine eoliche è la stabilità e di conseguenza la capacità di ridurre le oscillazioni del sistema al fine di minimizzare il fenomeno di fatica a cui sono soggetti i vari componenti.

In generale, due fattori importanti che contribuiscono ad incrementare la stabilità sono la quota del centro di gravità del sistema ed il sistema di ormeggio.

Sono presenti varie tipologie di strutture per il supporto delle turbine eoliche e di soluzioni per il mantenimento delle stesse in posizione basate sulle conoscenze sviluppate nell'ambito dei progetti offshore per l'estrazione di prodotti petroliferi.

Tuttavia, è bene sottolineare che, nonostante le similitudini in termini di tipologia del galleggiante, la struttura stessa, così come le necessità delle turbine eoliche, sono differenti rispetto alle installazioni per l'estrazione e la raffinazione di prodotti petroliferi.

Infatti, mentre in campo petrolifero si ha necessità di poche e grandi strutture, in campo eoliche è necessario avere strutture più piccole, ma in quantità significativamente maggiori. Questo ha un impatto significativo in termini di progettazione, costruzione, installazione ed operabilità delle strutture.

Nella figura seguente si riportano le soluzioni concettuali principalmente applicate per i vari parchi eolici nel mondo. Va comunque evidenziato che è pratica comune sviluppare una progettazione ad hoc per la struttura galleggiante in base alle specifiche necessità di progetto ed alle strutture disponibili per costruzione ed installazione al sito.

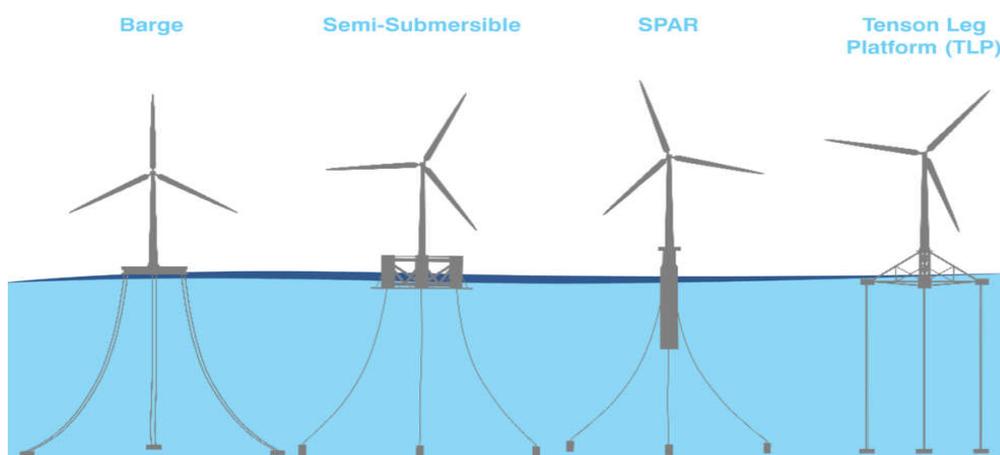


Figura 10: Esempi di strutture galleggianti per Parchi Eolici Offshore

In generale, la struttura galleggiante, per poter rimanere in posizione, deve essere ormeggiata tramite linee di ormeggio e fondazioni nel fondale marino.

Per quanto concerne il sistema di ormeggio, le soluzioni attualmente applicate ed applicabili sono le seguenti:

- ✓ Catenaria;
- ✓ Cavo teso inclinato o verticali (“taut mooring”).

Il dimensionamento dei sistemi di ormeggio ed ancoraggio per la specifica installazione sarà sviluppato nelle fasi successive del progetto, a seguito di sondaggi geotecnici e geofisici per identificare le caratteristiche del terreno. Il sistema scelto verrà progettato al fine di minimizzare l’impatto ambientale.

A questo proposito, il sistema più utilizzato per gli impianti offshore galleggianti, ad oggi, è quello mediante un sistema di catene ed ancore marine (vedi figura 11). Esistono tuttavia, ove reso possibile dalla natura dei fondali, tecniche di ormeggio con elementi tesi (catene o funi) – Taut mooring - con ancore terminali costituite da strutture a suzione (suction bucket), pali ad avvitamento, fondazioni a gravità.

La stabilità del sistema catenario è garantita dal peso stesso della struttura. La catenaria, che è solitamente composta da catena e cavo, collegando il galleggiante con l’ancora, si trova, per la maggior parte, sospesa in acqua. È inoltre presente un tratto appoggiato sul fondale marino che riduce le forze verticali agenti sul sistema di ancoraggio.

Quando la struttura galleggiante è in equilibrio, gran parte della catenaria giace sul fondale del mare mentre la restante parte è sospesa. Quando la struttura si sposta dalla sua posizione di equilibrio, la lunghezza della parte sospesa della linea di ormeggio aumenta, mentre diminuisce la parte appoggiata sul fondo. Questa variazione della geometria origina una forza di ripristino, dovuta al peso della catenaria, che riporta il sistema in posizione di equilibrio.

