

PARCO EOLICO OFFSHORE IONIO

MAR IONIO

REGIONE BASILICATA E REGIONE PUGLIA

Titolo elaborato:

Relazione elettrica

TL	RB	GD	EMISSIONE	21/06/23	0	0
REDATTO	CONTR.	APPROV.	DESCRIZIONE REVISIONE DOCUMENTO	DATA	REV	

PROPONENTE



IONIUM PRIME S.R.L.
VIA A. DE GASPERI N. 8
74023 GROTTAGLIE (TA)

CONSULENZA



GE.CO.D'OR S.R.L.
VIA A. DE GASPERI N. 8
74023 GROTTAGLIE (TA)

PROGETTISTA

ING. GAETANO D'ORONZIO
VIA GOITO 14 – COLOBRARO (MT)

IOEPRG03

Formato
A4

Scala
-

Foglio
1 di 31

INDICE

1. PREMESSA	3
2. INQUADRAMENTO generale del PROGETTO	3
3. AEROGENERATORE DI PROGETTO	8
3.1. Caratteristiche tecniche dell'aerogeneratore	8
3.2. Sistema di ancoraggio e ormeggio	10
3.3. Descrizione sistema elettrico del generatore/convertitore dell'aerogeneratore	13
3.4. Sistema di protezione dell'aerogeneratore	13
4. CIRCUITI DI APPARTENENZA DEGLI AEROGENERATORI	14
4.1. Calcolo delle correnti	18
4.2. Cavi elettrici sottomarini a 66 kV e relativa posa	20
4.3. Dimensionamento dei cavi a 66 kV	22
5. STAZIONE ELETTRICA UTENTE OFFSHORE 220/66 KV	23
6. CAVI A 220 KV PER IL COLLEGAMENTO A TERRA E RELATIVA POSA	25
7. APPROCCIO ALLA COSTA, BUCA GIUNTI E STAZIONE DI SEZIONAMENTO	26
8. CAVI TERRESTRE A 220 KV E RELATIVA POSA	27
9. STAZIONE ELETTRICA UTENTE ONSHORE 380/220 KV	28
10. CAVO TERRESTRE A 380 KV E RELATIVA POSA	30
11. STALLO DELLA STAZIONE RTN TERNA ALIANO	30

1. PREMESSA

La **“Ionio Prime s.r.l.** è una società costituita per realizzare un impianto eolico offshore all’interno del Mar Ionio tra la Regione Basilicata e la Regione Puglia, denominato **“Parco Eolico Ionio”**, nelle acque di competenza della capitaneria di Porto di Taranto e Gallipoli con punto di connessione a 380 kV in corrispondenza del futuro ampliamento della stazione elettrica RTN Terna Aliano 380/150 kV nel Comune di Aliano (MT).

A tale scopo, la Ge.co.D’Or. s.r.l., società italiana impegnata nello sviluppo di impianti per la produzione di energia da fonti rinnovabili con particolare focus nel settore dell’eolico e proprietaria della suddetta Ionio Prime s.r.l., si è occupata della progettazione per la richiesta di Concessione Demaniale Marittima degli specchi acquei e delle aree a terra interessate dalla realizzazione dell’impianto eolico off-shore Ionio.

