



Krimisa Floating Wind S.r.l.

Progetto Parco Eolico Offshore – Krimisa

Relazione Generale

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

| Rev. | Descrizione | Preparato da | Controllato da | Approvato da | Data |
|------|-----------------|--------------|----------------|--------------|------------|
| 00 | Prima Emissione | M.Molinaroli | C. Podestà | S. Sadowski | 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

| | |
|---|-----------|
| LISTA DELLE TABELLE | 3 |
| LISTA DELLE FIGURE | 3 |
| ABBREVIAZIONI E ACRONIMI | 4 |
| 1 PREMESSA | 5 |
| 2 SCOPO DEL DOCUMENTO | 6 |
| 3 INQUADRAMENTO GENERALE DEL PROGETTO | 7 |
| 4 ELEMENTI DI PROGETTO | 10 |
| 4.1 ELEMENTI OFFSHORE | 10 |
| 4.1.1 Aerogeneratore | 10 |
| 4.1.2 Fondazione WTG e sistemi di Ormeaggio e Ancoraggio | 11 |
| 4.1.3 Configurazione elettrica e cavi marini a 66kV | 12 |
| 4.1.4 Sottostazione Elettrica galleggiante 66/220kV | 13 |
| 4.1.5 Cavi marini a 220kV | 14 |
| 4.1.6 Approccio alla costa | 15 |
| 4.2 ELEMENTI ONSHORE | 15 |
| 4.2.1 Tratto di cavidotto marino in Trivellazione Orizzontale Controllata (TOC) | 15 |
| 4.2.2 Buca giunti | 15 |
| 4.2.3 Cavidotto terrestre a 220kV | 16 |
| 4.2.4 Stazione di sezionamento | 17 |
| 4.2.5 Sottostazione Elettrica di Utenza 220/380kV | 18 |
| 5 RISORSA EOLICA E PRODUCIBILITA' | 20 |
| 5.1 STIMA DELLA RISORSA EOLICA | 20 |
| 5.2 DETERMINAZIONE DELLA PRODUCIBILITÀ DEL SITO | 20 |
| 6 MODALITÀ DI INSTALLAZIONE | 22 |
| 6.1 PARTE MARITTIMA | 22 |
| 6.1.1 Sito di assemblaggio delle turbine galleggianti | 22 |
| 6.1.2 Panoramica del montaggio e sequenza di installazione | 22 |
| 6.1.3 Assemblaggio e varo della piattaforma galleggiante | 22 |
| 6.1.4 Integrazione della turbina eolica sul galleggiante | 23 |
| 6.1.5 Mezzi marini utilizzati per il traino della struttura galleggiante | 23 |
| 6.1.6 Procedura di posa dei cavi di inter-array | 24 |
| 6.1.7 Procedura di posa dei cavi di export | 25 |
| 6.1.8 Approdo e Trivellazione Orizzontale Controllata | 25 |
| 6.2 PARTE TERRESTRE | 25 |
| 6.2.1 Posa dei cavi terrestri | 25 |
| 7 ESERCIZIO E MANUTENZIONE IMPIANTO | 27 |
| 7.1 MANUTENZIONE ORDINARIA | 27 |
| 7.2 MANUTENZIONE STRAORDINARIA | 27 |
| 7.3 PIANO DI PREVENZIONE DEI RISCHI | 27 |
| 8 DISMISSIONE DELLE OPERE | 28 |
| 8.1 CE - CIRCULAR ECONOMY | 28 |
| 9 CRONOPROGRAMMA | 30 |
| 10 STIMA PRELIMINARE DELLE OPERE E QUADRO ECONOMICO | 31 |
| 10.1 QUADRO ECONONOMICO COMPLESSIVO E CONCLUSIONI | 32 |
| REFERENZE | 33 |

| | |
|-----------------------|----------|
| ALLEGATI | 1 |
| ALLEGATO A | 1 |
| CRONOPROGRAMMA | 1 |

LISTA DELLE TABELLE

| | |
|---|----|
| Tabella 4-1: Caratteristiche tecniche aerogeneratore | 10 |
| Tabella 4-2: Dettaglio coordinate OSS | 13 |
| Tabella 4-3: Specifiche preliminari trasformatori OSS | 14 |
| Tabella 4-4: Specifiche preliminari trasformatori SE Connessione | 18 |
| Tabella 5-1: Produzione preliminare stimata | 20 |
| Tabella 8-1: Risorse principali utilizzate per ogni componente dell'installazione | 29 |
| Tabella 10-1: Stima costi complessiva Krimisa | 32 |

LISTA DELLE FIGURE

| | |
|---|----|
| Figura 3-1: Localizzazione parco eolico offshore Krimisa | 7 |
| Figura 3-2: Inquadramento parco eolico offshore Krimisa su satellitare | 8 |
| Figura 3-3: Inquadramento Generale del Progetto – Krimisa | 8 |
| Figura 3-4: Profilo batimetrico [Fonte: https://portal.emodnet-bathymetry.eu] | 9 |
| Figura 4-1: Esempio Aerogeneratore offshore (a fondazione fissa) | 10 |
| Figura 4-2: Esempi di Strutture Galleggianti per Parchi Eolici | 11 |
| Figura 4-3: Collegamenti in stringa degli aerogeneratori | 12 |
| Figura 4-4: Esempio di cavo di interconnessione [fonte: Prysmian] | 13 |
| Figura 4-5: Vista del tracciato preliminare del cavidotto marino | 14 |
| Figura 4-6: Inquadramento del tratto di cavidotto marino in TOC | 15 |
| Figura 4-7: Tipico buca giunta con 4 terne AT | 16 |
| Figura 4-8: Configurazione di posa dei cavi terrestri | 16 |
| Figura 4-9: Percorso preliminare cavidotto a 220 kV | 17 |
| Figura 4-10: Vista in pianta tipico stazione di sezionamento | 18 |
| Figura 4-11: Vista in pianta della Stazione Elettrica di Utente | 19 |
| Figura 6-1: Fondazione di tipo semi-submersibile pronta per essere trasportata via mare [fonte: Mammoet] | 23 |
| Figura 6-2: Procedura di traino dell'aerogeneratore galleggiante [fonte: Ocean Winds] | 24 |
| Figura 6-3: Cablaggio sottomarino | 25 |
| Figura 6-4: Configurazione di posa dei cavi terrestri | 26 |

ABBREVIAZIONI E ACRONIMI

| | |
|----------------|--|
| Art. | Articolo |
| AT | Alta Tensione |
| CE | Circular Economy |
| D.M. | Decreto Ministeriale |
| DGR | Delibera Giunta Regionale |
| Dir | Direzione |
| DPGR | Decreto Presidente Giunta Regionale |
| DRAG | Documento Regionale di Assetto Generale |
| EPR | Ethylene Propylene Rubber |
| FER | Fonti di Energia Rinnovabile |
| FSE | Fondo sociale europeo |
| HDD | Horizontal Directional Drilling |
| HV | High Voltage |
| ISPRA | Istituto Superiore per la Protezione e la Ricerca Ambientale |
| m.s.l.m | Metri sul livello del mare |
| MV | Medium Voltage |
| MW | Megawatt |
| OSS | Offshore Sub-Station |
| 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 |
| TOC | Trivellazione Orizzontale Controllata |
| VIA | Valutazione di Impatto Ambientale |
| WEEE | Waste of Electrical and Electronic Equipment |
| WTG | Wind Turbine Generator |

1 PREMESSA

L'idea di sfruttare il maggiore potenziale dell'energia eolica allontanandosi sempre più dalla costa, dove la risorsa eolica è migliore in termini di velocità del vento e di turbolenza e la reperibilità di spazi disponibili è maggiore, è uno dei punti chiave per centrare gli obiettivi fissati dall'Unione Europea per la riduzione delle emissioni di anidride carbonica entro il 2030.

In questa prospettiva, il Mar Mediterraneo è caratterizzato da molte aree di interesse posizionate al largo delle coste italiane. Tuttavia, a causa della conformazione piuttosto ripida del fondale che circonda le coste della penisola, che raggiunge spesso elevate profondità superando i 100m, l'unica possibilità per sfruttare queste aree risulta essere il ricorso all'utilizzo di turbine eoliche galleggianti.

L'eolico offshore galleggiante offre sicuramente una grande opportunità per ridurre le emissioni di anidride carbonica, per raggiungere l'indipendenza dalle convenzionali risorse energetiche e per ridurre il costo dell'energia. Tale tecnologia offre, inoltre, l'opportunità di creare una nuova filiera industriale basata sulla green economy.

All'interno della presente relazione verrà inquadrato e descritto il progetto eolico offshore flottante, di nome Krimisa, localizzato nel Mar Mediterraneo nelle acque antistanti la costa meridionale della Calabria, e che utilizzerà 62 turbine eoliche con fondazione galleggiante per generare energia pulita.

2 SCOPO DEL DOCUMENTO

La presente relazione è stata realizzata al fine di descrivere e inquadrare le principali componenti impiantistiche, le scelte progettuali preliminari e le fasi di realizzazione dell'impianto di produzione elettrica da fonte eolica offshore basato sulla tecnologia flottante ed ubicato nel Mar Ionio, nello specchio acqueo a Sud-Est di Crotone (KR), ad una distanza minima dalla costa pari a 43.5km.

