



Messapia Floating Wind S.r.l.

Progetto Parco Eolico Offshore – Messapia

Relazione Generale

Doc. No. MES-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	14
4.1.5 Cavi marini a 220kV	15
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	16
4.2.3 Cavidotto terrestre a 220kV	16
4.2.4 Stazione di Sezionamento e Compensazione	18
4.2.5 Sottostazione Elettrica di Utenza 220/380kV	18
5 RISORSA EOLICA E PRODUCIBILITA'	21
5.1 STIMA DELLA RISORSA EOLICA	21
5.2 DETERMINAZIONE DELLA PRODUCIBILITÀ DEL SITO	21
6 MODALITÀ DI INSTALLAZIONE	23
6.1 PARTE MARITTIMA	23
6.1.1 Sito di assemblaggio delle turbine galleggianti	23
6.1.2 Panoramica del montaggio e sequenza di installazione	23
6.1.3 Assemblaggio e varo della piattaforma galleggiante	23
6.1.4 Integrazione della turbina eolica sul galleggiante	24
6.1.5 Mezzi marini utilizzati per il traino della struttura galleggiante	24
6.1.6 Procedura di posa dei cavi di inter-array	25
6.1.7 Procedura di posa dei cavi di export	26
6.1.8 Approdo e Trivellazione Orizzontale Controllata	26
6.2 PARTE TERRESTRE	26
6.2.1 Posa dei cavi terrestri	26
7 ESERCIZIO E MANUTENZIONE IMPIANTO	28
7.1 MANUTENZIONE ORDINARIA	28
7.2 MANUTENZIONE STRAORDINARIA	28
7.3 PIANO DI PREVENZIONE DEI RISCHI	28
8 DISMISSIONE DELLE OPERE	29
8.1 CE - CIRCULAR ECONOMY	29
9 CRONOPROGRAMMA	31
10 STIMA PRELIMINARE DELLE OPERE E QUADRO ECONOMICO	32
10.1 QUADRO ECONONOMICO COMPLESSIVO E CONCLUSIONI	33
REFERENZE	34

ALLEGATI	1
ALLEGATO A	1
CRONOPROGRAMMA	1

LISTA DELLE TABELLE

Tabella 4-1: Caratteristiche tecniche aerogeneratore	10
Tabella 4-2: Dettaglio coordinate OSS	14
Tabella 4-3: Specifiche preliminari trasformatori OSS	15
Tabella 4-4: Specifiche preliminari autotrasformatori SE Utente	19
Tabella 5-1: Produzione preliminare stimata	21
Tabella 8-1: Risorse principali utilizzate per ogni componente dell'installazione	30
Tabella 10-1: Stima costi complessiva Messapia	33

LISTA DELLE FIGURE

Figura 3-1: Localizzazione parco eolico offshore Messapia	7
Figura 3-2: Inquadramento parco eolico offshore Messapia su satellitare	8
Figura 3-3: 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	13
Figura 4-4: Esempio di cavo di interconnessione [fonte: Prysmian]	14
Figura 4-5: Vista del tracciato preliminare del cavidotto marino	15
Figura 4-6: Inquadramento del tratto di cavidotto marino in TOC	16
Figura 4-7: Tipico buca giunta con 4 terne AT	16
Figura 4-8: Configurazione di posa dei cavi terrestri	17
Figura 4-9: Percorso preliminare cavidotto a 220 kV	17
Figura 4-10: Stazione di sezionamento e compensazione	18
Figura 4-11: Vista in pianta della Stazione Elettrica di Utenza	20
Figura 6-1: Fondazione di tipo semi-submersibile pronta per essere trasportata via mare [fonte: Mammoet]	24
Figura 6-2: Procedura di traino dell'aerogeneratore galleggiante [fonte: Ocean Winds]	25
Figura 6-3: Cablaggio sottomarino	26
Figura 6-4: Configurazione di posa dei cavi terrestri	27

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 Messapia, localizzato nel Mar Mediterraneo nelle acque antistanti la costa meridionale della Puglia, e che utilizzerà 73 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 Canale d'Otranto, nello specchio acqueo a Sud-Est della Penisola Salentina, ad una distanza minima dalla costa pari a 28km.

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 MES-RIN-TEC-ELE-RPT-0001-R00 "Relazione Elettrica" e MES-RIN-TEC-MOR-RPT-0001-R00 "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 MES-RIN-TEC-GEN-RPT-0002-R00 "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 "Messapia" e le scelte di progetto finora attuate. Il progetto è proposto dalla società Messapia Floating Wind Srl, nata dalla joint venture tra le società Eni Plenitude e Simply Blue Group.

Il progetto "Messapia" sarà costituito da un parco eolico di No.73 turbine da 18 MW ciascuna, per una capacità complessiva pari a 1314 MW, localizzato nel Canale d'Otranto al di fuori delle acque territoriali italiane, oltre le 12 miglia nautiche, ad una distanza di 28km dalla costa della Puglia.

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 nel Comune di Morciano di Leuca (LE).

Per la connessione al punto di consegna Terna si prevede la realizzazione di un cavidotto terrestre interrato (di lunghezza pari a circa 58km) 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 Galatina 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 550m e 800m di profondità.

L'inquadramento del parco eolico è rappresentato nelle figure seguenti.