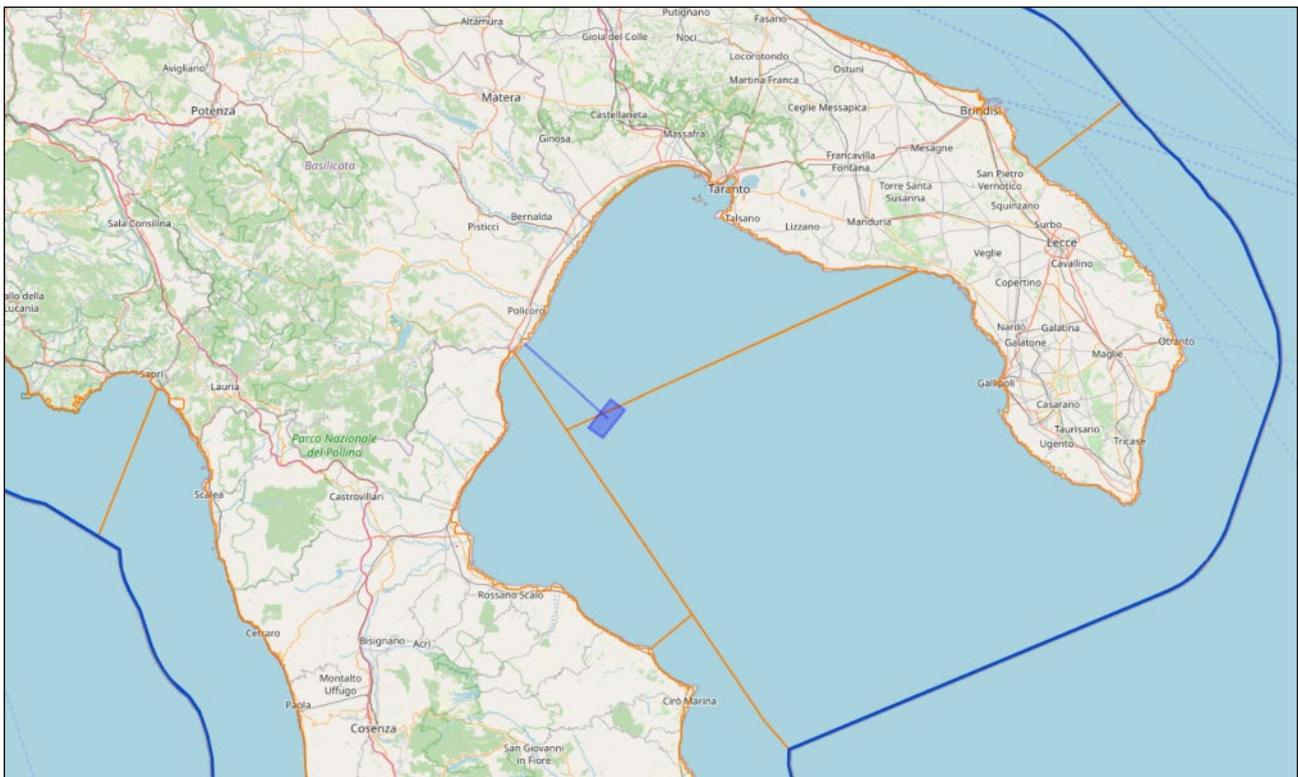


Figura 1.1: Localizzazione Parco Eolico offshore Ionio

2. INQUADRAMENTO GENERALE DEL PROGETTO

Il Parco Eolico offshore Ionio presenta una potenza nominale totale in immissione pari a 420 MW ed è costituito da n. 28 aerogeneratori di potenza nominale pari a 15 MW e rotore pari a 236 m.

Il progetto prevede una parte d’impianto offshore localizzata nelle acque del Mar Ionio e costituita dai 28 aerogeneratori galleggianti, dalla Stazione Elettrica Utente Offshore (SEUOFF) di trasformazione 220/66 kV, dai cavidotti sottomarini a 66 kV di collegamento tra gli aerogeneratori e tra questi ultimi e la SEUOFF, e dai cavi sottomarini a 220 kV di collegamento tra la SEUOFF e il punto di approdo a terra.

Gli aerogeneratori e la SEUOFF interessano le acque di competenza della Capitaneria di Porto di Taranto e Gallipoli e sono localizzati nelle acque dei comuni di Porto Cesareo e Policoro, come evidenziato nelle seguenti figure.