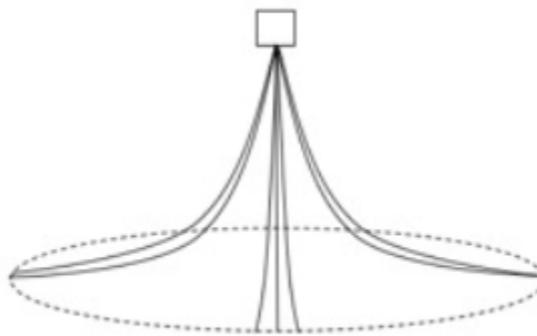


Figura 11: Sistema di Ormeggio con catenaria

Altri sistemi di ancoraggio alternativi possono essere quello ad elementi tesi “Taut Mooring” oppure “Tension Leg”. Per quanto concerne il sistema di ormeggio con cavi tesi inclinati o verticali (vedi figura 12), la struttura galleggiante viene connessa al sistema di ancoraggio, posizionato sul fondale marino, tramite linee di ormeggio in tensione. La stabilità del sistema è fornita dalle forze di tensione agenti nelle linee di ormeggio.

Il sistema di ormeggio con cavi tesi prevede la necessità di un pretensionamento delle linee. Il valore della pretensione deve essere tale da tenere le linee dritte e fornire al contempo la forza di ripristino necessaria per far tornare il sistema nella sua posizione di equilibrio, qualora sia sottoposto ad una perturbazione.

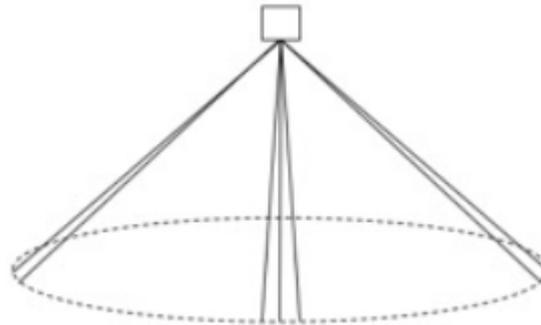


Figura 12: Sistema di Ormeggio a elementi tesi

3.1.1.3 Sistemi di Ancoraggio

La posizione in mare degli aerogeneratori sarà mantenuta grazie a sistemi di ancoraggio che hanno come obiettivo principale, oltre a quello di garantire la sicurezza marittima, quello di minimizzare, rendendolo il più possibile trascurabile, l'impatto ambientale sui fondali.

Nell'industria offshore esistono svariate soluzioni di ancoraggio per natanti o strutture galleggianti. Nel caso delle strutture galleggianti di supporto per l'installazione di turbine eoliche, l'individuazione del sistema più idoneo è subordinata ad una serie di condizioni specifiche, come ad esempio, le dimensioni della turbina, la tipologia di supporto flottante, la soluzione di ormeggio, nonché le caratteristiche geotecniche, geomorfologiche e ambientali del sito specifico. Tra queste caratteristiche vi sono ad esempio la profondità del fondale marino, le caratteristiche meccaniche dei depositi geologici in corrispondenza dei punti di ancoraggio, nonché l'eventuale presenza di determinati aspetti di sensibilità ambientale (e.g. morfologia del fondale, presenza di colonie di mammiferi marini nella zona in esame). Campagne di indagini geofisiche e geotecniche, atte all'identificazione delle tipologie e della natura dei fondali, e analisi ambientali, si rendono dunque necessarie per la scelta delle tecniche di ormeggio e ancoraggio più opportune sia da un punto di vista strutturale che ambientale.

Le principali soluzioni di ancoraggio comunemente impiegate per turbine eoliche flottanti sono:

- ✓ Ancore a Gravità (Deadweight or Gravity Anchors);
- ✓ Pali: Suction Piles (i.e. pali di grande diametro chiusi in testa e installati tramite applicazione di depressione interna), Pali Infissi (Driven Pile Anchors), Pali Gettati in Opera (Drilled and Grouted Anchors), Pali Elicoidali (Helical Pile Anchors);
- ✓ Ancore a Trascinamento (Drag Embedded Anchors);
- ✓ Ancore a Piastra (Plate Anchors or Vertical Load Anchors).

Come anticipato, la scelta dell'ancoraggio dipenderà anche dalla tipologia e dalla configurazione di ormeggio selezionate. Nel caso di configurazione di ormeggio con catenaria vengono spesso scelte ancore installate mediante trascinamento, in grado di gestire il carico orizzontale, ma in generale qualsiasi tipologia di ancora può essere adattata a questa tipologia di ormeggio. Nel caso di ormeggi di tipo 'taut' vengono tipicamente

impiegati pali infissi, suction piles o ancore a gravità, per garantire una sufficiente resistenza a sfilamento necessaria a contrastare la componente verticale del carico, tipicamente non trascurabile per questa tipologia di ormeggio. Gli ormeggi di tipo 'taut' possono essere o obliqui o verticali, in quest'ultimo caso si parla di ormeggi 'tension leg'.