Figura 3-1: Localizzazione parco eolico offshore Messapia

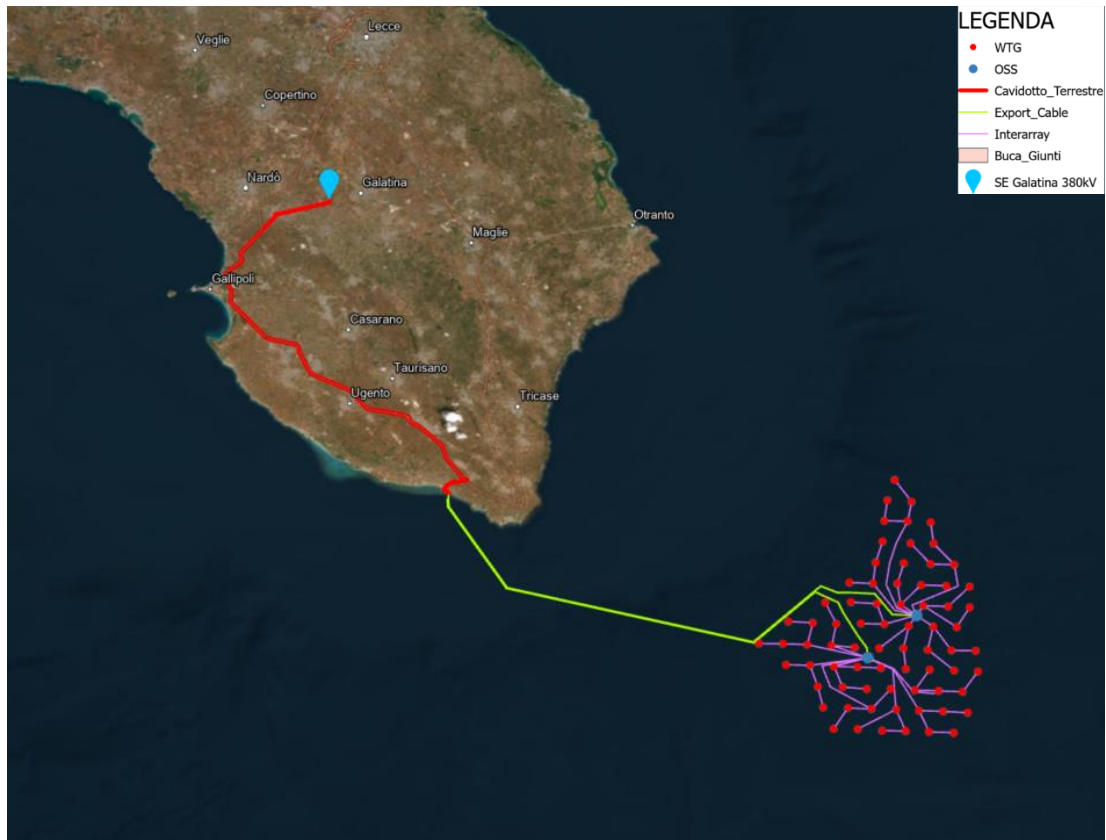


Figura 3-2: Inquadramento parco eolico offshore Messapia su satellitare

L'area di interesse si trova nella costa ionica della Puglia, all'imbocco del Canale d'Otranto, nello specifico le opere offshore sono posizionate attorno alle coordinate:

- Latitudine 39°40'33"N
- Longitudine 18°48'16" E.

Il Canale d'Otranto è il tratto del Mar Mediterraneo compreso fra la Puglia (idealmente da Punta Palascia) e l'Albania (capo Linguetta), esso divide il mare Adriatico dal mar Ionio e prende il nome dalla città italiana di Otranto.

Nella zona in cui è prevista l'installazione delle opere del progetto, la distanza media tra la costa e l'isobata di 500 m è compresa tra 25 e 40 km.

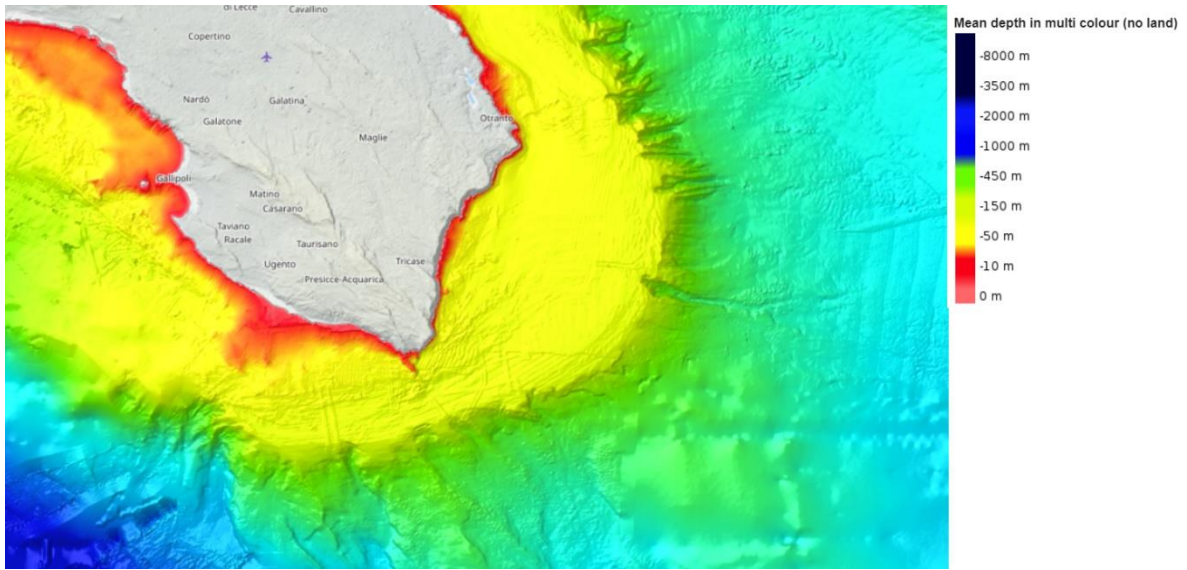


Figura 3-3: Profilo batimetrico [Fonte: <https://portal.emodnet-bathymetry.eu>]

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.