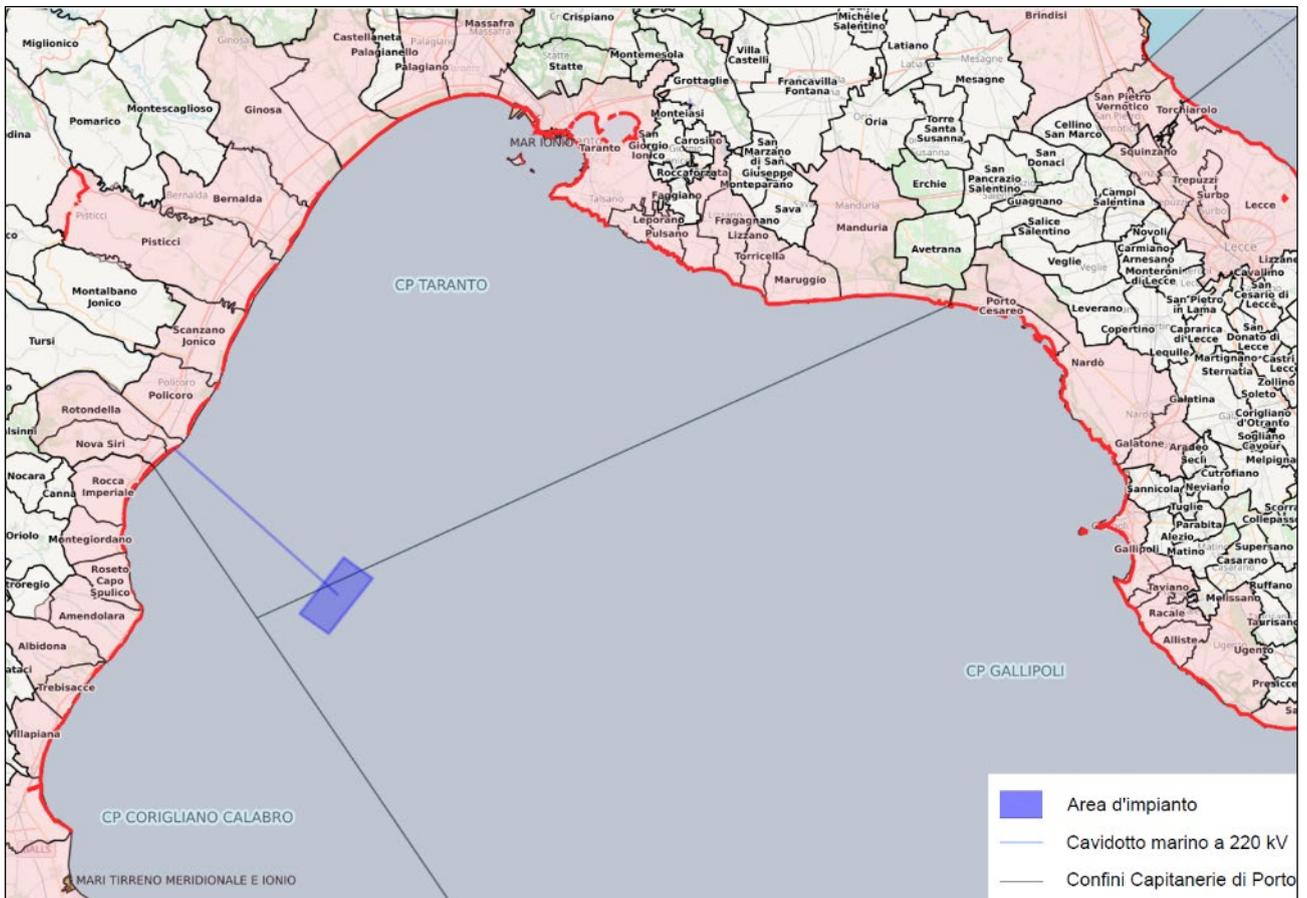


Figura 2.1: Inquadramento territoriale dell’impianto con i limiti di competenza delle Capitanerie di Porto (Fonte: Portale “SID Il Portale del mare” Ministero delle Infrastrutture e dei Trasporti”)

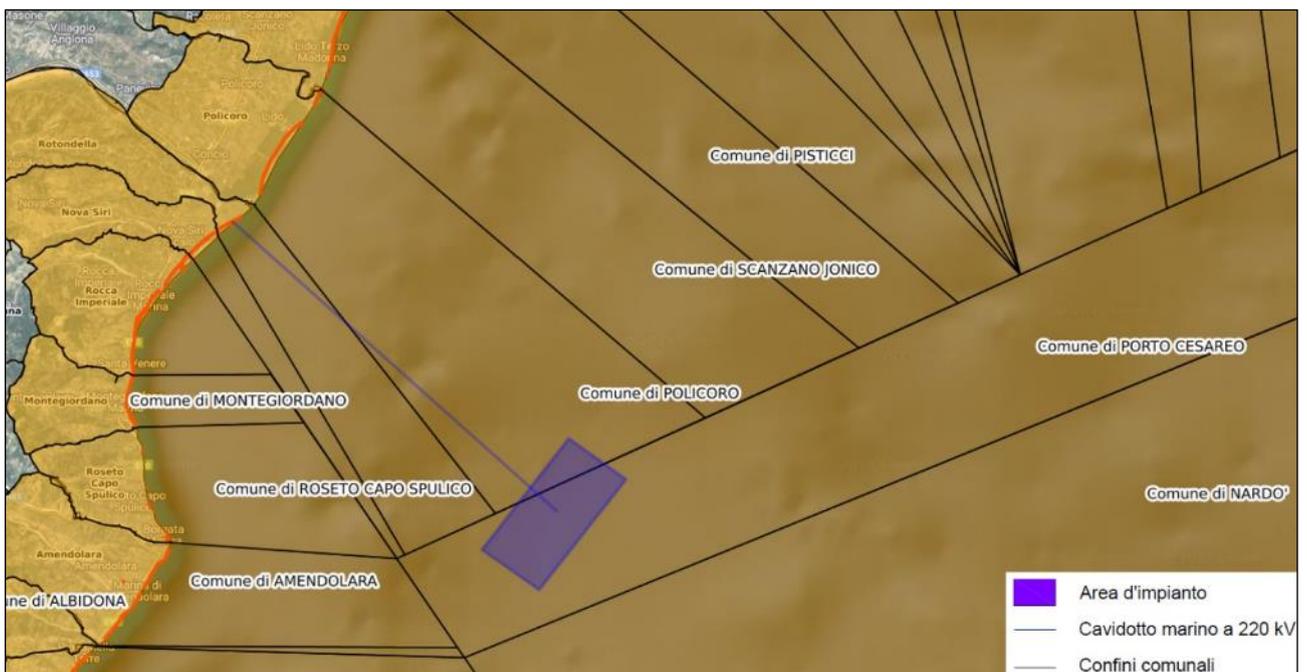


Figura 2.2: Inquadramento territoriale dell’impianto con i limiti comunali (Fonte: Portale “SID Il Portale del mare” Ministero delle Infrastrutture e dei Trasporti”)

La Stazione Elettrica Utente Offshore è situata in posizione baricentrica rispetto all'area d'impianto e dista circa 23,5 km (12,69 miglia nautiche) dalla costa calabrese di Roseto Capospulico (CS) e 26,2 km (14,15 miglia nautiche) dalla costa lucana compresa tra i comuni di Policoro (MT) e Rotondella (MT).

La profondità del fondale dell'area in cui è localizzato l'impianto è compresa indicativamente tra 730 m e 830 m, come evidenziato nella seguente figura.