Esistono poi ormeggi di tipo 'semi-taut' che presentano pertanto caratteristiche comuni ad entrambe le tipologie di ormeggio sopra descritte. Nei sistemi 'semi-taut', le linee di ancoraggio hanno tipicamente una configurazione a catenaria in condizioni operative, mentre in situazioni di carico straordinario queste possono subire 'uplift', modificando pertanto le condizioni di carico sull'ancora.

In conclusione, la scelta della migliore soluzione di ancoraggio risulta specifica del progetto e del sito preso in esame, dettata sia da scelte tecniche/progettuali, da eventuali vincoli ambientali e dalle condizioni dei terreni di fondazione, riscontrabili solo in seguito a specifiche indagini geofisiche, geotecniche e ambientali dell'area in esame.

3.1.2 SOTTOSTAZIONI ELETTRICHE OFFSHORE GALLEGGIANTI

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

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

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

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

In Figura 13 sono rappresentate schematicamente le tipologie più diffuse di ancoraggio per il tipo di applicazione.

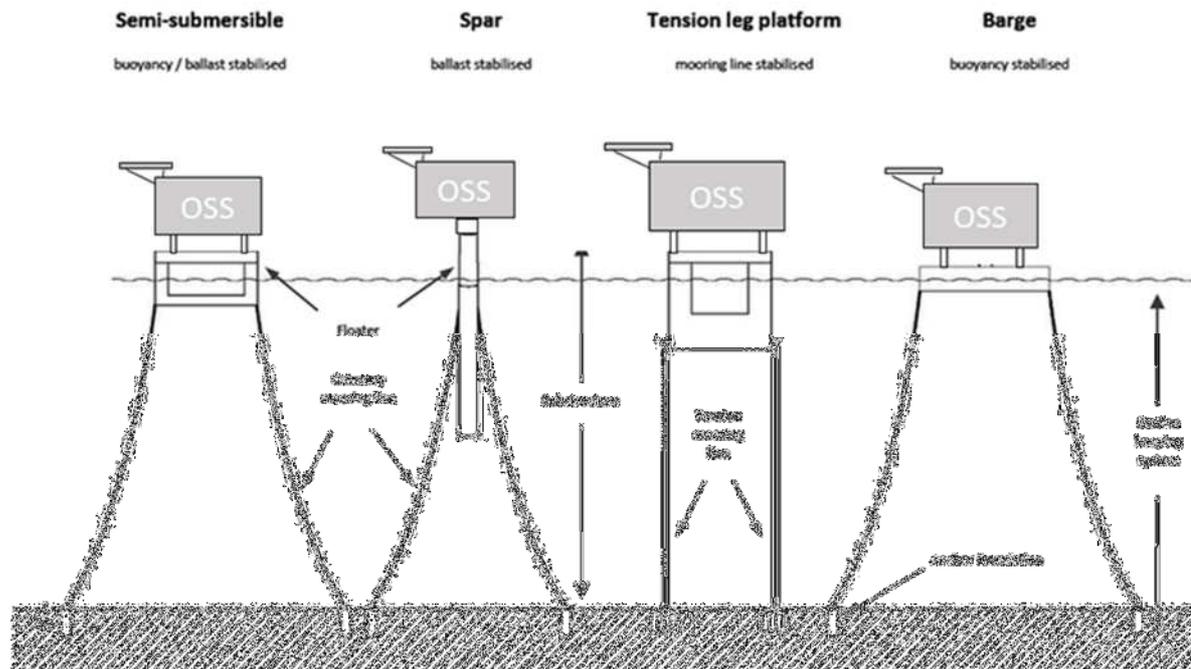


Figura 13: Standard di ancoraggio sottomarino

I cavi di export in alta tensione a 150 kV tra le sottostazioni offshore e il punto di approdo saranno cavi dinamici, almeno fino al punto di contatto con il fondale, dopodiché potranno continuare in configurazione statica.

Ogni turbina di fine stringa di ciascuna sezione sarà collegata alla relativa OSS attraverso un cavo sottomarino a 66 kV. Per ciascuna sezione, sezione A che prevede 4 linee a 66 kV in uscita e sezione B che prevedere 4 linee a 66 kV in uscita, è prevista la suddivisione delle linee in coppie che verranno poi suddivise su altrettanti quadri GIS a 66kV sulle sottostazioni elettriche galleggianti.

I quadri GIS andranno a collegare in parallelo tutte le stringhe della stessa sezione e dai quadri GIS partiranno poi le linee che porteranno l'energia ai trasformatori elevatori di ciascuna sottostazione (2 per ogni sottostazione). La tensione in uscita dalle turbine, pari a 66KV, è infatti innalzata tramite gli equipaggiamenti previsti a bordo delle due OSS, ovvero apparati di protezione e trasformatori elevatori di taglia adeguata (rif. schema a blocchi Doc. n°P0030652-M1-Schema a blocchi impianto eolico offshore MoDiCa).