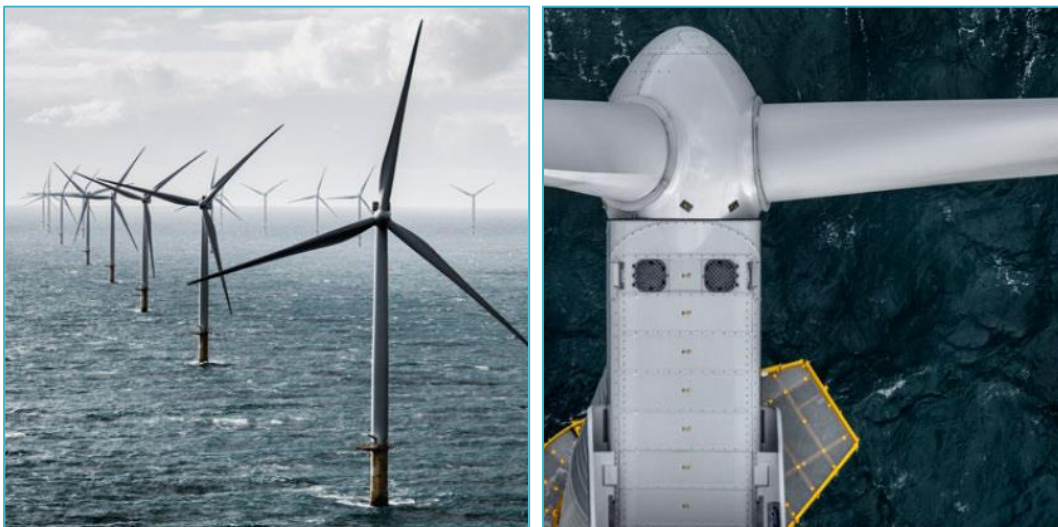


Figura 4-1: Esempio Aerogeneratore offshore (a fondazione fissa)

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.

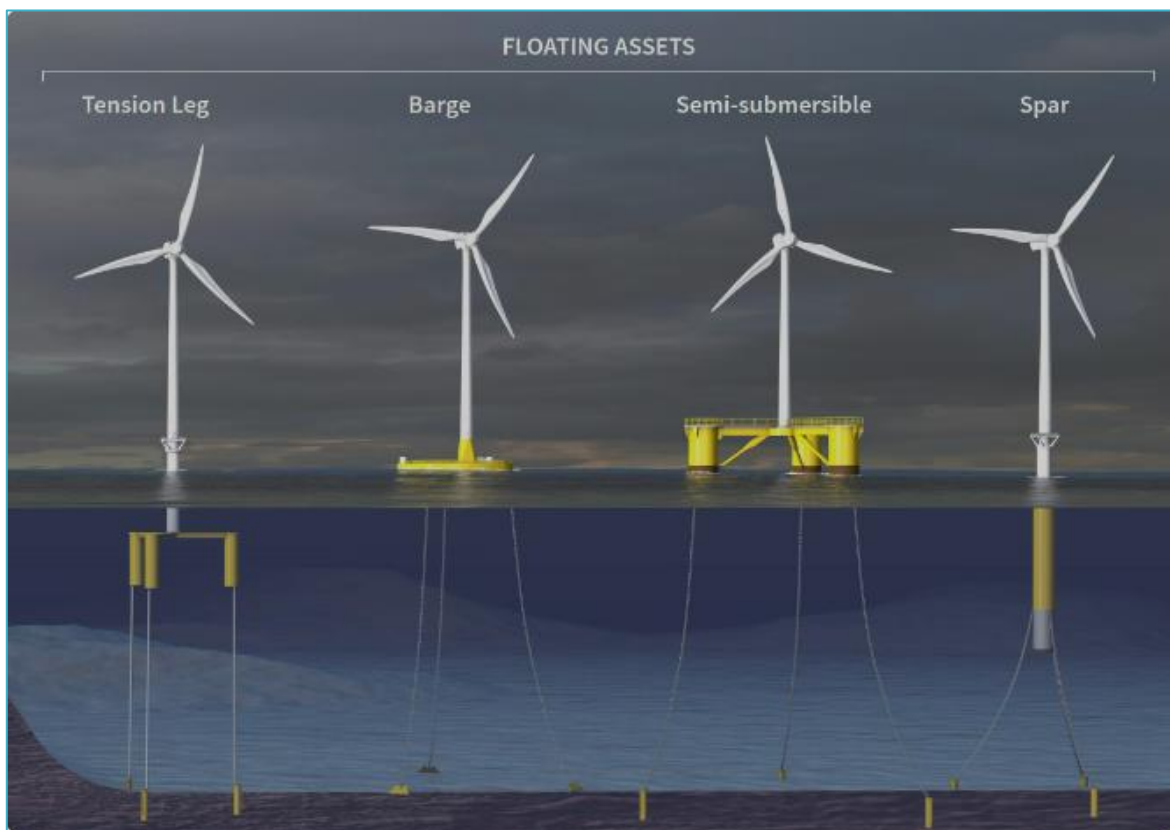


Figura 4-2: Esempi di Strutture Galleggianti per Parchi Eolici

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, composto da 8 stringhe (A1, B1, C1, D1, E1, F1, G1 e H1), dove le stringhe D1, G1 e H1 sono composte da 4 turbine mentre le altre stringhe sono composte da 5 turbine;
- ✓ Sezione 2, composta da 8 stringhe (A2, B2, C2, D2, E2, F2, G2 e H2), dove metà delle stringhe sono composte da 4 turbine (C2, D2, G2 e H2) e l'altra metà sono composte da 5 turbine (A2, B2, E2 e F2).

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.