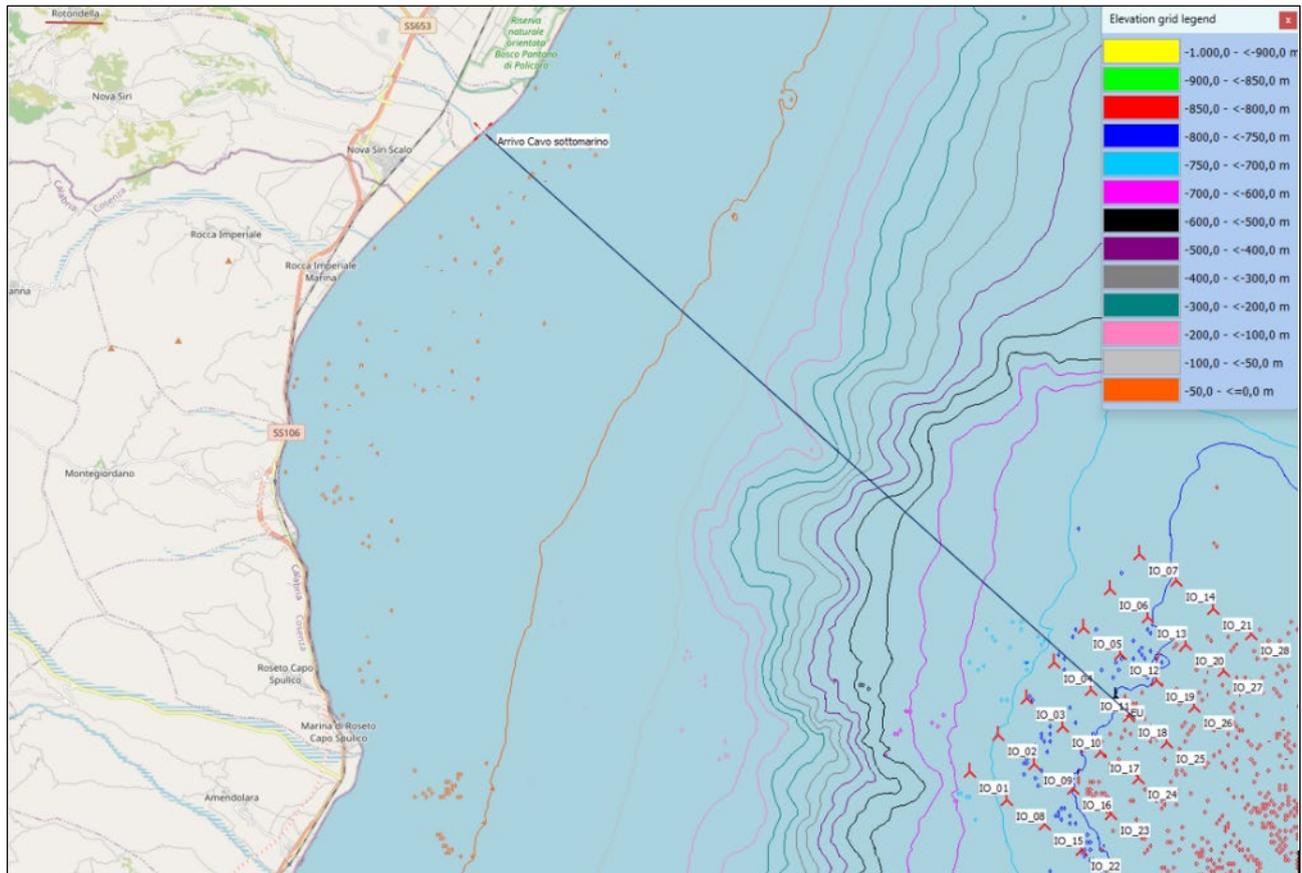


Figura 2.3: Profondità del fondale marino dell'area in cui è localizzato l'impianto (Fonte: Portale "SID Il Portale del mare" Ministero delle Infrastrutture e dei Trasporti")

La parte d'impianto onshore è localizzata nei comuni di Rotondella (MT), Nova Siri (MT), Policoro (MT), Scanzano Jonico (MT), Montalbano (MT), Stigliano (MT), Tursi (MT), Sant'Arcangelo (PZ), Roccanova (PZ) e Aliano (MT) nella Regione Basilicata ed è costituita dalla Buca Giunti (BG) presso cui si realizza la transizione cavidotto marino – cavidotto terrestre, dalla Stazione di Sezionamento (SS) della linea mare/terra in prossimità della buca giunti, dalla Stazione Elettrica Utente Onshore (SEUON) di trasformazione 380/220 kV, dal cavidotto terrestre a 220 kV di collegamento tra la buca giunti e la SEUON e dal tratto di cavidotto terrestre a 380 kV di collegamento tra la SEUON e lo stallo a 380 kV del futuro ampliamento della Stazione Elettrica (SE) della RTN 380/150 kV denominata "Aliano".

La stazione di sezionamento e la buca giunti, contenuti nella medesima area, sono localizzati nel territorio del Comune di Rotondella a circa 300 m dalla costa Jonica.

Il cavo dritto terrestre a 220 kV, di lunghezza di circa 60 km, interessa i comuni di Rotondella, Nova Siri, Policoro, Scanzano Jonico, Montalbano Jonico, Stigliano, Tursi e Sant’Arcangelo e si estende lungo strade esistenti o da realizzarsi per lo scopo, mentre la Stazione Elettrica Utente Onshore 380/220 kV è localizzata nel Comune di Sant’Arcangelo

Infine, il cavo dritto interrato a 380 kV si estende lungo strade esistenti o da realizzarsi per lo scopo e interessa i comuni di Sant’Arcangelo, Roccanova e Aliano, come mostrato nella seguente figura.