3.1.3 CAVI ELETTRICI DI COLLEGAMENTO

Secondo lo schema elettrico a blocchi preliminare del progetto, doc. n. P0030652-M1-Schema a blocchi impianto eolico offshore MoDiCa, l'impianto è così suddiviso:

- ✓ **MoDiCa – Sezione A:** costituito da 16 aerogeneratori, 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, suddivisi su 4 stringhe, per una potenza complessiva pari a 240 MW;

- ✓ **MoDiCa - Sezione B:** costituito da 18 aerogeneratori, 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, suddivisi su 4 stringhe, per una potenza complessiva pari a 270 MW.

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

Da ogni OSS è poi prevista la partenza del cavo di trasmissione sottomarino a 150 kV diretto verso il punto di collegamento a terra, per un totale di 4 cavi tripolari.

In prossimità della costa i cavi sottomarini saranno giuntati con omologhi terrestri, che sono meno costosi. Questi ultimi veicoleranno l'energia prodotta sino allo stallo di sezionamento, posto nelle vicinanze del punto di giunzione.

Successivamente è prevista una linea a 150kV, ipotizzata preliminarmente interrata, che trasporterà l'energia dallo stallo di sezionamento alla sottostazione elettrica di utenza in prossimità del nodo a 380kV di Terna S.p.A dove è prevista l'elevazione di tensione 150/380kV tramite autotrasformatori e infine il punto di consegna verso la RTN.

3.1.3.1 Caratteristiche del cavo sottomarino a 66kV

Le linee elettriche AT di connessione delle turbine e di connessione tra le turbine di fine stringa e le OSS, funzionanti a 66kV, saranno costituite da cavi tripolari armati, in rame o alluminio, comprensivi di fibra ottica inglobata all'interno dell'armatura del conduttore.

Allo stato di progetto attuale è prevista una linea marina in cavo a 66 kV con anima in rame e isolamento in EPR.

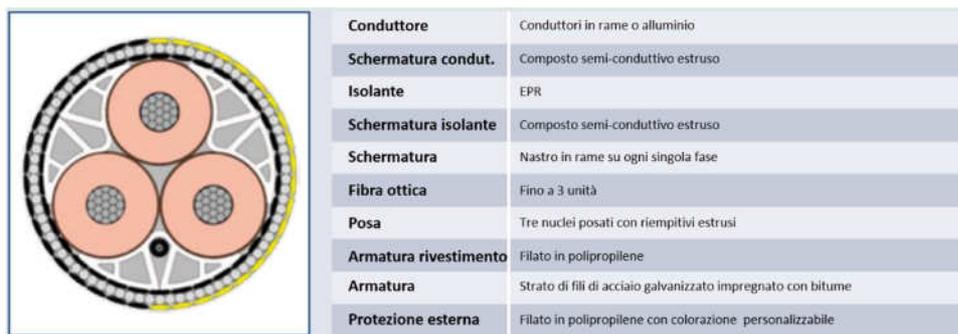


Figura 14: Esempio di cavo di collegamento a 66 kV e tipico di sezione

3.1.3.2 Caratteristiche del cavo sottomarino a 150kV

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

Allo stato attuale, sono previste due linee marine tripolari a 150 kV, una in partenza dalla OSS1 e una in partenza dalla OSS2, con anima in rame e isolamento in EPR.

3.1.3.3 Percorso cavi sottomarini di collegamento tra le sottostazioni e il punto di giunzione

Il tragitto ipotizzato dei cavi sottomarini dal layout fino al punto di approdo è lungo circa 8 km e attraversa le diverse batimetrie presenti fino al punto di approdo ubicato sulla costa. Il fascio di cavi sottomarino sarà composto da 4 cavi tripolari (150 kV) aventi una distanza tra i singoli cavi pari a 50 m: di conseguenza il corridoio sarà complessivamente di 150 m verso terra e convergerà a circa 1 km dalla costa alla distanza limite tra i cavi di 10 m (distanza tra le vie create utilizzando il sistema TOC). Il corridoio in TOC sarà largo 30 m.

Il tratto terminale del cavo, che giungerà nella buca giunti dove verrà giuntato con il cavo terrestre, potrà essere realizzato mediante Trivellazione Orizzontale Controllata (TOC). Il tratto in TOC avrà una lunghezza massima di 700\800 m.

L'area di giunzione tra i cavi marini e quelli terrestri, dove verrà posizionata la buca giunti, ricoprirà una superficie pari a circa 200 m². I cavi terrestri dovranno quindi procedere tramite cavidotto interrato verso la Sottostazione Elettrica di Utenza, seguendo il tracciato meno impattante.

La figura 15 che segue mostra il percorso ipotetico dei cavi sottomarini dal parco eolico offshore al punto di approdo.



Figura 15: Percorso ipotetico del cavidotto sottomarino (linea viola)

3.1.3.4 Protezione dei cavi sottomarini di collegamento tra le sottostazioni e il punto di giunzione

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).