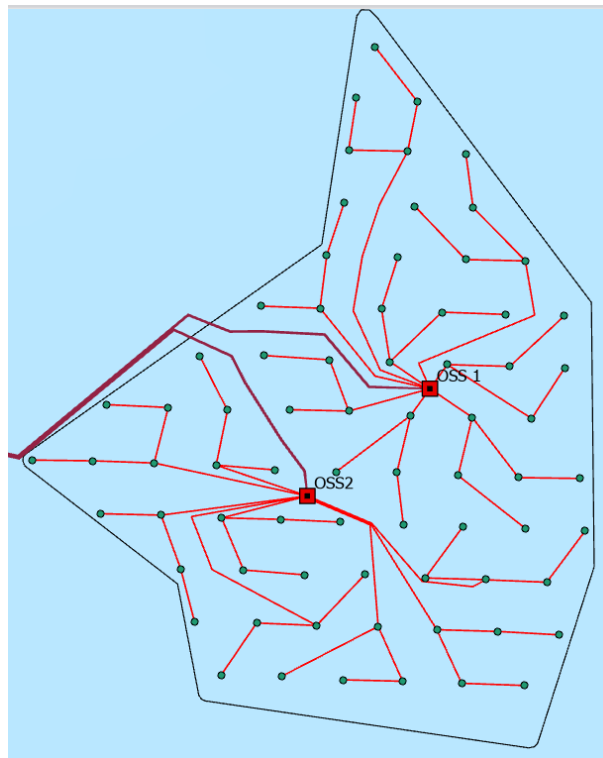


Figura 4-3: Collegamenti in stringa degli aerogeneratori

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.

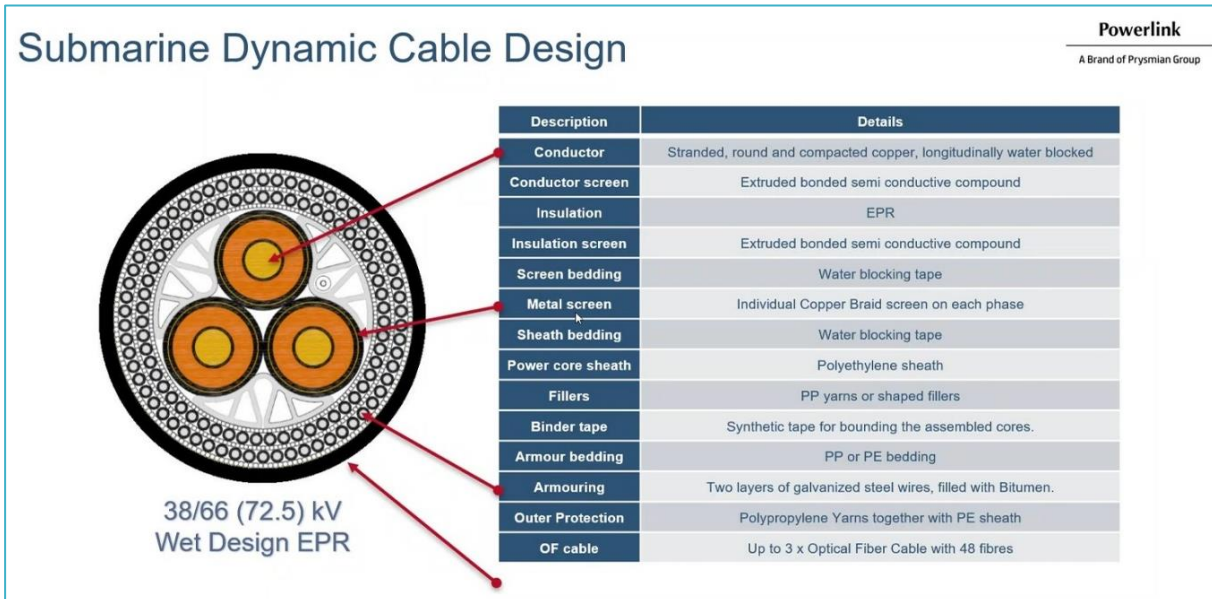


Figura 4-4: Esempio di cavo di interconnessione [fonte: Prysmian]

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, dei sistemi 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	39,702764	18,835456
OSS 2	39,651322	18,780642

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

Dalle due OSS è prevista la partenza dei cavi di trasmissione marini a 220 kV diretti verso il punto di giunzione 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.

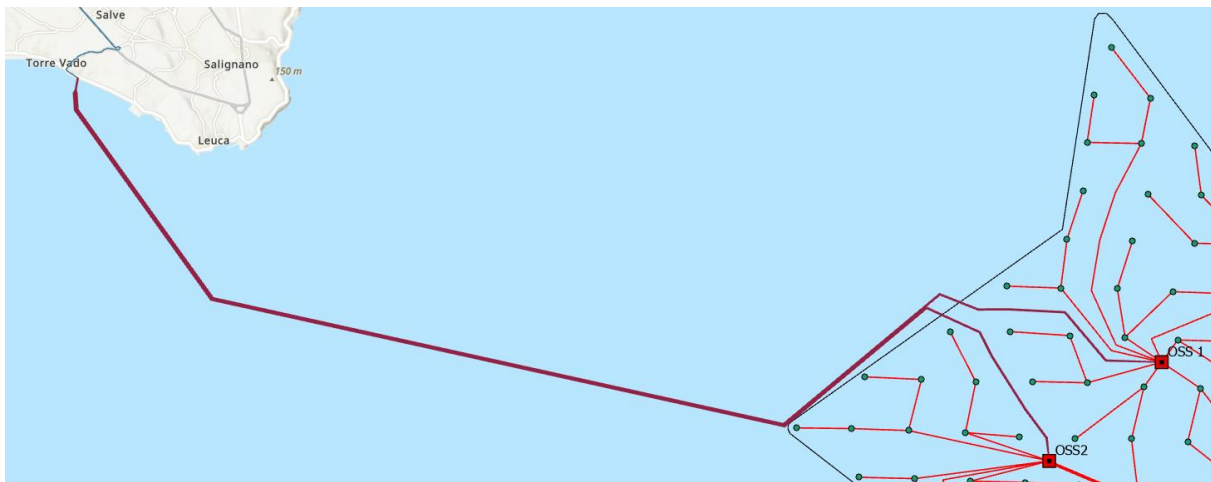


Figura 4-5: Vista del tracciato preliminare del cavidotto marino

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 circa 1 km 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 circa 650m.