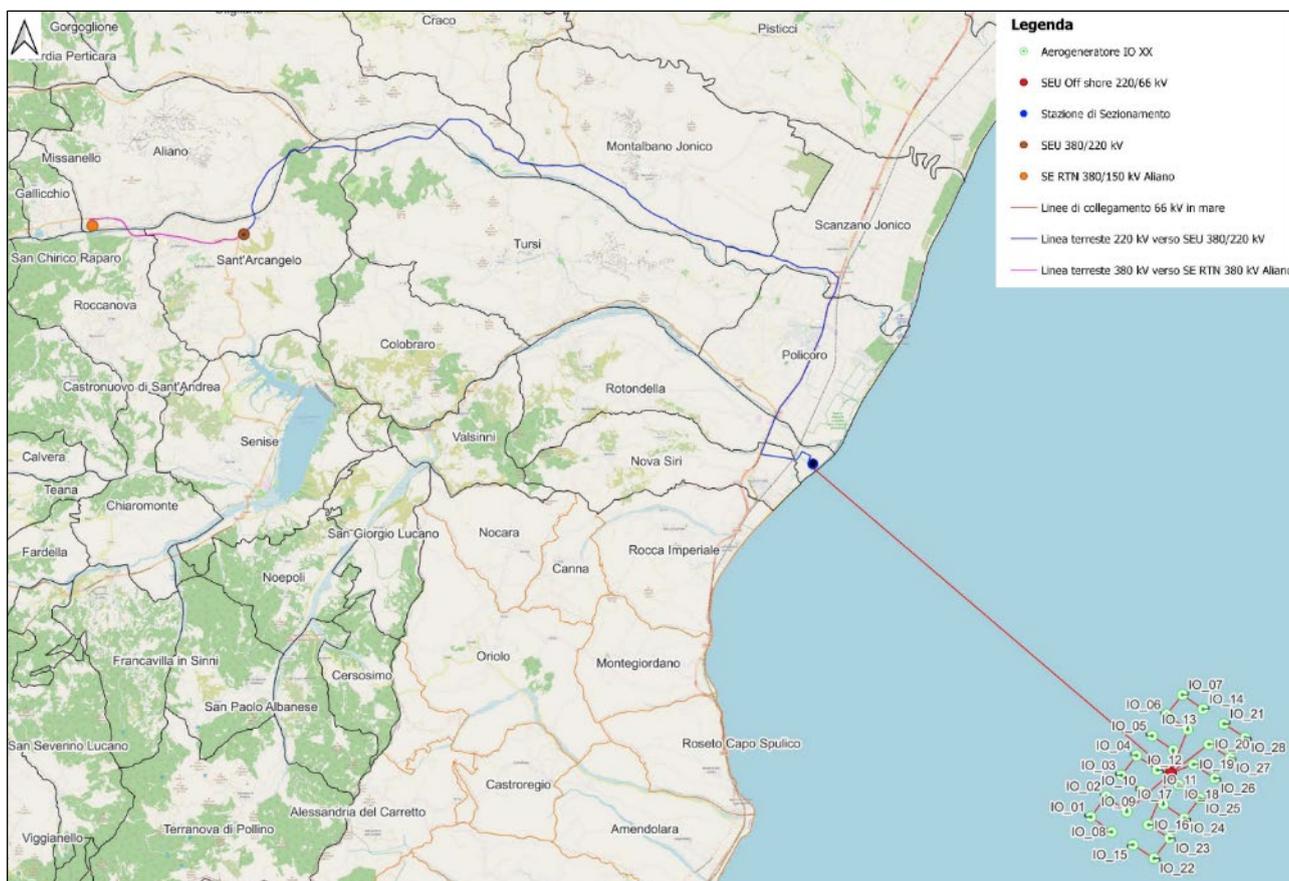


Figura 2.4: Inquadramento generale dell’impianto su OSM

La soluzione di connessione (soluzione tecnica minima generale STMG - codice pratica del preventivo di connessione C.P. 202102669) prevede che l’impianto eolico venga collegato in antenna a 380 kV su un futuro ampliamento della Stazione Elettrica (SE) della RTN a 380/150 kV denominata “Aliano” previa realizzazione dell’elettrodotta 380 kV “Aliano – Montecorvino” previsto dal Piano di Sviluppo Terna (Codice Intervento 546-P).

Il Gestore ha inoltre prescritto che lo stallo arrivo produttore a 380 kV che sarà occupato dall’impianto costituisce impianto di rete per la connessione e potrebbe essere condiviso con altri impianti di produzione al fine di razionalizzare l’utilizzo delle strutture di rete e, a tal fine, è prevista la realizzazione di una stazione elettrica condivisa con altri produttori, contenente la SEUON 380/220 kV, che si collega alla SE RTN mediante la posa in opera di una linea a 380 kV interrata di lunghezza complessiva di circa 10,7 km.