All'interno della relazione verranno inquadrati in modo generale gli aspetti tecnici legati alla realizzazione del parco con il rimando poi agli studi di dettaglio eseguiti sui singoli argomenti, in particolar modo:

- Capitolo 3, introduzione generale del progetto;
- Capitolo 4, descrizione degli elementi tecnici caratterizzanti il progetto sia per la parte a mare che per la parte a terra con i collegamenti agli studi specialistici "Relazione Elettrica" e "Relazione descrittiva sui sistemi di ancoraggio e ormeggio";
- Capitolo 5, analisi della risorsa eolica e stima preliminare della producibilità dell'impianto;
- Capitolo 6, descrizione delle modalità di installazione previste per le varie componenti del progetto;
- Capitolo 7, descrizione delle attività di manutenzione ordinaria e straordinaria del progetto;
- Capitolo 8, indicazioni preliminari sulla dismissione dell'impianto;
- Capitolo 9, descrizione delle assunzioni e le considerazioni fatte per individuare preliminarmente le tempistiche di realizzazione dell'opera e il rimando all'Allegato A "Cronoprogramma";
- Capitolo 10, indicazioni sui costi stimati per la realizzazione del parco che saranno poi approfonditi nel documento dedicato "Stima preliminare delle opere e quadro economico".

3 INQUADRAMENTO GENERALE DEL PROGETTO

L'oggetto della presente relazione preliminare descrittiva è il Parco Eolico Offshore Flottante denominato "Krimisa" e le scelte di progetto finora attuate. Il 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 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.

Nell'area offshore individuata, oltre alle turbine, saranno posizionate anche due Sottostazioni elettriche galleggianti che costituiranno un primo livello di innalzamento della tensione da 66kV a 220kV.

L'energia prodotta 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) il cui passaggio è preliminarmente previsto su arterie stradali esistenti e di una sottostazione utente in prossimità del punto di consegna. Ai fini del presente documento, la connessione dell'impianto è ipotizzata presso la Stazione Elettrica Scandale 380 kV.

La connessione dell'impianto sarà comunque rivista in relazione del punto di consegna che verrà 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 del parco eolico è rappresentato nelle figure seguenti.



Figura 3-1: Localizzazione parco eolico offshore Krimisa

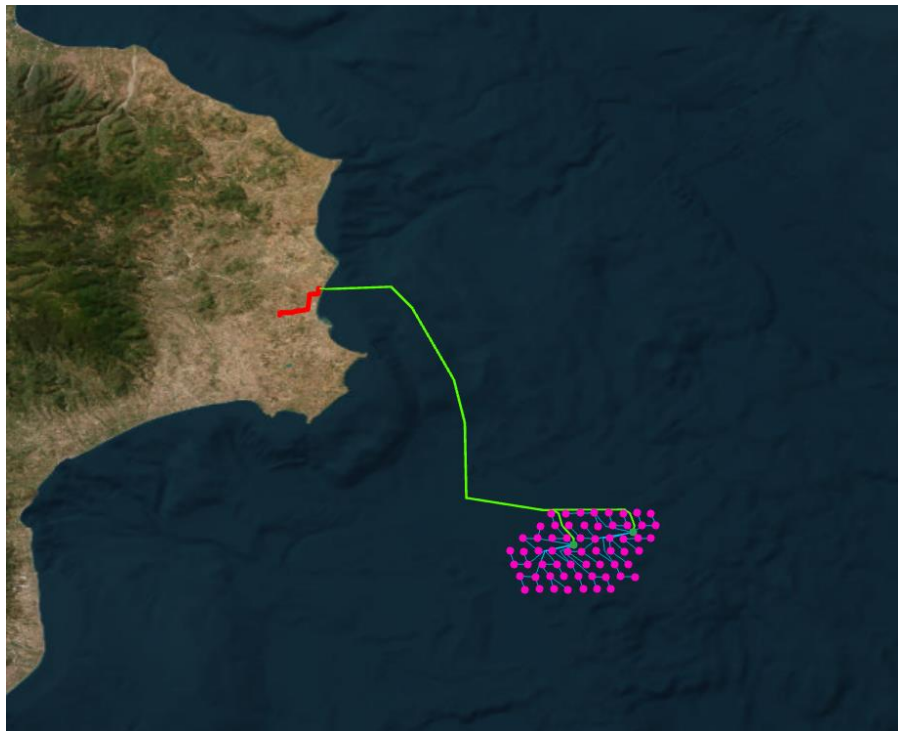


Figura 3-2: Inquadramento parco eolico offshore Krimisa su satellitare

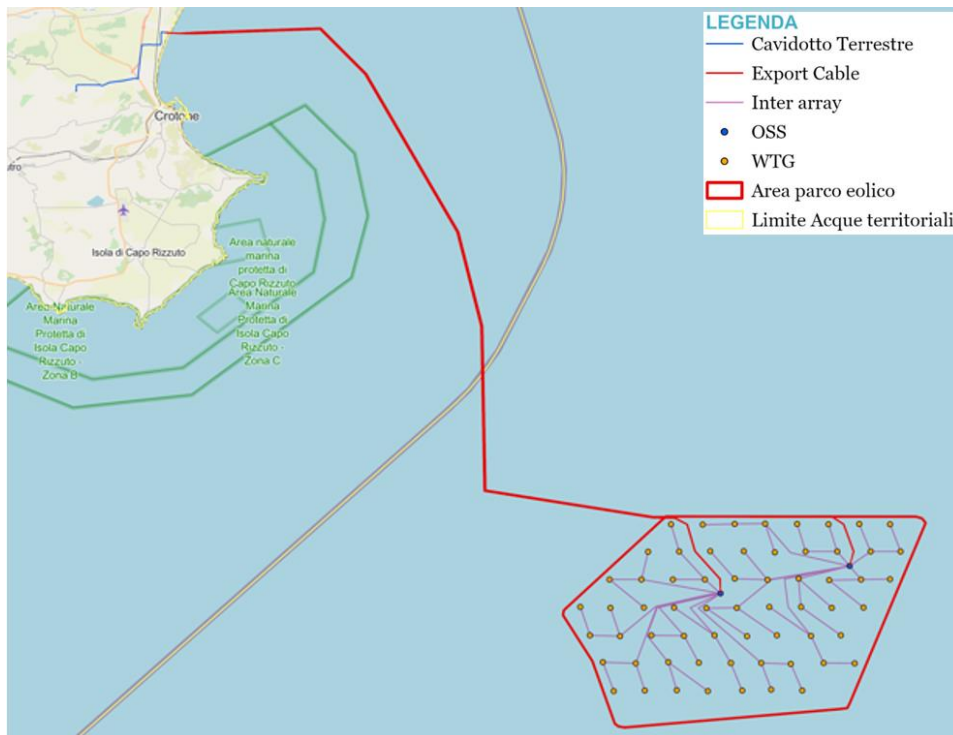


Figura 3-3: Inquadramento Generale del Progetto – Krimisa

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

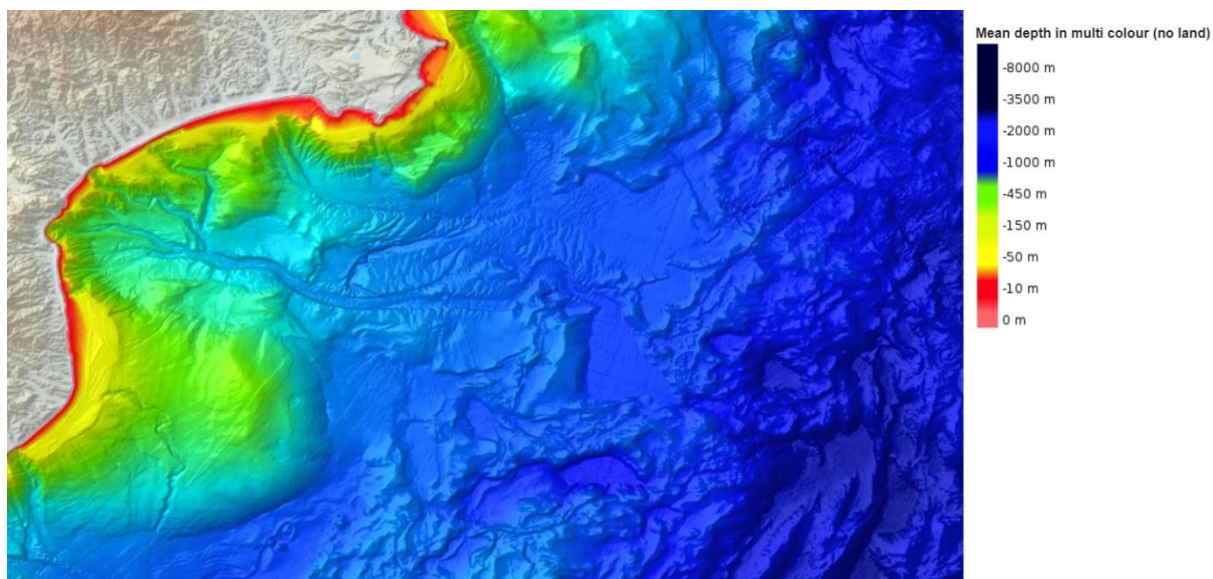


Figura 3-4: Profilo batimetrico [Fonte: <https://portal.emodnet-bathymetry.eu>]

4 ELEMENTI DI PROGETTO

4.1 ELEMENTI OFFSHORE

4.1.1 Aerogeneratore

La tecnologia utilizzata per gli aerogeneratori sarà quella della turbina eolica galleggiante. 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 favorevoli altrimenti inutilizzabili a causa della profondità di fondale.

Le WTG (Wind Turbine Generator), tecnicamente analoghe a quelle previste per gli impianti onshore ed adatte al funzionamento su fondazione flottante, considerate per il progetto hanno le seguenti caratteristiche tecniche:

Tabella 4-1: Caratteristiche tecniche aerogeneratore

| Parametro | Valore indicativo |
|---------------------------------|-------------------|
| Potenza nominale aerogeneratore | 18 MW |
| Tensione di connessione MT | 66 kV |
| Altezza al mozzo | 157 m |
| Diámetro rotore | 250 m |

Si precisa che il modello di macchina è indicativo, poiché nelle successive fasi di progetto saranno effettuate le analisi di mercato al fine di cogliere le migliori opportunità tecniche ed economiche nella scelta dell'aerogeneratore, mantenendosi comunque in linea con le caratteristiche illustrate nella presente relazione.