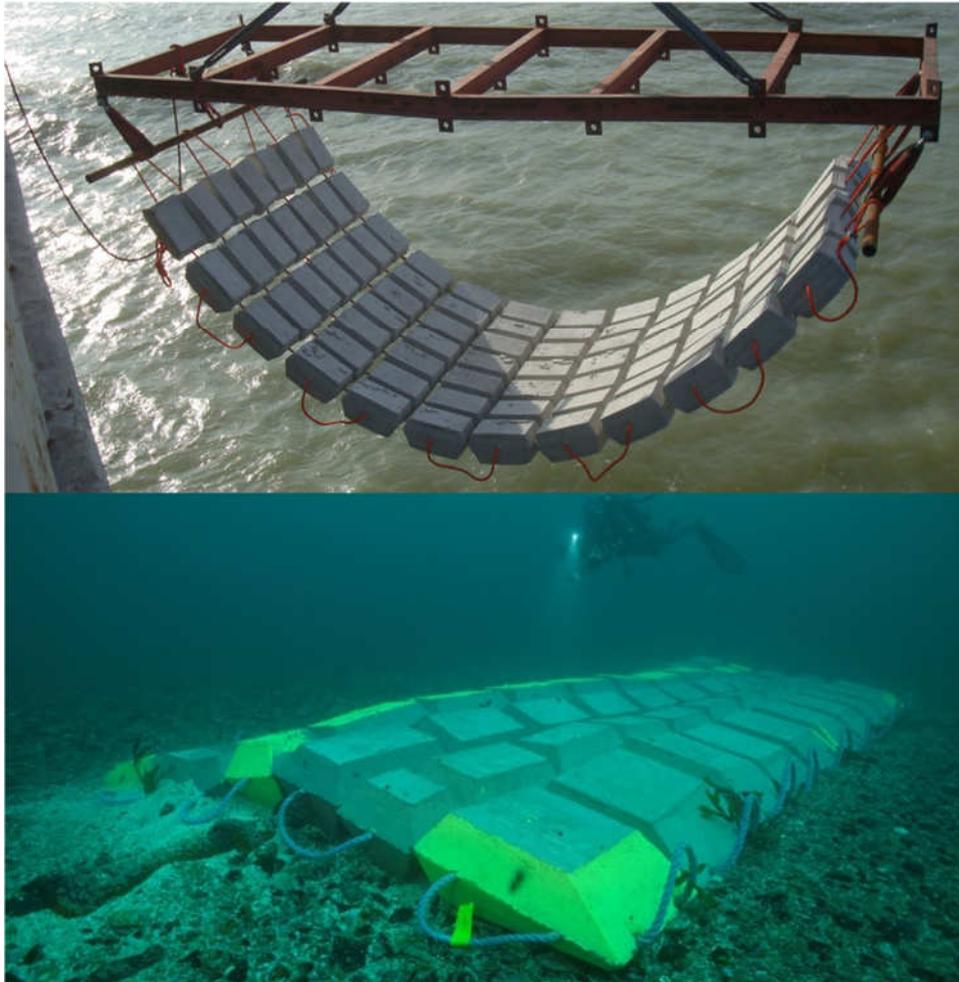


Figura 16: Esempio di protezione di un cavo sottomarino con cubicoli

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

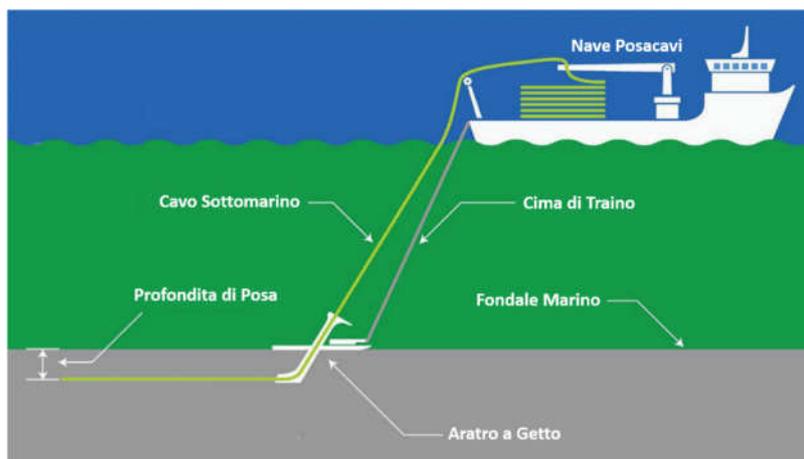


Figura 17: Dettaglio del metodo di posa con co-trenching

Un'ulteriore soluzione è costituita dalla posa tramite gusci di ghisa o polimeri assemblati sul cavo. 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 18: Esempio di metodo di posa con gusci di protezione

4 DESCRIZIONE DEL CONTESTO AMBIENTALE E IDENTIFICAZIONE DEGLI ELEMENTI GENERALI DI SENSIBILITÀ

Vedere il documento "Relazione Preliminare Ambientale".

5 MODALITA' DI INSTALLAZIONE E CONNESSIONE DEL PARCO EOLICO OFFSHORE

5.1 PARTE MARITTIMA

5.1.1 Sito di assemblaggio delle turbine galleggianti

La disponibilità di aree portuali in prossimità del sito di installazione è una condizione essenziale per lo sviluppo del progetto. Le aree portuali identificate devono essere dotate di aree a terra ed a mare da poter dedicare alle operazioni di assemblaggio delle strutture galleggianti che devono essere eseguite prevalentemente in banchina e/o in bacino.