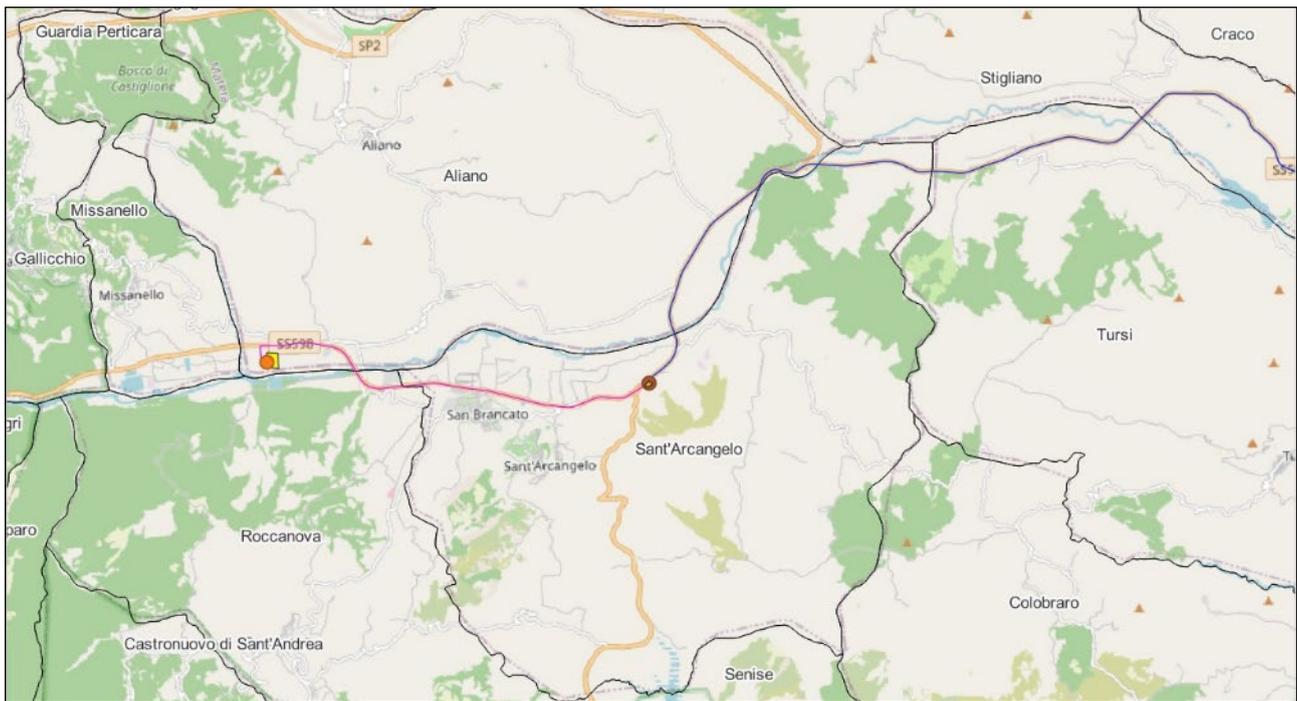


Figura 2.5: Soluzione di connessione a 380 kV in corrispondenza del futuro ampliamento della stazione elettrica RTN Terna 380/150 kV “Aliano”

Si riportano di seguito le caratteristiche, le coordinate delle posizioni scelte per l’installazione degli aerogeneratori e degli altri elementi di progetto e la corrispondente profondità del fondale.

ID	Descrizione	Longitudine [°]	Latitudine [°]	UTM Est [m]	UTM Nord [m]	Z [m]
IO_01	V256 HH150 15 MW	16,849517	39,959626	657972	4424914	-727,9
IO_02	V256 HH150 15 MW	16,859934	39,969910	658838	4426074	-752,4
IO_03	V256 HH150 15 MW	16,870184	39,980385	659689	4427255	-761,3
IO_04	V256 HH150 15 MW	16,880269	39,990303	660527	4428374	-764,5
IO_05	V256 HH150 15 MW	16,890739	40,000042	661398	4429474	-767,6
IO_06	V256 HH150 15 MW	16,900500	40,010711	662206	4430676	-775,1
IO_07	V256 HH150 15 MW	16,911109	40,020591	663088	4431792	-782,4
IO_08	V256 HH150 15 MW	16,862896	39,951772	659133	4424066	-760,1
IO_09	V256 HH150 15 MW	16,873099	39,961905	659981	4425209	-779,8
IO_10	V256 HH150 15 MW	16,883080	39,972383	660809	4426390	-781,3
IO_11	V256 HH150 15 MW	16,893588	39,982734	661682	4427558	-793
IO_12	V256 HH150 15 MW	16,904286	39,992640	662572	4428677	-790,6
IO_13	V256 HH150 15 MW	16,914072	40,002902	663383	4429834	-797,2
IO_14	V256 HH150 15 MW	16,924478	40,013045	664247	4430979	-803,1
IO_15	V256 HH150 15 MW	16,876688	39,945045	660327	4423344	-782,3
IO_16	V256 HH150 15 MW	16,887074	39,954976	661191	4424465	-799,4
IO_17	V256 HH150 15 MW	16,897109	39,965235	662024	4425622	-805,9
IO_18	V256 HH150 15 MW	16,907243	39,975159	662866	4426742	-803,2
IO_19	V256 HH150 15 MW	16,917383	39,985181	663708	4427873	-804,7
IO_20	V256 HH150 15 MW	16,927713	39,995208	664566	4429005	-809,4
IO_21	V256 HH150 15 MW	16,937910	40,005371	665412	4430152	-822,6
IO_22	V256 HH150 15 MW	16,890199	39,937925	661498	4422578	-796,9
IO_23	V256 HH150 15 MW	16,900692	39,947916	662371	4423706	-812,2
IO_24	V256 HH150 15 MW	16,910696	39,957877	663202	4424830	-818,3

ID	Descrizione	Longitudine [°]	Latitudine [°]	UTM Est [m]	UTM Nord [m]	Z [m]
IO_25	V256 HH150 15 MW	16,921031	39,967832	664061	4425954	-811,5
IO_26	V256 HH150 15 MW	16,931079	39,977890	664895	4427089	-821,4
IO_27	V256 HH150 15 MW	16,941458	39,987951	665757	4428225	-828,5
IO_28	V256 HH150 15 MW	16,951611	39,998177	666599	4429379	-828,6
SEUOFF	SEU Offshore 220/66 kV	16,902390	39,980932	662438	4427374	-799,6