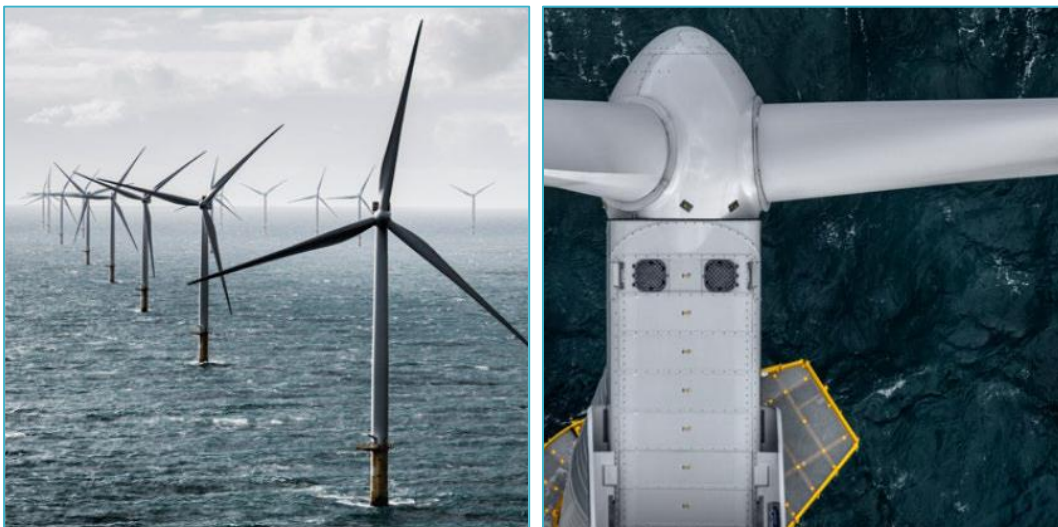


Figura 4-1: Esempio Aerogeneratore offshore (a fondazione fissa)

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 sistemi di ancoraggio collegati alla fondazione galleggiante 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 velocità minime di vento pari a circa 3 m/s (Cut-In) di vento e per arrestarsi automaticamente quando il vento supera i 30 m/s (Cut-Out).

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.

4.1.2 Fondazione WTG e sistemi di Ormeaggio e Ancoraggio

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, come nel caso di progetto, 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 soggette le varie componenti.

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.

Nella figura seguente si riportano le soluzioni concettuali principalmente applicate per i parchi eolici installati e in fase di studio. Va comunque evidenziato che è pratica comune sviluppare una progettazione ad hoc per la struttura galleggiante in base alle necessità sito specifiche, alle condizioni meteomarine ed alle infrastrutture disponibili per costruzione ed installazione al sito.

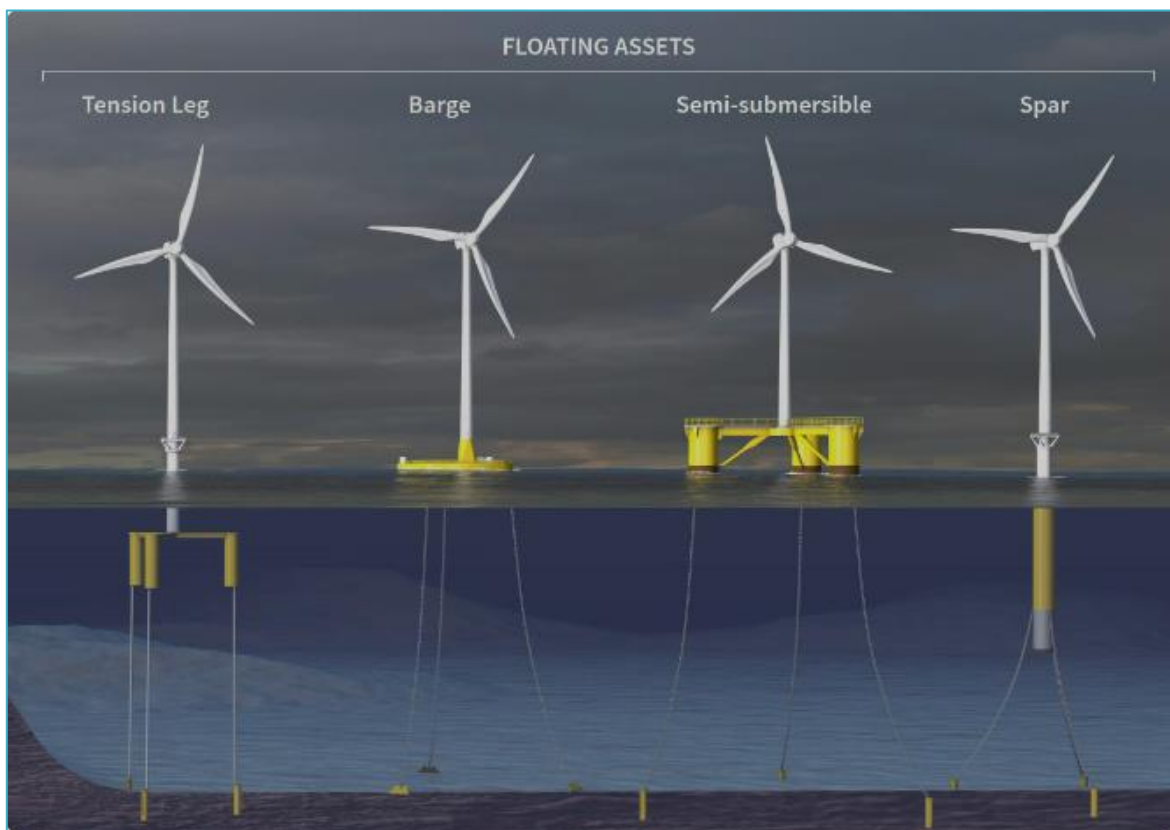


Figura 4-2: Esempi di Strutture Galleggianti per Parchi Eolici

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

Per quanto concerne il sistema di ormeggio, le soluzioni comunemente applicate sono le seguenti:

- ✓ Catenaria;
- ✓ Cavo teso inclinato o verticali (*taut mooring* e *tension leg*)

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).

Nel caso in oggetto sono state considerate a titolo preliminare una fondazione galleggiante di tipo *semi-submersible* e un sistema di ormeggio a elementi tesi inclinati con ancore.

Si precisa però che la scelta della fondazione galleggiante e del sistema di ancoraggio e ormeggio sarà verificata a seguito di specifiche indagini geofisiche, geotecniche e ambientali dell'area in esame previste nelle prossime fasi di progetto.

Per informazioni e dettagli maggiori sui sistemi di ancoraggio e ormeggio si prega di visionare il documento specifico "Relazione descrittiva dei sistemi di ancoraggio e ormeggio"

4.1.3 Configurazione elettrica e cavi marini a 66kV

I criteri e la metodologia utilizzata per il dimensionamento delle apparecchiature elettriche necessarie al corretto funzionamento del sistema, in accordo alle normative vigenti, sono descritti nel documento *Relazione Elettrica*. La configurazione preliminare prevista suddivide l'intero progetto in due Sezioni:

- Sezione 1: formata da 2 stringhe con 3 aerogeneratori e 6 stringhe con 4 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.

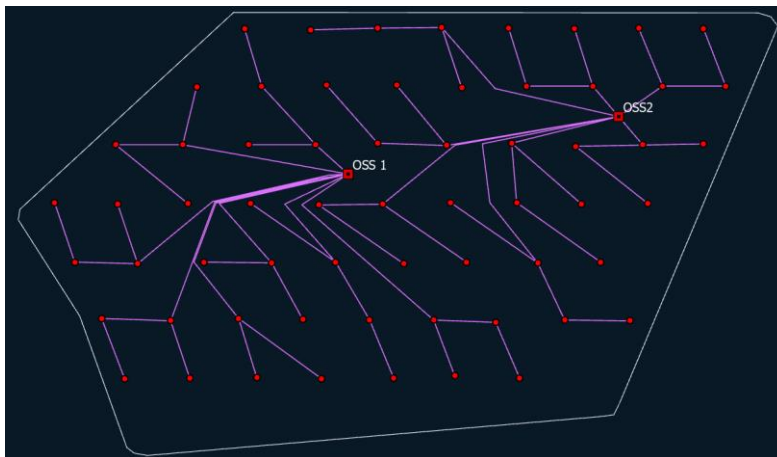


Figura 4-3: Collegamenti in stringa degli aerogeneratori

Le linee elettriche di connessione degli aerogeneratori, attualmente funzionanti a 66 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.

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.