Nelle fasi successive del progetto verrà sviluppata un'analisi dedicata delle aree portuali disponibili al fine di identificare la più idonea per lo scopo.

5.1.2 Panoramica del montaggio e sequenza di installazione

Nella presente fase di progettazione, non essendo ancora stata definitivamente sviluppata la progettazione delle strutture galleggianti su cui verranno installate le turbine eoliche, per l'installazione di turbine eoliche galleggianti presso il sito offshore si possono preliminarmente identificare le seguenti fasi:

- ✓ Fase 1: assemblaggio della struttura galleggiante;
- ✓ Fase 2: varo della struttura galleggiante ed eventuale trasporto via mare qualora l'area di assemblaggio dei galleggianti e l'installazione delle turbine eoliche siano differenti;
- ✓ Fase 3: sollevamento ed installazione della turbina eolica sulla piattaforma galleggiante;
- ✓ Fase 4: trasporto via mare delle turbine eoliche su piattaforma galleggiante verso il sito di installazione offshore;
- ✓ Fase 5: messa in servizio delle turbine eoliche al sito.

Lo sviluppo della sequenza preliminare riportata sopra è strettamente legato alla disponibilità ed alla presenza al sito di mezzi navali (i.e. rimorchiatori, installation vessel, etc.) in assistenza alle operazioni.

5.1.3 Assemblaggio e varo della piattaforma galleggiante

La disponibilità di aree dedicate, a terra ed a mare, per l'assemblaggio così come per il varo della piattaforma galleggiante congiuntamente con la disponibilità di mezzi per il rimorchio al sito sono condizioni essenziali per il Progetto.

Questa tipologia di strutture galleggianti è normalmente composta da vari elementi modulari, che richiedono mezzi di sollevamento normalmente disponibili nella maggior parte dei siti produttivi.

5.1.4 Integrazione della turbina eolica sul galleggiante

I componenti costituenti la turbina eolica saranno movimentati per mezzi di adeguate attrezzature come gru mobili o moduli di trasporto semoventi per carichi pesanti.

Sarà così garantito la movimentazione dei componenti in totale sicurezza ed il loro stoccaggio.

Inizialmente verrà installata la torre sulla struttura galleggiante e successivamente la navicella, che sarà posizionata sulla parte superiore della torre stessa.

5.1.5 Mezzi marini utilizzati per il traino e l'installazione di turbine eoliche e galleggianti

Il trasporto dell'intera struttura dall'area di assemblaggio fino al sito di installazione offshore avverrà mezzo di rimorchiatori convenzionali normalmente disponibili in area portuale.

Per quanto concerne invece l'installazione del sistema di ancoraggio, questa operazione sarà eseguita tramite un'imbarcazione adatta alla tipologia di ancoraggio da installare. L'identificazione del mezzo necessario per svolgere tale operazione sarà svolta nelle fasi successive di progetto.

5.1.6 Cavo elettrico di collegamento 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 da maggiore libertà di assestamento nei movimenti. Nella Figura 19 sottostante vengono rappresentate schematicamente le tipologie più diffuse per il tipo di applicazione oggetto della presente relazione.

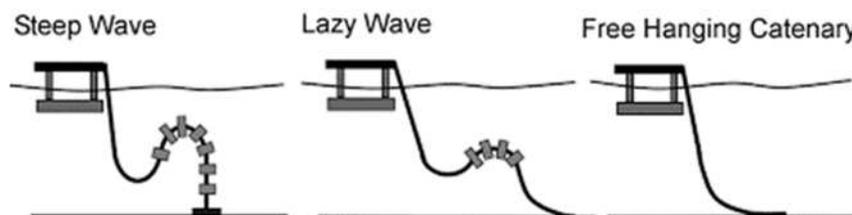


Figura 19: Standard di cablaggio sottomarino

5.1.7 Procedura di posa dei cavi elettrici sul fondale marino

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.

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

5.1.8 Approdo

L'approdo a terra dei cavi marini è previsto tramite canalizzazione sotterranea ottenuta tramite TOC. I cunicoli ottenuti, che saranno dimensionati per garantire adeguata areazione e capacità di dissipazione termica ai cavi, avranno una lunghezza massima di circa 1 Km dal punto di inserimento sottomarino fino al punto di giunzione a terra. Il distanziamento limite tra i cavi per lo sbarco a terra è stato valutato in maniera preliminare pari a 10 m (vedere Para 3.1.3.3).

5.2 PARTE TERRESTRE

5.2.1 Buca Giunti

In accordo 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 buca giunti interrata, da realizzarsi generalmente in cemento, le cui dimensioni indicative saranno di circa 25 x 8 x 1,5 m (L x H x P).

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

5.2.2 Stallo di Sezionamento

A seguito della giunzione con i cavi marini, è previsto un percorso interrato dei cavi terrestri 150kV per una distanza di circa 550 m fino allo stallo di sezionamento.

Lo stallo di sezionamento è stato previsto per eventuali operazioni di manutenzione sulla linea onshore o in caso di guasto, evitando quindi un intervento di sezionamento della linea direttamente sulle sottostazioni elettriche offshore.