Tabella 2.1: Codice identificativo, modello, localizzazione planimetrica degli aerogeneratori di progetto e della SEUOFF e corrispondente profondità del fondale

ID	Descrizione modello	Longitudine [°]	Latitudine [°]	UTM Est [m]	UTM Nord [m]
BG	Buca Giunti mare-terra	16.672251°	40.140722°	642450	4444714
SS	Stazione di Sezionamento	16.672219°	40.141530°	642442	4444808
SEUON	SEU Onshore 380/220 kV	16.300555°	40.262649°	610586	4457713

Tabella 2.2: Codice identificativo, modello, localizzazione planimetrica degli elementi di progetto onshore

3. AEROGENERATORE DI PROGETTO

3.1. Caratteristiche tecniche dell'aerogeneratore

L'aerogeneratore è una macchina rotante che trasforma l'energia cinetica del vento in energia elettrica ed è essenzialmente costituito da una torre (suddivisa in più parti), dalla navicella, dal Drive Train, dall'Hub e tre pale che costituiscono il rotore.

L'impianto si basa sulla tecnologia flottante e una delle possibili macchine che potrebbe essere installata è il modello Vestas V236, di potenza nominale pari a 15 MWp e diametro del rotore pari a 236 m (**Figura 3.1.1**).

Gli aerogeneratori sono installati su strutture in acciaio galleggianti che sono ancorate sul fondale marino mediante appositi ormeggi.

La tecnologia adoperata permette la localizzazione degli aerogeneratori in acque profonde (per profondità del fondale maggiore di 100 m, come nel caso in questione, si predilige l'utilizzo delle strutture galleggianti), ovvero a distanze dalle coste più vicine tali da rendere trascurabile l'impatto visivo delle turbine.

Oltre ai componenti sopra elencati, un sistema di controllo esegue il controllo della potenza ruotando le pale intorno al proprio asse principale e il controllo dell'orientamento della navicella, detto controllo dell'imbardata, che permette l'allineamento della macchina rispetto alla direzione del vento.

Il rotore, a passo variabile, è in resina epossidica rinforzata con fibra di vetro di diametro pari a 236 m, posto sopravvento al sostegno, con mozzo rigido in acciaio. Altre caratteristiche principali sono riassunte nella **Tabella 3.1.1**.

Le caratteristiche dell'aerogeneratore descritto sono quelle ritenute idonee in base a quanto disponibile oggi sul mercato, in futuro potrà essere possibile cambiare il modello dell'aerogeneratore senza

modificare in maniera sostanziale l'impatto ambientale e i limiti di sicurezza previsti.

In accordo con le disposizioni dell'Ente Nazionale per l'Aviazione Civile (ENAC), l'aerogeneratore è dotato un sistema di luci di segnalazione affinché possa essere ben visibile alle imbarcazioni marittime e agli aerei e di un trasponder, ovvero un sistema di identificazione automatico che ne assicura il tracciamento in mare da parte delle navi.