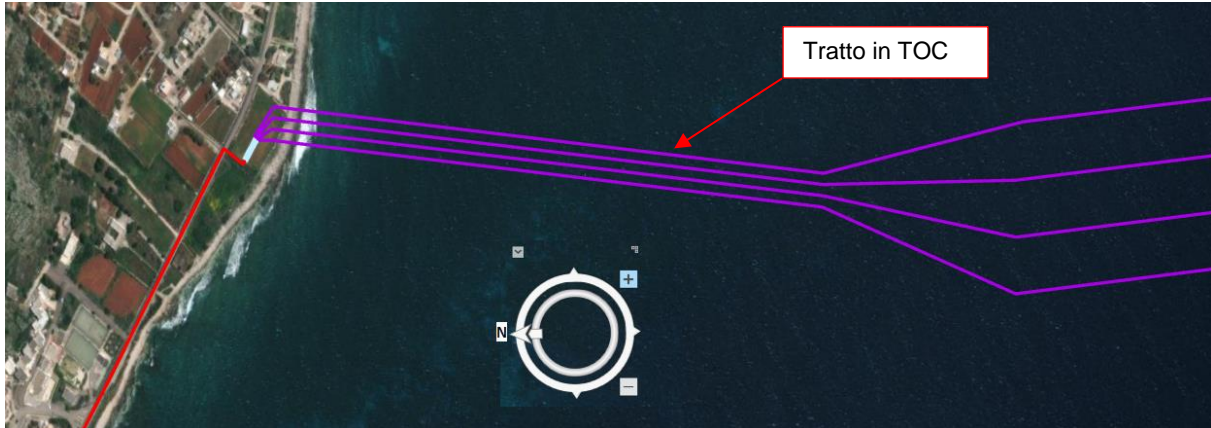


Figura 4-6: Inquadramento del tratto di cavidotto marino in TOC

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 posta 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.

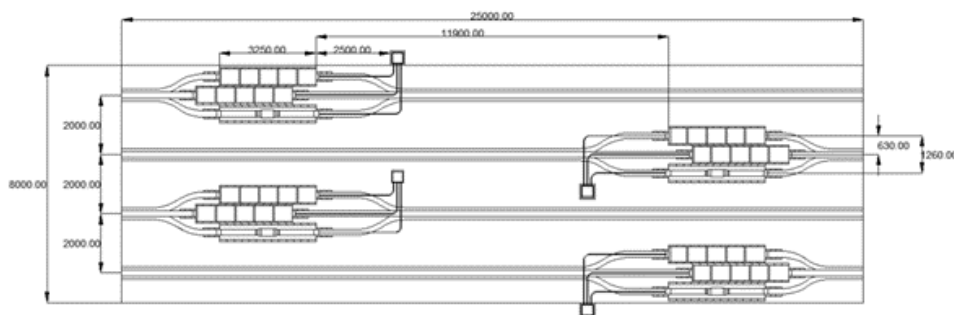


Figura 4-7: Tipico buca giunta con 4 terne AT

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.

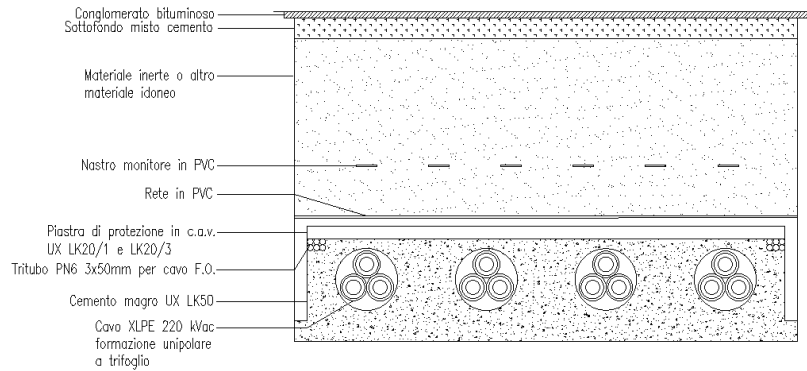


Figura 4-8: Configurazione di posa dei cavi terrestri

Il percorso seguito dai cavi terrestri in fase preliminare è risultato lungo circa 58 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 e Compensazione

Nelle vicinanze del punto di approdo e della giunzione tra cavi marini e corrispettivi cavi terrestri – ad una distanza indicativa in termini di connessione in cavo di circa 10 km – dovrebbe essere posizionata la stazione di sezionamento e compensazione.

Questa soluzione dal calcolo preliminare di Load Flow riportato nella Relazione Elettrica, risulterebbe necessaria data l'elevata lunghezza della tratta in mare e di quella terrestre, al fine di limitare gli effetti induttivi dovuti alla lunghezza delle linee a 220 kV dalle OSS verso la stazione utente che sarà posizionata in prossimità della stazione 380 kV di Terna.

Preliminarmente quest'opera è stata ipotizzata utilizzando tecnologia standard con isolamento in aria, tale tecnologia richiede elevate distanze di sicurezza tra i diversi componenti di stazione portando ad una dimensione preliminare in pianta pari a circa 200 m x 115 m.