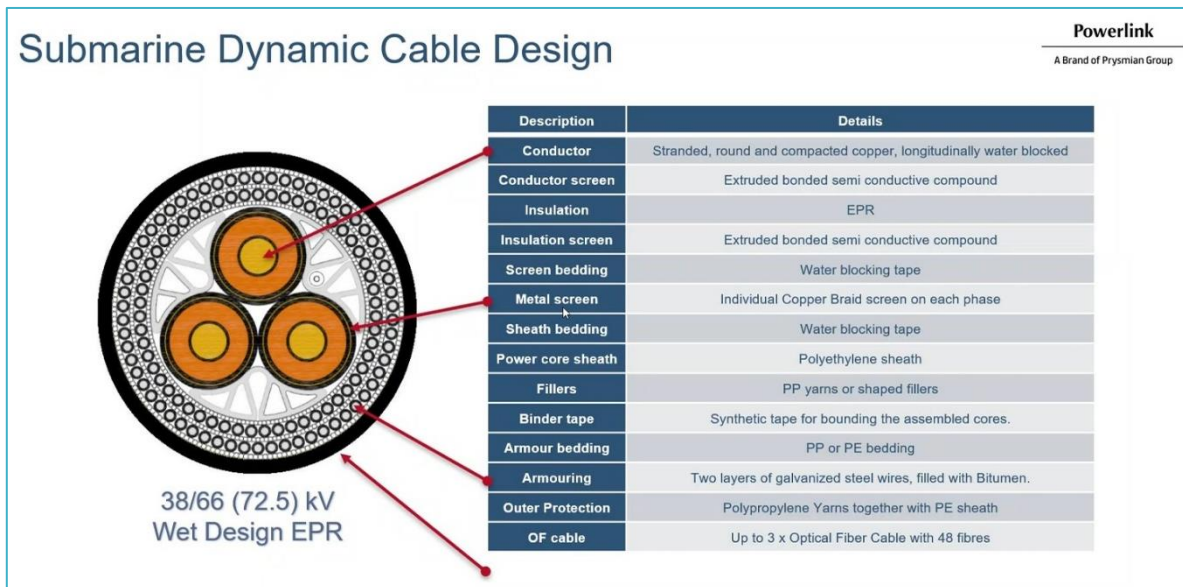


Figura 4-4: Esempio di cavo di interconnessione [fonte: Prysmian]

4.1.4 Sottostazione Elettrica galleggiante 66/220kV

Le Stazioni di Trasformazione Elettrica galleggiante, la cui posizione è stata indicata preliminarmente secondo la Tabella 4-2, 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, del 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 4-2: 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.

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

Tabella 4-3: 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 |

4.1.5 Cavi marini a 220kV

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 aventi sezione pari a 1200 mm² con anima in alluminio e isolamento in EPR.



Figura 4-5: Vista del tracciato preliminare del cavidotto marino

4.1.6 Approccio alla costa

L'approccio alla costa sarà caratterizzato da una convergenza graduale dei cavi a 220kV a partire da una distanza di 2km fino a circa 600 m dalla costa, da cui poi inizierà il tratto di cavidotto in Trivellazione Orizzontale Controllata, raggiungendo una inter-distanza limite pari a 10 m

Il percorso individuato non interferisce con aree militari, aree riservate alla pesca, aree archeologiche, siti della Rete Natura 2000. Al fine di evitare ove possibile e minimizzare l'impatto con l'ambiente marino, l'intero percorso dei cavi sarà oggetto di specifiche indagini in fasi successive della progettazione.

4.2 ELEMENTI ONSHORE

4.2.1 Tratto di cavidotto marino in Trivellazione Orizzontale Controllata (TOC)

La conformazione della costa e i materiali della quale è composta, nonché l'esigenza di minimizzare le potenziali interferenze con le biocenosi marine e la spiaggia, hanno comportato la definizione di una soluzione che semplificasse l'approccio del cavidotto alla terraferma.

Si prevede quindi l'utilizzo della tecnica di perforazione controllata – TOC (HDD – Horizontal Directional Drilling) indicativamente per l'ultimo chilometro del cavidotto marino, al fine di minimizzare l'eventuale interferenza sulle matrici ambientali e sociali presenti nella zona di transizione tra mare e terra ed allo stesso tempo garantire la continuità del collegamento elettrico in caso di erosione costiera.

In questo tratto è previsto che le quattro terne di cavi marini abbiano un'inter-distanza di circa 10m e la lunghezza della TOC considerata in via preliminare è pari a 1km.



Figura 4-6: Inquadramento del tratto di cavidotto marino in TOC

4.2.2 Buca giunti

In accordo con la linea guida "Offshore Wind Submarine Cable Spacing Guidance" approvata dall'ente di certificazione TÜV SÜD e l'attuale pratica ingegneristica, il punto di giunzione tra cavi marini e cavi terrestri sarà localizzato in prossimità della costa e sarà formato da una vasca interrata (c.d. "buca giunti"), generalmente in

calcestruzzo armato, avente dimensione in pianta pari a 8x25m e posto al di sotto del piano di campagna ad una profondità pari a circa 1,5/2 m.

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.

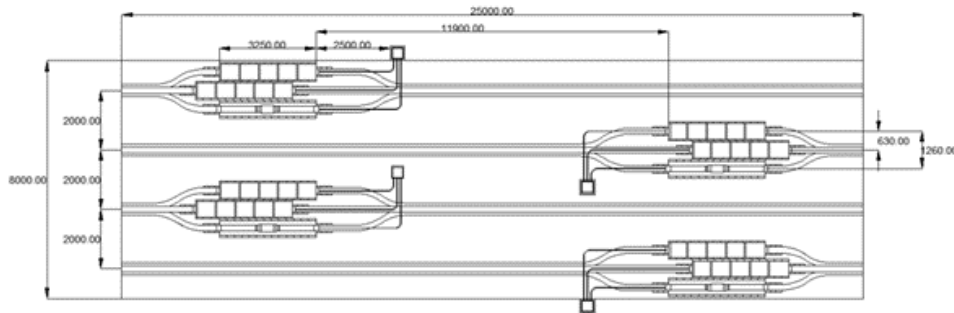


Figura 4-7: Tipico buca giunta con 4 terne AT

4.2.3 Cavidotto terrestre a 220kV

Per il collegamento tra la buca giunti e la Stazione Elettrica Utente, è prevista una linea in cavo a 220 kV avente sezione pari a 1200 mm² con anima in rame ed isolamento in EPR.

In Figura 4-8 viene mostrata una possibile configurazione di posa dei cavi terrestri, in questo caso è stata presa in considerazione la configurazione complanare che risulta essere l'opzione più conservativa in quanto più ingombrante.

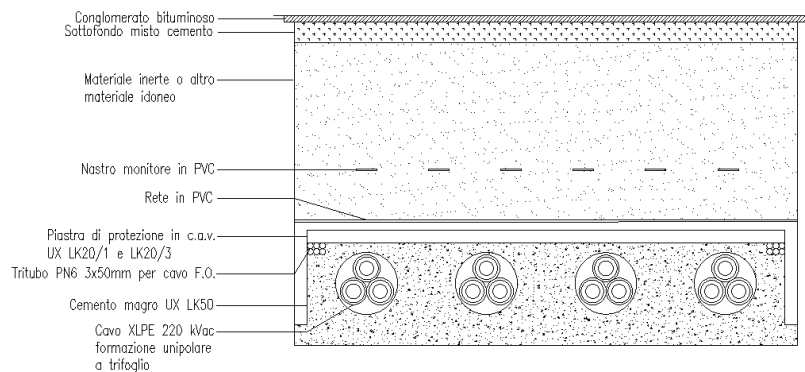


Figura 4-8: Configurazione di posa dei cavi terrestri

Il percorso seguito dai cavi terrestri in fase preliminare è risultato lungo circa 12 km e prevede il passaggio per le principali arterie stradali pubbliche limitando il passaggio sulle proprietà private.

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 4-9: Percorso preliminare cavidotto a 220 kV

4.2.4 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.

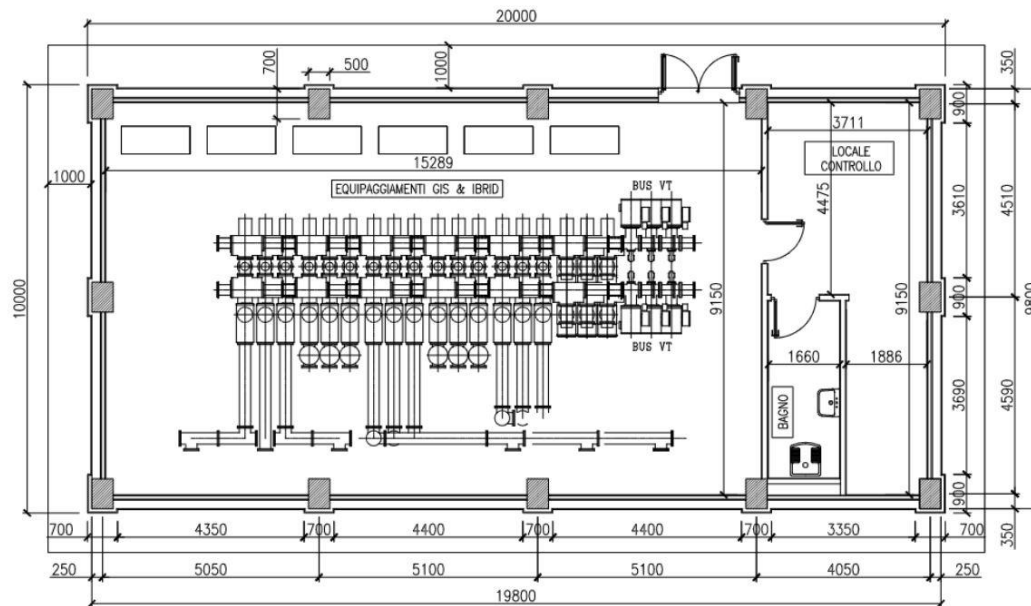


Figura 4-10: Vista in pianta tipico stazione di sezionamento

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

4.2.5 Sottostazione Elettrica di Utenza 220/380kV

La Stazione Elettrica di Utente, dimensionata in conformità al Codice di Rete, viene ipotizzata nei pressi della SE Scandale. Il posizionamento della stazione sarà comunque adattato alla soluzione indicata da TERNA mantenendo la stessa prossima al punto di connessione.

In detta stazione avviene l'innalzamento del livello di tensione da 220 kV a 380 kV tramite autotrasformatori, la compensazione della potenza reattiva capacitiva 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 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.