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

L'area ospitante sarà di dimensioni tali da consentire un comodo alloggiamento dei trasformatori, degli stalli a 150 kV, 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.



Figura 20: Vista della particella per lo Stallo di Sezionamento

5.2.3 Linea di Connessione a 150KV

La linea di connessione alla RTN a 150 kV sarà lunga circa 5/6 km a seconda dell'area scelta per la sottostazione elettrica di Utenza: nelle figure 21 e 22 sono presenti due ipotesi per il posizionamento della sottostazione elettrica di Utenza (ipotesi 1 e ipotesi 2) per la connessione alla RTN.

La linea di connessione prevede il passaggio per le principali arterie stradali pubbliche limitando il passaggio sulle proprietà private, se non dove assolutamente necessario, e nei centri abitati di elevato pregio architettonico.

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. Si ipotizza preliminarmente che nelle parti dove il cavidotto deve affrontare strade con tornanti molto accentuati si valutino, sempre in accordo con il fornitore, eventuali deviazioni del percorso.



Figura 21: Percorso preliminare cavidotto a 150kV e area della Sottostazione Elettrica di Utenza (IPOTESI 1)



Figura 22: Percorso preliminare cavidotto a 150kV e area della Sottostazione Elettrica di Utenza (IPOTESI 2)

5.2.4 Sottostazione Elettrica di Utenza

La Sottostazione di Trasformazione Elettrica AT/AAT sarà posizionata in prossimità del punto in cui ci sarà la connessione al nodo di Terna. In detta stazione avverrà l'innalzamento del livello di tensione AT/AAT da 150 kV a 380 kV tramite autotrasformatori. L'area ospitante (vedi figure 23 e 24) avrà dimensioni tali da consentire un comodo alloggiamento dei macchinari, degli stalli a 150 kV, 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.



Figura 23: Vista della SE Lato Connessione – IPOTESI 1



Figura 24: Vista della SE Lato Connessione – IPOTESI 2

Come già riportato al Para 2.1 l'area individuata per l' IPOTESI 1 sarà di circa 50.000 m^2 , mentre l'area individuata per l'IPOTESI 2 sarà di circa 67.500 m^2 .

6 ESERCIZIO E MANUTENZIONE IMPIANTO

Una volta che la fase di costruzione è terminata, viene avviato, tramite il processo di start up, il nuovo impianto eolico offshore. Al fine di garantire il supporto logistico necessario, il parco eolico offshore richiede un'infrastruttura portuale come supporto logistico per le operazioni di manutenzione.

Gli elementi offshore che saranno mantenuti attivi durante l'intero ciclo di vita dell'impianto sono:

- a. gli aerogeneratori;
- b. le opere di galleggiamento e ancoraggio;
- c. le relative connessioni elettriche;
- d. il cavo sottomarino.

Tali elementi offshore, come precedentemente indicato, saranno oggetto di manutenzione durante l'intero ciclo di vita dell'impianto.

Gli elementi onshore che saranno mantenuti attivi durante l'intero ciclo di vita dell'impianto sono:

- a. la linea interrata;
- b. la stazione elettrica;
- c. le interconnessioni elettriche accessorie.

Tali elementi onshore, come precedentemente indicato, saranno oggetto di manutenzione durante l'intero ciclo di vita dell'impianto.

Le operazioni di manutenzione si possono suddividere in manutenzione programmata/correttiva leggera e manutenzione straordinaria. La manutenzione programmata, oltre ad essere pianificata dal gestore dell'impianto, è condotta secondo le specifiche tecniche dei fornitori dei vari componenti ed accessori che compongono gli impianti eolici. Il programma di manutenzione programmata è condiviso con le Autorità marittime preposte se prevede spostamenti e trasporto di accessori e componenti via mare oppure attività offshore nei pressi del parco eolico.

6.1 MANUTENZIONE ORDINARIA

L'infrastruttura per le attività di manutenzione ordinaria è essenzialmente una base logistica attraverso la quale transitano mezzi, gli accessori, i materiali ed il personale specializzato per le differenti tipologie di intervento richiesto. Attraverso la stessa base logistica verranno temporaneamente stoccate le eventuali attrezzature ed elementi difettosi per essere reindirizzate alle destinazioni appropriate.

Per le operazioni di manutenzione ordinaria, le infrastrutture necessarie sono costituite da:

- a. Magazzini per lo stoccaggio dei materiali;
- b. Officine tecniche per l'eventuale sistemazione e/o assemblaggio/disassemblaggio degli elementi del parco eolico;

-
- c. Piazzuole per lo stoccaggio dei rifiuti;
 - d. Uffici amministrativi;
 - e. Area di banchina;
 - f. Molo per l'attracco delle navi.