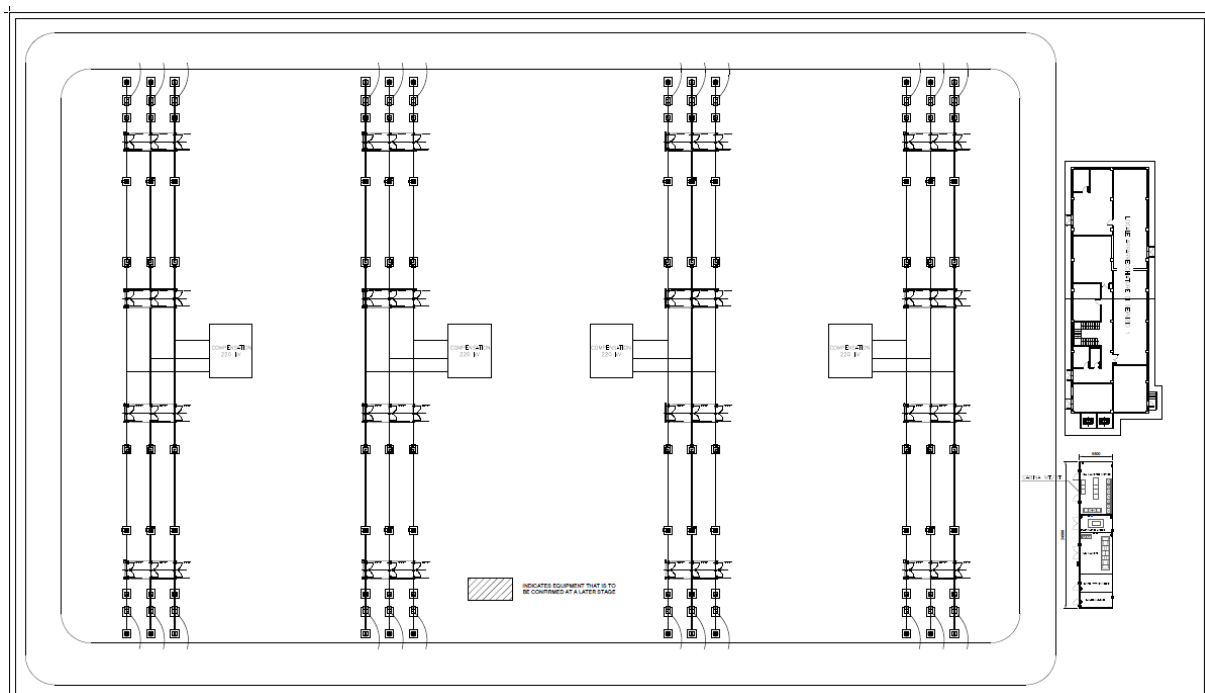


Figura 4-10: Stazione di sezionamento e compensazione

Tali dimensioni potranno essere eventualmente ridotte in una successiva fase di progetto, utilizzando tecnologie isolate in gas (GIS) le quali permettono di ridurre le interdistanze tra gli equipment data l'elevato potere dielettrico del gas utilizzato che consente di avere distanze di sicurezza molto più contenute rispetto alla corrispettiva soluzioni in aria.

Un ulteriore vantaggio di avere questa stazione intermedia posta a circa metà del percorso totale del cavidotto che dalle OSS porta l'energia fino al punto di consegna è quello di avere un supplementare punto in cui sezionare la linea in caso di manutenzione ordinaria e/o straordinaria.

In fasi successive di progettazione, quando saranno disponibili informazioni di dettaglio su tutti i componenti elettrici impiegati, specialmente dei cavi che saranno utilizzati per il trasporto dell'energia, sarà possibile eseguire nuovi calcoli di Load Flow, i quali potranno confermare o meno la necessità di inserire dei compensatori di energia reattiva all'interno di questa stazione.

4.2.5 Sottostazione Elettrica di Utente 220/380kV

La Stazione Elettrica di Utente, dimensionata in conformità al Codice di Rete, viene ipotizzata nei pressi della SE Galatina. 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 in accordo con il codice di Rete del TSO e la gestione e controllo di tutto l'impianto di generazione tramite sistemi SCADA adeguatamente progettati.

L'area ospitante sarà di dimensioni tali da consentire un comodo alloggiamento dei macchinari, degli stalli a 220 kV, degli edifici 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 Messapia prevede che le quattro linee a 220 kV siano suddivise su due montanti a 220 kV.

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

Tabella 4-4: Specifiche preliminari autotrasformatori SE Utente

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.