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

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

Tabella 4-4: 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 |

Di seguito si riporta una vista in pianta della struttura ipotizzata per la Stazione Utente, le dimensioni preliminarmente ipotizzate per l'area d'installazione sono pari a 200 x 190 m.

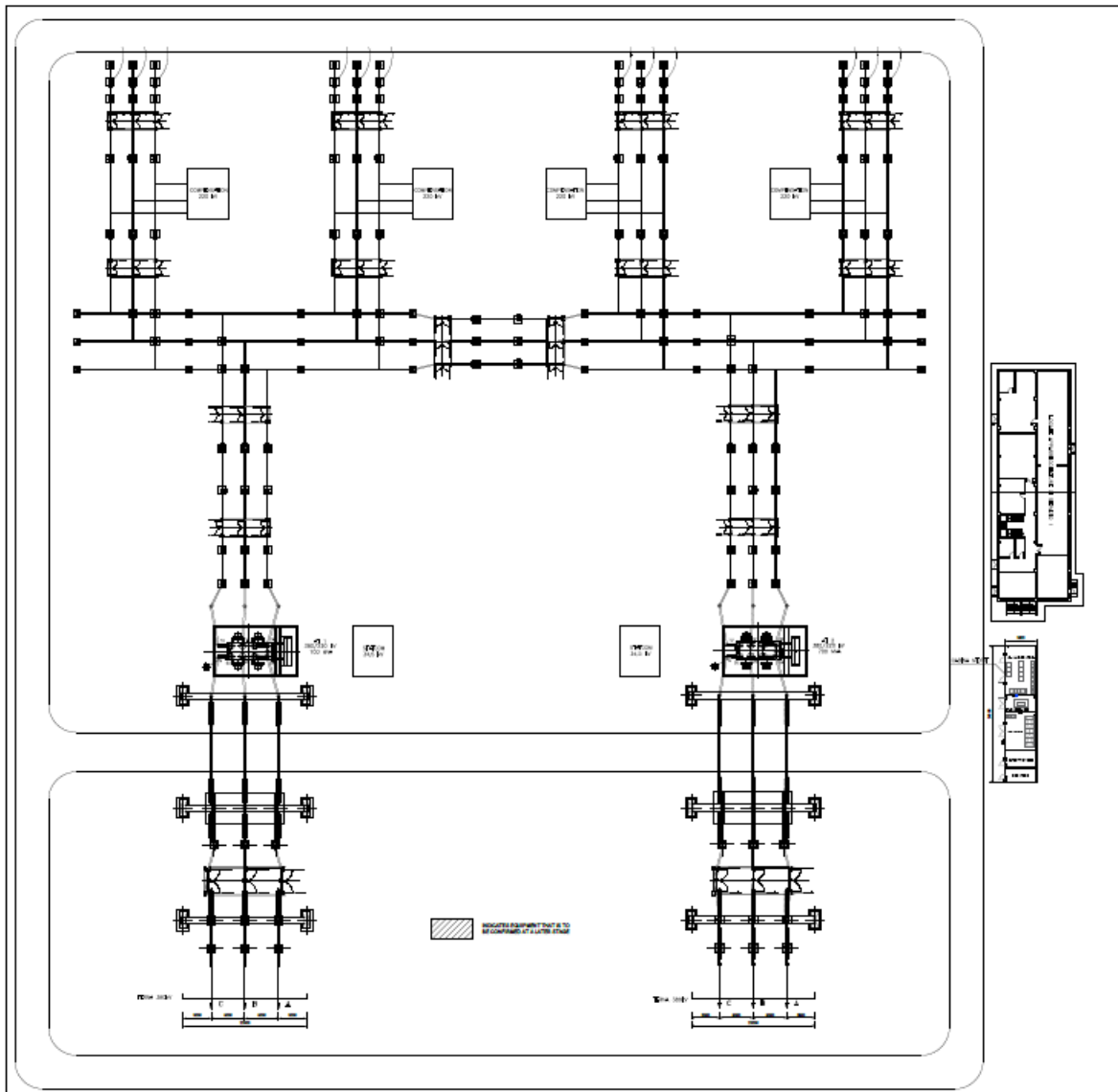


Figura 4-11: Vista in pianta della Stazione Elettrica di Utente

5 RISORSA EOLICA E PRODUCIBILITA'

Gli aerogeneratori da 18MW sono stati preliminarmente posizionati a una distanza di almeno 11D (2750m) lungo la direttrice principale di vento e ad una distanza di circa 9D (2200m) lungo le direzioni non-prevalenti del vento.

5.1 STIMA DELLA RISORSA EOLICA

Poiché non è stata effettuata alcuna valutazione della risorsa eolica specifica dell'area, dove è prevista l'installazione degli aerogeneratori, le informazioni sono state dedotte da dati anemologici disponibili sui database meteo (nel caso in esame è stato usato il database ERA5). Da questo database è stato quindi possibile dedurre i dati anemologici necessari alla stima preliminare della producibilità del sito. Vista la natura di questa fase di progetto e dei dati disponibili, non sono state fatte considerazioni dettagliate sulla incertezza della stima di producibilità.

La procedura applicata per ottenere un'analisi preliminare della producibilità di questo sito si compone dei seguenti passaggi:

- ✓ alle curve di potenza degli aerogeneratori sono state applicate le distribuzioni di lungo termine presso le sedi degli aerogeneratori. La curva di potenza è stata ottenuta scalando i valori di producibilità da una tipologia di WTG per offshore di taglia assimilabile;
- ✓ il modello N.O. Jensen (2005) è stato utilizzato per calcolare gli effetti di scia interna.

La stima della resa energetica è stata effettuata all'interno del software WindPRO v3.5 sviluppato da EMD.

Per calcolare gli effetti di scia attesi tra gli aerogeneratori, è stato utilizzato il modello N.O. Jensen (2005) con una costante di decadimento della scia di 0,050, utilizzando il software di interfaccia WindPRO v3.5 sviluppato da EMD. In determinate condizioni, sono note alcune limitazioni al modello N.O. Jensen, tuttavia queste condizioni non dovrebbero essere prevalenti nel sito di Progetto. Si noti che la modellazione della scia non include un'analisi della turbolenza indotta dalla scia.

5.2 DETERMINAZIONE DELLA PRODUCIBILITÀ DEL SITO

La stima della produzione lorda del sito è stata ottenuta incrociando la curva di potenza di una turbina da 18 MW con le distribuzioni di vento. In questo modo è stato possibile determinare l'energia annuale prodotta da ogni singolo aerogeneratore e quindi, moltiplicando per il numero totale degli aerogeneratori, la produzione lorda annuale del parco. Questa producibilità può essere espressa in ore equivalenti di funzionamento su base annua (fattore di capacità). È necessario applicare alla produzione lorda (che considera l'energia massima che l'aerogeneratore può produrre) una riduzione per le perdite di energia, ad esempio associate all'effetto scia tra gli aerogeneratori, tempi di fermo e di manutenzione, perdite elettriche nella trasmissione, restrizioni di rete, ecc. Questi elementi sono stati tenuti in considerazione considerando un fattore di perdita del 11.4 % per la stima della produzione netta. I risultati ottenuti sono riassunti in Tabella 5-1

Tabella 5-1: Produzione preliminare stimata

| Parametro | WTG 18MW |
|---|---------------|
| Altezza del mozzo [m] | 157 |
| Velocità media del vento al mozzo WTG [m/s] | 7.71 |
| Totale di potenza [MW] | 1116 |
| Produzione lorda di energia [GWh/a] | 3745.1 |
| 1. Effetto scia | 94.0% |
| 1.1. Effetto scia (interno) | 94.4% |
| 1.2. Effetto scia (futuri parchi eolico) | 99.6% |
| 3. Disponibilità | 97% |
| 4. Efficienza elettrica | 98% |
| 5. Prestazioni della turbina | 99% |
| 6. Ambientale | 99% |
| 7. Riduzione | 100.0% |

| Parametro | WTG 18MW |
|---|---------------|
| 8. Altro | 100.0% |
| Fattore di perdita totale | 87.6% |
| Produzione netta di energia, P50 (10-anno) [GWh/a] | 3279.6 |
| Capacity factor netto, P50 (10-anno) | 33.5% |

Le perdite sopra descritte sono preliminari e saranno approfondite nelle fasi successive di progetto. Tutte le perdite sono determinate sulla base di dati standard ed esperienze su progetti simili.

Per il fattore di "indisponibilità" come si può vedere in Tabella 5-1 è stata considerata una perdita standard del 3% in accordo alle seguenti assunzioni:

- ✓ Indisponibilità per manutenzioni preventive/manutenzioni programmate: Sono le ore che in un anno vengono utilizzate per le manutenzioni preventive che non saranno considerate perdite minori contrattualmente. Di solito secondo O&M si considerano da 30 a 80 ore all'anno e viene utilizzato un valore standard dello 0,5%.
- ✓ Indisponibilità contrattuale/Disponibilità garantita: è la disponibilità che il produttore garantisce nel contratto di fornitura. Per la stima preliminare, prima della firma del contratto, vengono utilizzati valori standard basati sulla regione. In questo caso è stato utilizzato un valore del 2%.
- ✓ Accesso al sito: perdite associate ai tempi di fermo per l'accesso all'impianto eolico per motivi ambientali o di altro tipo. Viene considerata una perdita standard dello 0,2%.
- ✓ Indisponibilità della sottostazione e linea AT: è l'indisponibilità delle infrastrutture del parco eolico tra il punto di connessione e il parco eolico e della rete di trasmissione stessa. Nei paesi e nelle regioni in cui la qualità della rete è elevata, viene utilizzato lo 0,3% delle perdite.
- ✓ Bilancio dell'impianto: perdite dovute a tempi di fermo a causa dei componenti compresi tra l'interruttore principale della turbina fino al trasformatore della sottostazione di progetto (incluso) e la linea di trasmissione. Viene presa in considerazione una perdita standard dello 0,1%.