6.2 MANUTENZIONE STRAORDINARIA

La manutenzione straordinaria consiste nella sostituzione degli elementi principali della turbina eolica (pale, generatore, cuscinetti principali, etc.) e può estendersi anche agli elementi di ancoraggio (sostituzione della catena, sostituzione totale della linea e relativa ancora) e i cavi di collegamento dinamici tra le turbine (rottura). Tali operazioni non sono pianificate e richiedono l'utilizzo di risorse adeguate all'entità dell'intervento e quanto meno una specifica logistica marittima. Nel caso di utilizzo di tecnologia di fondazione con piattaforma galleggiante è possibile consentire il rientro della turbina eolica in avaria sulla terraferma per la realizzazione di determinate operazioni (altre tecnologie invece necessitano la mobilitazione di nave o jack-up).

7 DISMISSIONE DELLE OPERE

La fase di dismissione delle opere offshore sarà suddivisa in macro-attività e prevede:

- a. Il disassemblamento a mare degli aerogeneratori dai sistemi di ancoraggio e galleggiamento;
- b. Il trasporto degli aerogeneratori fino all'area portuale designata;
- c. Lo smontaggio degli aerogeneratori e delle apparecchiature annesse e connesse;
- d. Il conferimento ad impianti idonei per il conseguente riciclo e/o smaltimento dei materiali prodotti.

La fase di dismissione delle opere onshore sarà suddivisa in macro-attività e prevede:

- a. La dismissione della Stazione Elettrica;
- b. Il ripristino dello stato delle aree occupate a terra;
- c. Il conferimento ad impianti idonei per il conseguente riciclo e/o smaltimento dei materiali prodotti.

Durante la fase di dismissione del progetto (ma anche, in minor misura, durante le attività di manutenzione), i componenti elettrici dismessi (o sostituiti) verranno smaltiti secondo la direttiva europea WEEE - Waste of Electrical and Electronic Equipment, mentre, gli elementi in metallo, in materiali compositi ed in plastica rinforzata (GPR) verranno riciclati. I diversi materiali da costruzione se non riutilizzati, verranno quindi separati e compattati al fine di ridurre i volumi e consentire un più facile trasporto ai centri di recupero.

Il conferimento e la tipologia di riciclaggio saranno associati a ciascuna tipologia di materiale:

- a. le linee di ancoraggio, i loro accessori e la maggior parte delle attrezzature della piattaforma galleggiante, composte principalmente da acciaio e materiali compositi, saranno riciclati dall'industria dell'acciaio e da aziende specializzate;
- b. la biomassa accumulatasi sulle strutture durante il ciclo di vita del parco sarà raccolta e successivamente smaltiti;
- c. le componenti elettriche, se non possono essere riutilizzate, saranno smantellate e riciclate.

Il progetto pone particolare attenzione alla gestione e successiva dismissione di qualsiasi elemento che contenga lubrificanti e olio, al fine di azzerare gli spill accidentali e i conseguenti danni ambientali, eventuali residui di olio o lubrificante saranno gestiti secondo le normative in vigore.

I cavi di collegamento tra le turbine ed i cavi contenuti all'interno del cavidotto sottomarino saranno trasportati all'unità di pretrattamento in impianto autorizzato per la macinazione, la separazione elettrostatica e quindi la valorizzazione dei sottoprodotti come materia prima secondaria (rame, alluminio e plastica).

7.1 CE - CIRCULAR ECONOMY

All'interno delle risorse energetiche mondiali, l'energia eolica assume un ruolo sempre più importante e la costruzione di parchi eolici offshore e onshore necessita l'utilizzo di grandi quantità di materie prime. Tale utilizzo comporta potenzialmente un impatto sull'ambiente ed è pertanto che il progetto di costruzione del

Parco Eolico Offshore di Catanzaro intende avvalersi di una strategia adeguata che tuteli l'ambientale e rispetti i principi di eco compatibilità della CE (Circular Economy).

A tal proposito, la direttiva UE definisce la progettazione ecocompatibile come "*l'integrazione degli aspetti ambientali nella progettazione allo scopo di migliorare le prestazioni ambientali dei prodotti durante l'intero ciclo di vita*" (UE, 2009).

La progettazione degli aerogeneratori, e di tutti gli accessori ad essi connessi, rispetteranno strategie di eco-design, basate sull'utilizzo di materie prime seconde, ottenute per mezzo di tecniche di riciclaggio senza perdite di qualità e quindi di declassamento dello stesso materiale. Inoltre, sarà utilizzata la migliore tecnologia disponibile a basso consumo energetico durante la fase di esercizio, senza l'utilizzo di contenuti pericolosi che possano poi ostacolare il riciclaggio finale. La progettazione prevede anche la possibilità di smontaggio delle unità assemblate per eventuali aggiornamenti o sostituzioni.

Al fine di raggiungere una maggiore tutela ambientale in tutte le fasi di vita del progetto, la progettazione adotta il modello di CE (Circular Economy), con la consapevolezza che anche la crescita economica generabile dall'uso delle energie rinnovabili è intrinsecamente collegata al riciclo dei materiali.

REFERENZE

- [1] Linea guida "Offshore Wind Submarine Cable Spacing Guidance" - TÜV SÜD.
- [2] Doc. n. *P0030652-M -Schema a blocchi impianto eolico offshore MoDiCa*
- [3] Doc. *Relazione Preliminare Ambientale*



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.