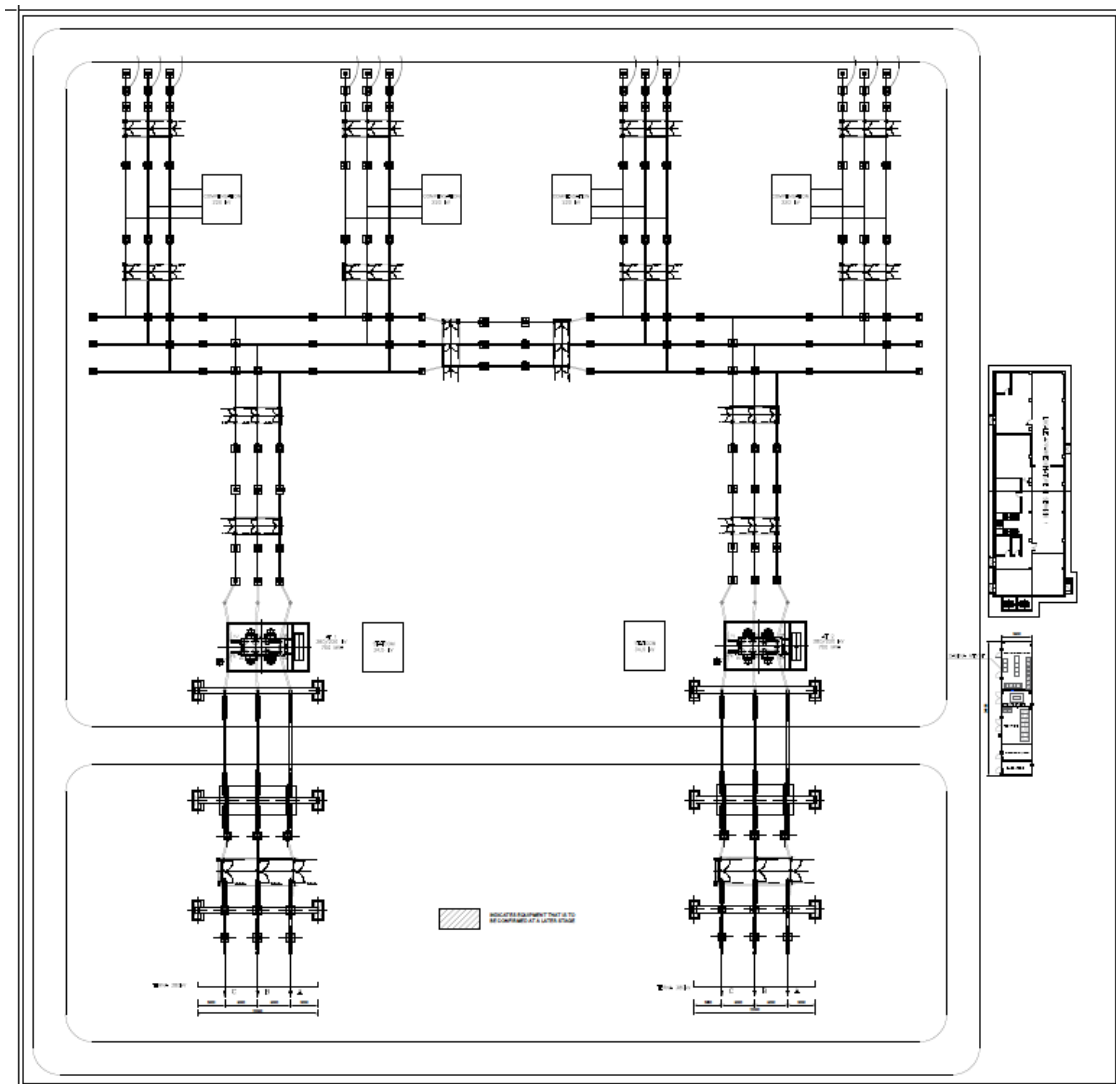


Figura 4-11: Vista in pianta della Stazione Elettrica di Utenza

5 RISORSA EOLICA E PRODUCIBILITA'

Gli aerogeneratori da 18MW sono stati preliminarmente posizionati a una distanza di almeno 2630m corrispondenti a circa 10D lungo la direttrice principale di vento e ad almeno 2350m corrispondenti a circa 9D lungo le direttrici 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 (*capacity factor*). 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 media del mozzo WTG [m/s]	7.21
Totale di potenza [MW]	1314
Produzione lorda di energia [GWh/a]	3948.9
1. Effetto scia	94.0%
1.1. Effetto scia (interno)	94.4%
1.2. Effetto scia (futuri parchi eolico)	99.6%
2. Disponibilità	97%
3. Efficienza elettrica	98%
4. Prestazioni della turbina	99%
5. Ambientale	99%

Parametro	WTG 18MW
6. Riduzione	100.0%
7. Altro	100.0%
Fattore di perdita totale	86.3%
Produzione netta di energia, P50 (10-anno) [GWh/a]	3406.3
Capacity factor netto, P50 (10-anno)	29.6%

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 3406.3 GWh/anno corrispondenti a un *capacity factor* pari a 29.6%.

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.