In conclusione, alla luce delle analisi considerate in questo studio, si può stimare una producibilità del sito pari a 3279.6 GWh/anno corrispondenti a un *capacity factor* pari a 33.5%.

6 MODALITÀ DI INSTALLAZIONE

6.1 PARTE MARITTIMA

6.1.1 Sito di assemblaggio delle turbine galleggianti

La disponibilità di aree portuali ed aree logistiche in prossimità del sito di installazione è una condizione determinante per lo sviluppo del progetto. Le aree, in particolare, devono essere dotate di spazio a terra ed adeguato accesso al mare in modo da poter svolgere le operazioni di assemblaggio delle strutture galleggianti e delle turbine eoliche. Nelle fasi successive del progetto verrà sviluppata un'analisi dedicata delle aree portuali disponibili al fine di identificare la più idonea per lo scopo.

6.1.2 Panoramica del montaggio e sequenza di installazione

La sequenza di montaggio è strettamente legata alla tipologia di fondazione flottante che verrà selezionata per il progetto, in linea generale sono comunque identificabili le seguenti lavorazioni:

- ✓ 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 e installazioni ancoraggi;
- ✓ Fase 5: posa e collegamento dei cavi elettrici e della sottostazione flottante;
- ✓ Fase 6: 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.

6.1.3 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.

A prescindere dal modello, le piattaforme galleggianti sono composte da vari elementi modulari, che richiedono spazio per lo stoccaggio e mezzi di sollevamento per l'assemblaggio dei vari elementi, normalmente disponibili nella maggior parte dei siti produttivi.



Figura 6-1: Fondazione di tipo semi-submersibile pronta per essere trasportata via mare [fonte: Mammoet]

6.1.4 Integrazione della turbina eolica sul galleggiante

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

Sarà così garantita 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.

6.1.5 Mezzi marini utilizzati per il traino della struttura galleggiante

Il trasporto dell'intera struttura dall'area di assemblaggio fino al sito di installazione offshore avverrà mezzo di rimorchiatori 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.

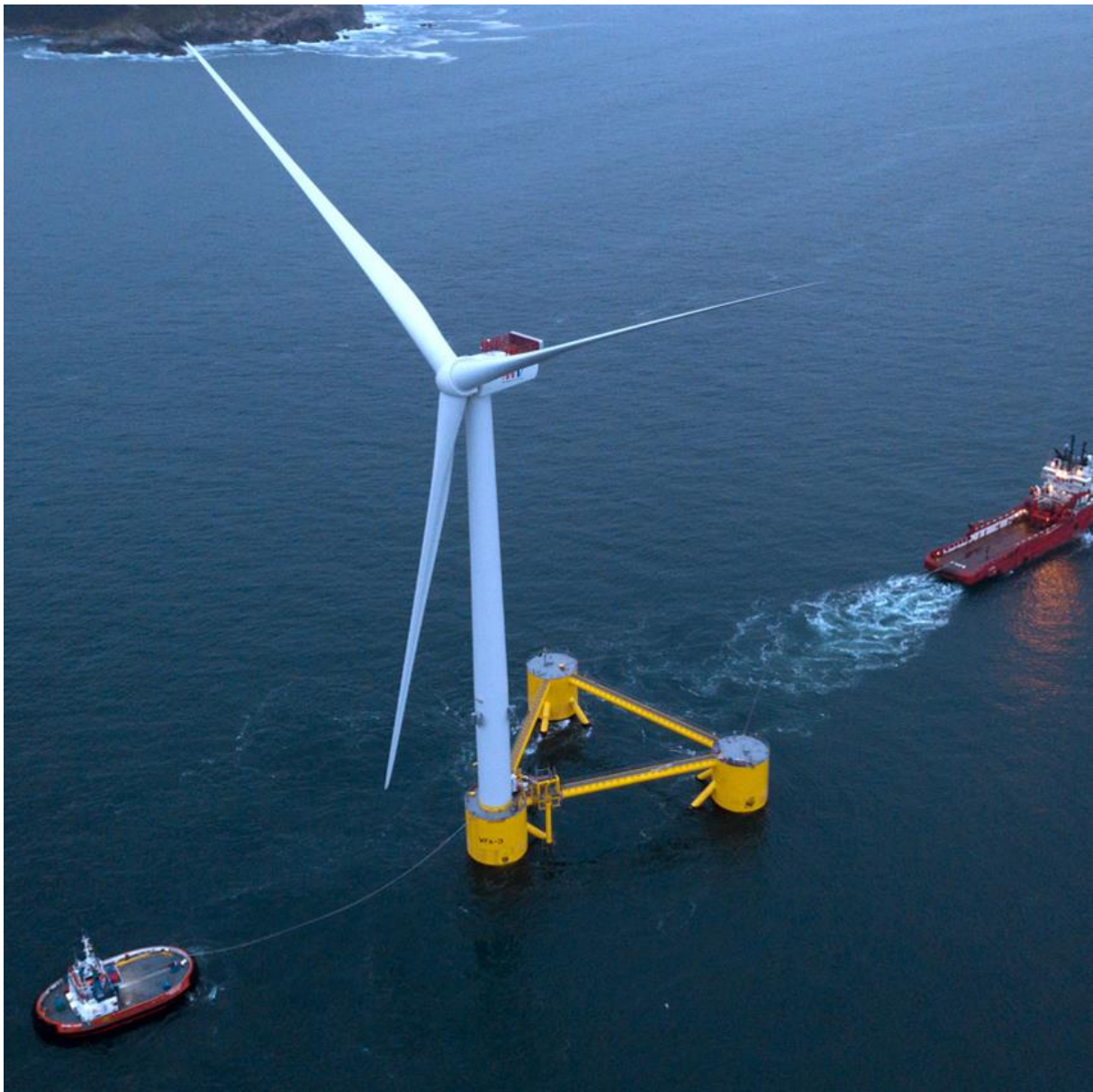


Figura 6-2: Procedura di traino dell'aerogeneratore galleggiante [fonte: Ocean Winds]

6.1.6 Procedura di posa dei cavi di inter-array

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 6-3 rappresentiamo schematicamente la tipologia presentata qui sopra:

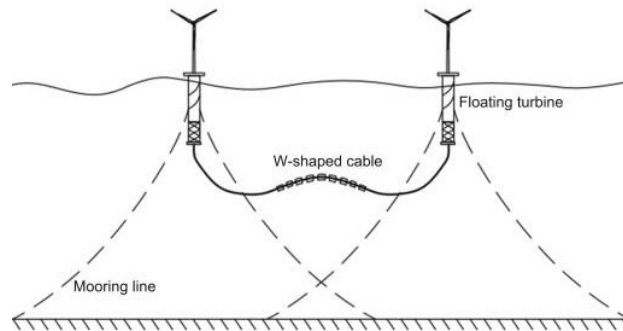


Figura 6-3: Cablaggio sottomarino

6.1.7 Procedura di posa dei cavi di export

L'installazione degli *export cables* in mare fino all'approdo 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 posa-cavo 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.

6.1.8 Approdo e Trivellazione Orizzontale Controllata

L'approdo a terra dei cavi di export è previsto tramite Trivellazione Orizzontale Controllata. I cunicoli ottenuti, che saranno dimensionati per garantire adeguata areazione e capacità di dissipazione termica ai cavi, avranno una lunghezza preliminarmente ipotizzata pari a circa 1km dal punto di inserimento sottomarino fino alla buca giunti a terra.

L'estremità lato mare del tratto da eseguire con TOC sarà provvisoriamente protetta con apposito cassone in lamiera, all'interno del quale sarà effettuato uno scavo per far uscire le suddette estremità evitando al contempo il contatto con l'acqua per minimizzare l'uscita di fanghi, in modo da facilitare le operazioni di posa delle tubazioni all'interno dei fori e la successiva posa dei cavi. Il cassone sarà scoperto sul lato superiore e avrà un'altezza di circa 1 m oltre il livello massimo dell'acqua. La trivellazione avverrà posizionando la macchina in corrispondenza dell'estremità lato terra (buca giunti), effettuando pertanto i fori con avanzamento verso il mare. Giunti all'altra estremità, si procederà al trascinamento in senso opposto dei tubi, dotati di apposita testa per l'ancoraggio all'utensile della macchina.

Dopo aver effettuato le trivellazioni, i cavi saranno posati all'interno di tubi in acciaio o PEAD (polietilene ad alta densità).

6.2 PARTE TERRESTRE

6.2.1 Posa dei cavi terrestri

Il cavidotto terrestre si sviluppa per 12km dall'area di approdo al punto di connessione preliminarmente indicato presso la SE Scandale.

La realizzazione dell'opera avverrà per fasi sequenziali di lavoro che permettano di contenere le operazioni in un tratto limitato (circa 500-600 m) della linea di connessione in progetto, avanzando progressivamente sul territorio.

In generale le operazioni si articoleranno secondo le fasi seguenti:

- ✓ realizzazione delle infrastrutture temporanee di cantiere;

- ✓ apertura della fascia di lavoro e scavo della trincea;
- ✓ posa dei cavi e realizzazione delle giunzioni;
- ✓ ricopertura della linea e ripristini.

I cavi saranno posati lungo le strade esistenti usando normali macchine da cantiere.

La posa avviene realizzando una trincea di larghezza da definire in base alla configurazione di posa scelta in fase di progettazione definitiva e di profondità circa 1,7 m. La figura seguente mostra una sezione tipica di posa del cavidotto su strada considerando i 4 cavi complanari.