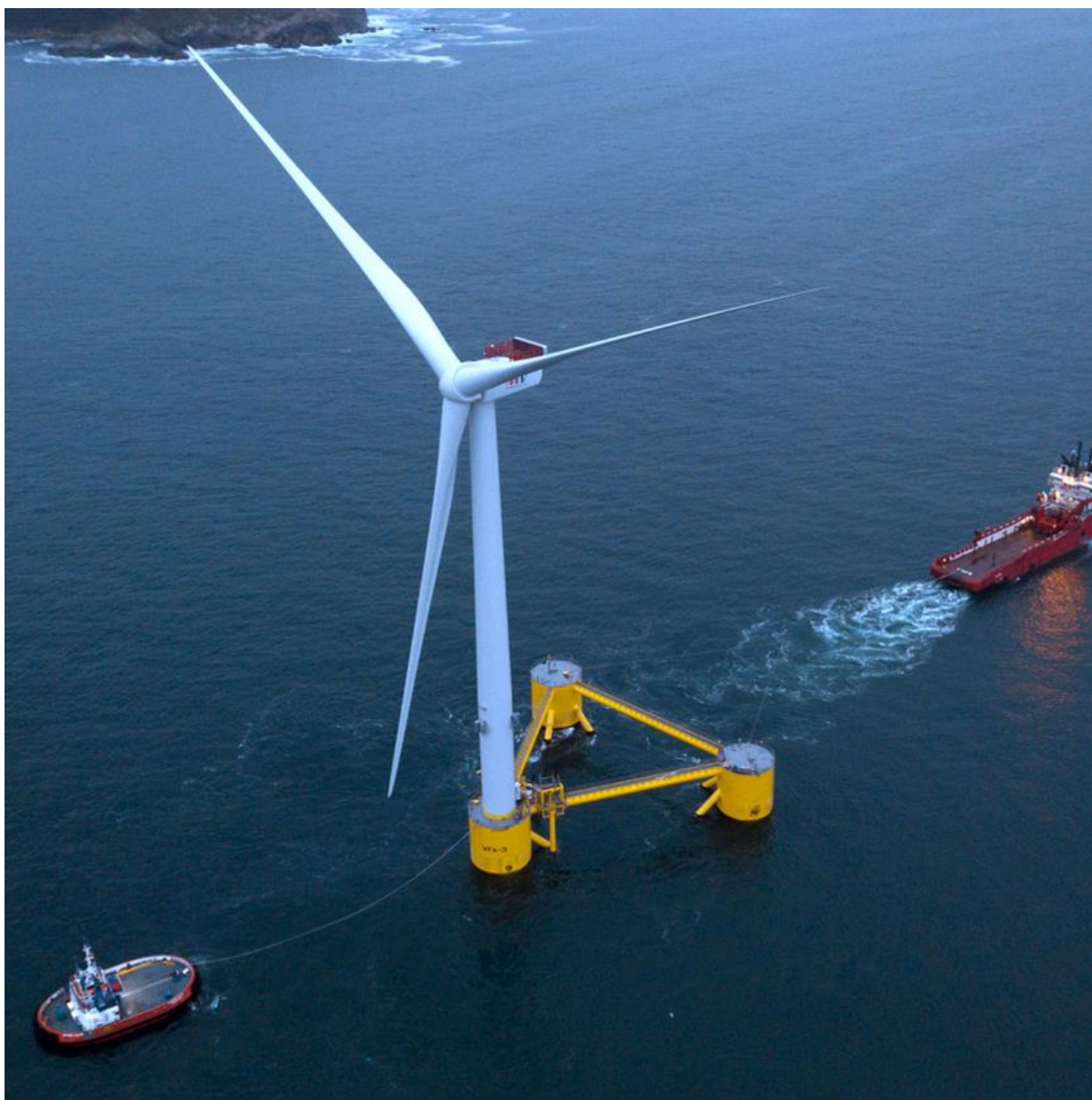


Figura 6-2: Procedura di traino dell'aerogeneratore galleggiante [fonte: Ocean Winds]

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:

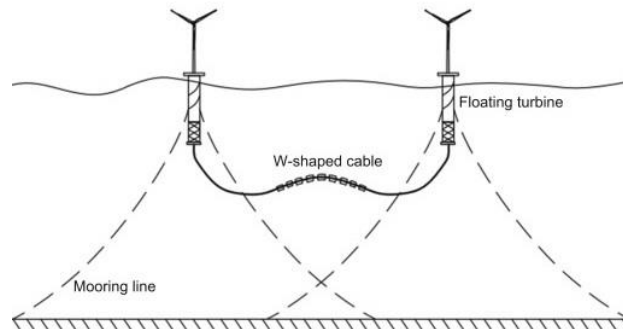


Figura 6-3: Cablaggio sottomarino

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 58km dall'area di approdo al punto di connessione preliminarmente indicato presso la SE Galatina.

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.

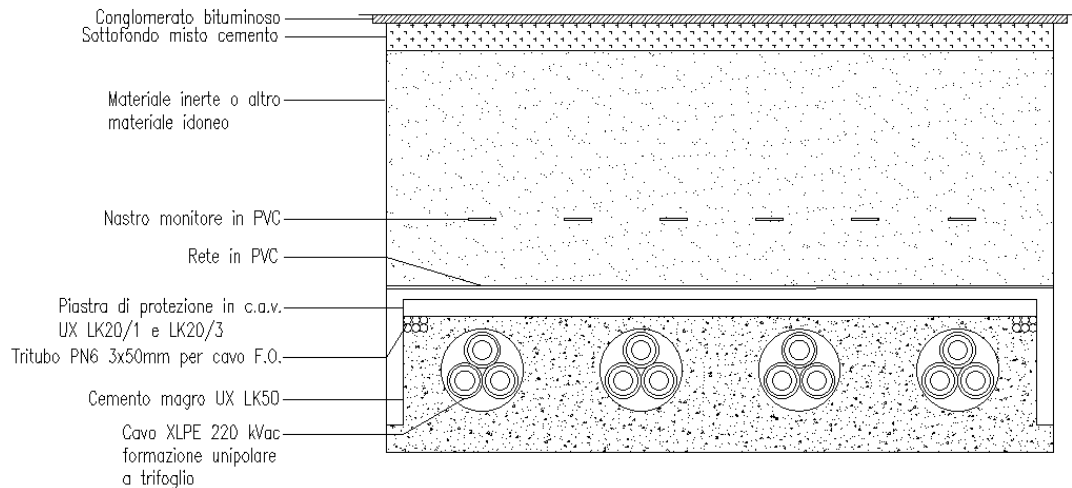


Figura 6-4: Configurazione di posa dei cavi terrestri

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, la dismissione 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 sottostazioni 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 di Utenza e della Stazione di Sezionamento e Compensazione;
- ✓ 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 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.

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 bullonati ecc...
	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 36 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 circa 6 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 271 km, saranno necessari complessivamente 30 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 268 km, RINA ritiene che saranno necessari complessivamente circa 13 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 ritiene opportuno considerare le fasi di costruzione 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, della stazione di sezionamento e compensazione, delle 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 della lunghezza di circa 58km su sedime stradale esistente si ritiene di considerare circa 2 anni.

In conclusione, il tempo totale stimato per la costruzione del parco eolico offshore è di quasi 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 Messapia, avente una potenza complessiva di 1314 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 *P0033216-2-H5* 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 Messapia.

Tabella 10-1: Stima costi complessiva Messapia

Voce di costo	Importo totale [M€]
Stima complessiva opere Sezione 1 offshore	2.093,87
Stima complessiva opere Sezione 2 offshore	2.054,46
Stima complessiva opere a terra	459,48
TOTALE	4.607,82
Costo unitario per MW [M€/MW]	3,50

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 "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] MES-RIN-TEC-ELE-RPT-0001-R00 “Relazione Elettrica”
- [7] MES-RIN-TEC-MOR-RPT-0001-R00 “Relazione descrittiva dei sistemi di ancoraggio e ormeggio”
- [8] MES-RIN-TEC-GEN-RPT-0002-R00 “Stima preliminare delle opere e quadro economico”

ALLEGATI

ALLEGATO A
CRONOPROGRAMMA

MESSAPIA - PARCO EOLICO OFFSHORE 1314MW		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	36 mesi																
Assemblaggio fondazioni galleggianti	36 mesi																
Trasporto fondazioni galleggianti	36 mesi																
Installazione sistema di ormeggio e ormeggio	6 mesi																
Installazione cavi di inter-array	30 mesi																
Installazione cavi di export	13 mesi																
Sottostazione elettrica offshore 1	36 mesi																
Sottostazione elettrica offshore 2	36 mesi																
Costruzione - opere a terra	22 mesi																
Mobilizzazione Cantiere	1 mese																
TOC e buca giunti	1 mese																
Posa del cavo terrestre	20 mesi																
Realizzazione stazione di sezionamento e compensazione on-shore	5 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.