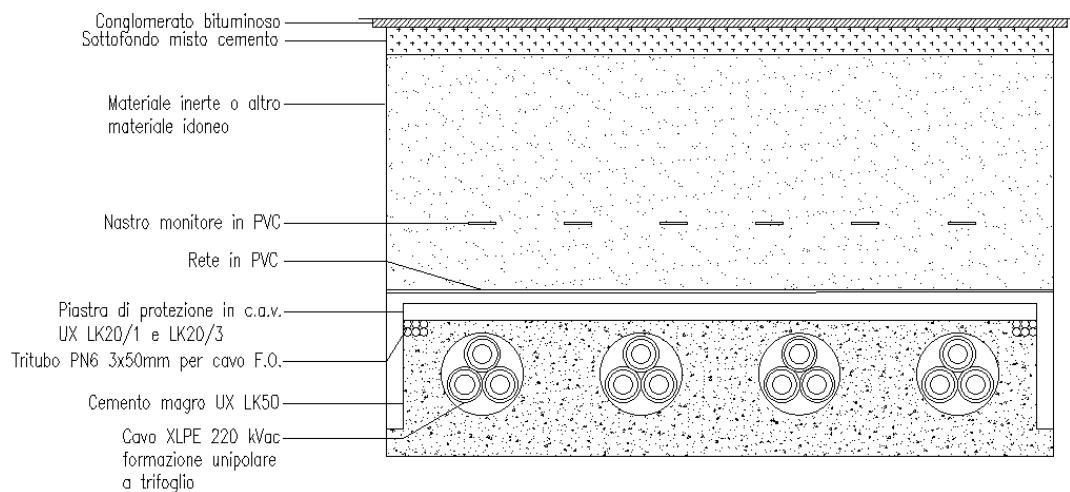


Figura 6-4: Configurazione di posa dei cavi terrestri

7 ESERCIZIO E MANUTENZIONE IMPIANTO

Una volta che la fase di costruzione sarà terminata, tramite il processo di *commissioning*, il parco eolico offshore verrà messo in esercizio.

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

- ✓ gli aerogeneratori;
- ✓ le fondazioni galleggianti e i sistemi di ancoraggio e ormeggio;
- ✓ i cavi elettrici sottomarini
- ✓ le sottostazioni elettriche galleggianti.

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

- ✓ la buca giunti
- ✓ la linea interrata;
- ✓ la stazione utente;
- ✓ le interconnessioni elettriche accessorie.

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

Le operazioni di manutenzione si possono suddividere in manutenzione ordinaria e manutenzione straordinaria.

7.1 MANUTENZIONE ORDINARIA

La manutenzione ordinaria, pianificata con scadenze regolari 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 qualora preveda spostamenti e trasporto di accessori e componenti via mare oppure attività offshore nei pressi del parco eolico.

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

- ✓ Magazzini ed aree per lo stoccaggio dei materiali;
- ✓ Officine tecniche per l'eventuale sistemazione e/o assemblaggio/disassemblaggio degli elementi del parco eolico;
- ✓ Piazzuole per il deposito temporaneo dei rifiuti;
- ✓ Uffici amministrativi;
- ✓ Area di banchina;
- ✓ Molo per l'attracco delle navi.

7.2 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 parziale o totale della linea di ormeggio o dell'elemento di ancoraggio) e i cavi di collegamento dinamici tra le turbine (ad es. per 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 porto per la realizzazione di determinate operazioni.

7.3 PIANO DI PREVENZIONE DEI RISCHI

Al fine di evitare il più possibile qualsiasi tipo di inquinamento accidentale sarà predisposto il Piano di Prevenzione dei Rischi. Tale piano conterrà linee guida da seguire al fine di minimizzare (e azzerare possibilmente) gli impatti sull'ambiente; secondo tale piano dovranno essere resi disponibili, durante ciascuna operazione prevista dal progetto, dispositivi anti-inquinamento idonei per limitare la fuoriuscita di eventuali sostanze nocive per l'ambiente.

8 DISMISSIONE DELLE OPERE

La vita utile di un impianto eolico offshore è di 25-30 anni. Durante la fase di progettazione saranno tenute in conto considerazioni sul fine vita dell'impianto e sulla fase di dismissione, prevedendo le misure necessarie per riportare le condizioni del sito a quelle *ante-operam*. Come previsto dalla normativa italiana, sarà preparato e sottomesso alle autorità competenti un report specifico sulla dismissione (Piano di Dismissione) durante le fasi finali della progettazione.

✓

Per quanto riguarda le operazioni di rimozione delle opere offshore sarà suddivisa in macro-attività e prevede:

- ✓ La rimozione dei sistemi di ancoraggio e galleggiamento degli aerogeneratori e delle stazioni elettriche galleggianti;
- ✓ Il trasporto degli aerogeneratori e delle sottostazioni elettriche fino all'area portuale designata;
- ✓ Lo smontaggio degli aerogeneratori, delle sottostazione elettriche e delle apparecchiature annesse e connesse;
- ✓ Il conferimento ad impianti idonei per il conseguente riciclo e/o smaltimento dei materiali prodotti.

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

- ✓ La dismissione della Stazione Elettrica;
- ✓ Il ripristino dello stato delle aree occupate a terra;
- ✓ 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 gestiti 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, verranno separati e compattati al fine di ridurre i volumi e consentire un più facile trasporto ai centri di recupero e/o smaltimento.

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

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

In una fase di sviluppo del progetto potrà essere valutato il mantenimento in sito di parti di opera, al fine di salvaguardare eventuali biocenosi che abbiano colonizzato le opere.

I cavi di collegamento tra le turbine ed i cavi contenuti all'interno del cavidotto sottomarino potranno essere trasportati ad una 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).

8.1 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. La progettazione del Parco Eolico Offshore di Montalto 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 contenitori 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.

Di seguito si riporta uno schema di massima sulle risorse principali utilizzate per la realizzazione dei diversi componenti dell'impianto eolico.

Tabella 8-1: Risorse principali utilizzate per ogni componente dell'installazione

| Componente dell'installazione | Risorse principali | Posizionamento |
|-------------------------------|-------------------------------|--|
| WTG – Wind Turbine Generator | Acciaio | Componenti strutturali navicella, mozzo, trasformatore, parti meccaniche in movimento ecc... |
| | Fibra di Vetro | Pale, cover navicella, mozzo, quadri elettrici |
| | Ghisa | Navicella e mozzo |
| | Rame | Componenti navicella, collegamenti elettrici |
| | Alluminio | Componenti navicella, strutture accessorie ecc... |
| | Gomma e Plastica | Navicella, Cablaggi elettrici ed idraulici |
| | Olio Idraulico | Componenti meccanici |
| | Magneti al neodimio | Generatore |
| Torre Eolica | Acciaio | Torre eolica, collegamenti bullonati, flange di connessione |
| | Alluminio e rame | Cablaggi elettrici, scale, accessori |
| | Zinco ed altri metalli | Trasformatore, fissaggi ed accessori interni |
| | Oli minerali ed altri liquidi | Trasformatore |
| Fondazione galleggiante | Acciaio | Struttura fondazione galleggiante, collegamenti bullonatiecc... |
| | Materiale Plastico | Parapetti e grigliati delle piattaforme |
| Cavi e Protezione cablaggi | Rame | Cavi e collegamenti |
| | Materiale Plastico | Isolamenti e cablaggi |
| | Inerte (Cls, pietrame) | Protezione cavi |

9 CRONOPROGRAMMA

Nel presente capitolo si descrive l'approccio usato per stimare preliminarmente i tempi necessari per la costruzione e messa in servizio del parco eolico.

Qui di seguito si descrivono le assunzioni fatte nella redazione del cronoprogramma.

La tecnologia ipotizzata per la fondazione dell'aerogeneratore è di tipo *semi-submersible*, con tre colonne unite da tralicci tubolari in acciaio (tripode). Questa è la tecnologia ad oggi più utilizzata, con potenzialità scalabili e comprovata affidabilità nei progetti dimostrativi già installati.

Il porto preliminarmente individuato per l'assemblaggio finale della fondazione galleggiante e l'installazione della WTG è quello di Taranto (TA).

Gli elementi che compongono la fondazione galleggiante possono essere costruiti separatamente in altri cantieri o fabbriche e trasportati a Taranto per l'assemblaggio finale della piattaforma.

Si prevede di costruire 2 fondazioni galleggianti al mese (includendo anche l'assemblaggio della WTG sulla piattaforma). Pertanto, per l'intero parco eolico, saranno necessari 31 mesi. L'opinione di RINA è che questa tempistica possa essere realizzabile solo se diverse attività (come la costruzione dei vari componenti della piattaforma) vengano eseguite in parallelo all'interno di diversi cantieri e industrie.

L'ipotesi di RINA relativa all'attività di ancoraggio e ormeggio è che si possano posizionare e fissare 3 piattaforme galleggianti in 5 giorni (per un totale di 5 mesi). Ipotizzando ad esempio l'utilizzo di ancore, si considera che una nave specializzata possa caricare 9 elementi di ancoraggio e i relativi dispositivi di ormeggio in un unico viaggio e che un giorno sia sufficiente per ancorare 1 fondazione galleggiante, con gli altri 2 giorni necessari per il viaggio tra porto e cantiere.

Le stime riguardanti l'installazione dei cavi di inter-array a 66kV dipendono fortemente dalla velocità della nave durante questa attività. Considerando una media di 0,3 km/giorno e una lunghezza complessiva dei cavi di inter-array pari a 248 km, saranno necessari complessivamente 27 mesi. Per l'installazione dei cavi di export a 220kV, la velocità stimata per la nave è invece di circa 0,7 km/giorno. Poiché la lunghezza totale di questi cavi è di circa 398 km, RINA ritiene che saranno necessari complessivamente 19 mesi per completare questa fase. Si può ipotizzare di utilizzare più navi posa-cavi contemporaneamente quindi le due operazioni di posa (inter-array e cavi di export) potranno procedere parallelamente.

Un aspetto che richiederà al Cliente un'attenta pianificazione è la costruzione e l'installazione di tutte e 2 le sottostazioni elettriche offshore. Per i parchi eolici offshore a fondazione fissa, la costruzione della sottostazione è durata circa tre anni, dal momento della firma del contratto fino alla consegna in loco. Per quanto riguarda la costruzione di soluzioni flottanti, l'operazione simultanea può essere considerata una buona strategia all'interno di uno o anche due cantieri navali che possono essere coinvolti in questa attività. RINA raccomanda una ricerca di mercato per i cantieri navali che hanno la capacità logistica per realizzare questo tipo di infrastrutture. Al momento non è possibile stimare il tempo totale necessario per la consegna delle cabine, tuttavia, ai fini del cronoprogramma, RINA suggerisce di considerare le costruzioni delle due OSS parzialmente sovrapposte per finalizzarle in circa 3.5 anni.

Infine, per le attività a terra relative alla costruzione della sottostazione elettrica di utenza, le buche giunti che dovranno essere previste sia nell'area di approdo che lungo il tracciato del cavidotto e per la posa della linea di connessione a 220kV si ritiene di considerare 1 anno.

In conclusione, il tempo totale stimato per la costruzione del parco eolico offshore è pari a circa 4 anni.

Il cronoprogramma preliminare di progetto è visualizzabile in allegato alla presente relazione (Allegato A).

10 STIMA PRELIMINARE DELLE OPERE E QUADRO ECONOMICO

Per la realizzazione della stima delle opere necessarie alla realizzazione del parco eolico offshore galleggiante denominato Krimisa, avente una potenza complessiva di 1116 MW, RINA ha utilizzato principalmente tre fonti:

- ✓ Dati a consuntivo di progetti analoghi.

La tecnologia flottante per l'eolico offshore è ancora ad oggi considerata innovativa. Come per ogni innovazione, il prezzo di mercato dello sviluppo è estremamente volatile negli anni e fare previsioni a lungo termine risulta complesso. Tuttavia, è fondamentale considerare come dati di partenza quelli relativi ad iniziative simili, sebbene si tratti di progetti di potenza installata e numero di WTG installate molto inferiori. In particolare, sono stati considerati i dati a consuntivo relativi a due iniziative in Europa, rispettivamente costituite da 5 WTG flottanti per un totale di 50MW e 3 WTG flottanti per un totale di 25 MW.

- ✓ Dati di letteratura scientifica.

La stima delle opere in ambito eolico offshore è un tema dibattuto a livello di letteratura scientifica. In particolare, la presente analisi considera le rimostranze ottenute in [1]¹ e [2]².

- ✓ Dati a consuntivo di progetti assimilabili.

L'analisi di progetto viene sviluppata in conformità a quanto già definito per piani di realizzazione similari, come riportato da fonti ministeriale [3].³

Infine, sono stati considerati numerosi dati a consuntivo di progetti eolici offshore non flottanti, di piattaforme galleggianti adibite ad altri fini, di grandi impianti elettrici in AT in generale.

In particolare, utilizzando i dati di letteratura si ottiene una suddivisione dei CapEx per una wind farm offshore flottante come segue:

- ✓ 35% per le fondazioni delle WTG e delle OSS (ossia, la piattaforma galleggiante e le opere di ancoraggio e ormeggio necessarie);
- ✓ 40% per le WTG;
- ✓ 15% per le diverse infrastrutture elettriche (ossia cavi di collegamento delle diverse opere e componentistica delle OSS e Stazione Utente);
- ✓ 5% per costi di sviluppo;
- ✓ 5% per costi di assemblaggio e installazione;

Lo studio presente all'interno della relazione "Stima preliminare delle opere e quadro economico" analizza le opere necessarie e delinea il costo capitale atteso per il Progetto, fornendo un esploso preliminare di alcune voci di costo sufficientemente dettagliate per la attuale fase di progettazione.

¹ Platform Optimization and Cost Analysis in a Floating Offshore Wind Farm - Alberto Ghigo, Lorenzo Cottura, Riccardo Caradonna, Giovanni Bracco and Giuliana Mattiazzo - Pubblicato il 23 ottobre 2020.

² Floating offshore wind: Economic and ecological challenges of a TLP solution - Michael Kausche, Frank Adam, Frank Dahlhaus, Jochen Großmann - Pubblicato il 23 marzo 2018.

³ Definizione contenuti SIA progetti depositati (Ministero della transizione ecologica) <https://va.minambiente.it/it-IT/Procedure/ViaElenco/1/9>

10.1 QUADRO ECONOMICO COMPLESSIVO E CONCLUSIONI

Di seguito si riporta la stima economica complessiva delle opere necessarie alla costruzione del progetto Krimisa.

Tabella 10-1: Stima costi complessiva Krimisa

| Voce di costo | Importo totale [M€] |
|--|---------------------|
| Stima complessiva opere Sezione 1 offshore | 1.965,33 |
| Stima complessiva opere Sezione 2 offshore | 2.044,85 |
| Stima complessiva opere a terra | 122,64 |
| TOTALE | 4.132,82 |
| Costo unitario per MW [M€/MW] | 3,7 |

Il costo unitario per MW del progetto risulta essere in linea con iniziative similari.

Si precisa che gli effetti prodotti dall'economia di scala non sono stati considerati.

Le stime saranno riviste in futuro tenendo in conto economie di scala, curve di esperienza e miglioramento della catena di approvvigionamento.

Per maggiori informazioni di dettaglio sulle voci di costo e relative ipotesi di contesto si rimanda alla lettura del documento nr. KRI-RIN-TEC-GEN-RPT-0002-R00 "Stima Preliminare delle opere e quadro economico".

REFERENZE

- [1] Floating offshore wind: Economic and ecological challenges of a TLP solution - Michael Kausche, Frank Adam, Frank Dahlhaus, Jochen Großmann - Pubblicato il 23 marzo 2018
- [2] Platform Optimization and Cost Analysis in a Floating Offshore Wind Farm - Alberto Ghigo, Lorenzo Cottura, Riccardo Caradonna, Giovanni Bracco and Giuliana Mattiazzo - Pubblicato il 23 ottobre 2020
- [3] Definizione contenuti SIA progetti depositati (Ministero della transizione ecologica)
<https://va.minambiente.it/it-IT/Procedure/ViaElenco/1/9>
- [4] Offshore Wind Energy Cost Modeling: Installation and Decommissioning – Mark J Kaiser, Brian F Snyder – Pubblicato a Gennaio 2012
- [5] Floating Offshore Wind Energy: The next generation of wind energy – Joao Cruz and Mairead Atcheson, Gennaio 2016
- [6] KRI-RIN-TEC-ELE-RPT-0001-R00 Relazione Elettrica
- [7] KRI-RIN-TEC-MOR-RPT-0001-R00 Relazione descrittiva dei sistemi di ancoraggio e ormeggio
- [8] KRI-RIN-TEC-GEN-RPT-0002-R00 Stima preliminare delle opere e quadro economico

ALLEGATI

ALLEGATO A
CRONOPROGRAMMA

| KRIMISA - PARCO EOLICO OFFSHORE 1116MW | | ANNO 1 | | | | ANNO 2 | | | | ANNO 3 | | | | ANNO 4 | | | | | |
|--|----------------|--------|----|----|----|--------|----|----|----|--------|----|----|----|--------|----|----|----|--|---|
| | | Q1 | Q2 | Q3 | Q4 | Q1 | Q2 | Q3 | Q4 | Q1 | Q2 | Q3 | Q4 | Q1 | Q2 | Q3 | Q4 | | |
| Costruzione – opere a mare | 42 mesi | | | | | | | | | | | | | | | | | | |
| Mobilizzazione Cantiere | 1 mese | | | | | | | | | | | | | | | | | | |
| Fabbricazione WTG | 31 mesi | | | | | | | | | | | | | | | | | | |
| Assemblaggio fondazioni galleggianti | 31 mesi | | | | | | | | | | | | | | | | | | |
| Trasporto fondazione galleggiante | 31 mesi | | | | | | | | | | | | | | | | | | |
| Installazione sistema di ormeggio e ormeggio | 5 mesi | | | | | | | | | | | | | | | | | | |
| Installazione cavi di inter-array | 27 mesi | | | | | | | | | | | | | | | | | | |
| Installazione cavi di export | 19 mesi | | | | | | | | | | | | | | | | | | |
| Sottostazione elettrica offshore 1 | 36 mesi | | | | | | | | | | | | | | | | | | |
| Sottostazione elettrica offshore 2 | 36 mesi | | | | | | | | | | | | | | | | | | |
| Costruzione – opere a terra | 12 mesi | | | | | | | | | | | | | | | | | | |
| Mobilizzazione Cantiere a terra - area SSE di UtENZA | 1 mese | | | | | | | | | | | | | | | | | | |
| TOC e buca giunti | 1 mese | | | | | | | | | | | | | | | | | | |
| Posa del cavo terrestre (distanza circa 12 km) | 4 mesi | | | | | | | | | | | | | | | | | | |
| Realizzazione sottostazione elettrica di utenza on shore | 6 mesi | | | | | | | | | | | | | | | | | | |
| Avviamento del parco eolico | 2 mesi | | | | | | | | | | | | | | | | | | |
| Messa in servizio (COD) | | | | | | | | | | | | | | | | | | | ★ |



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.