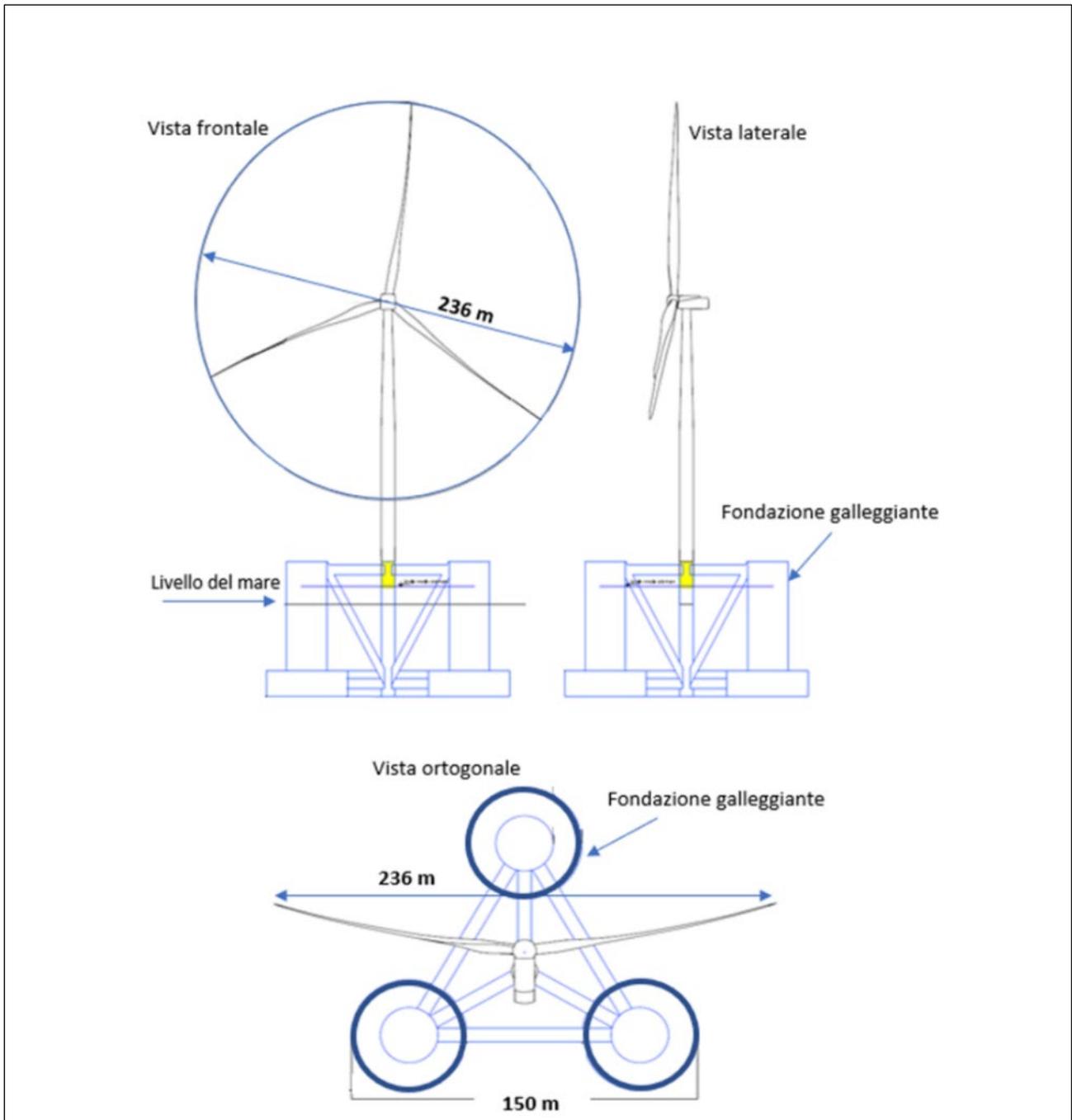


Figura 3.1.1: Profilo aerogeneratore Vestas V236 – 15 MWp – HH= 165 m – D=236 m

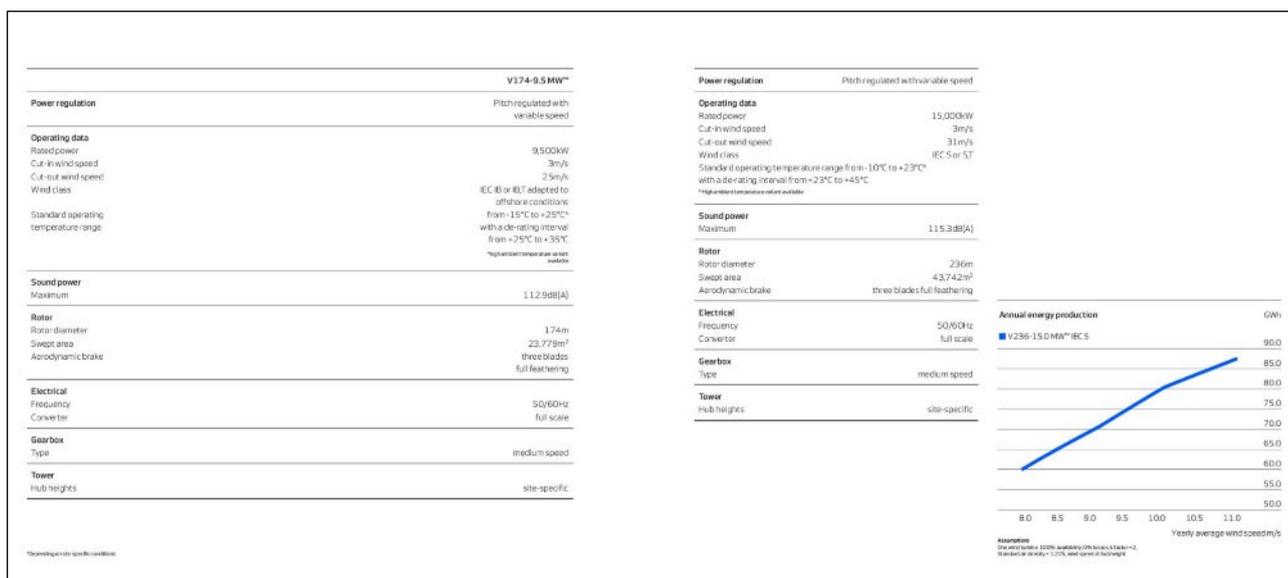


Tabella 3.1.1: Specifiche tecniche aerogeneratore

3.2. Sistema di ancoraggio e ormeggio

L'installazione di un aerogeneratore in un impianto offshore è realizzata attraverso strutture galleggianti o fisse sulla base della profondità del fondale del sito di interesse.

In linea di principio per profondità superiori a 50 m si tende a prediligere una struttura galleggiante, caratterizzata da una fondazione galleggiante scelta tra quelle ad oggi disponibili e/o adoperate in impianti offshore già realizzati.

La scelta, inoltre, dipende anche dalle caratteristiche geotecniche e geofisiche del terreno del fondale marino, motivo per cui solo in fase di sviluppo progettuale e in seguito a sondaggi effettuati in loco è possibile decidere per una particolare soluzione, tenendo anche conto delle eventuali soluzioni tecnologiche ad oggi ancora in fase di studio e che in futuro potrebbero essere prese in considerazione.

In linea di principio, per fondali mediamente profondi (comunque superiori a 50 m) si predilige la tecnologia Tension Leg Platform (TLP) basata su una sottostruttura a zavorra ancorata sul fondale tramite tiranti raggruppati necessari al galleggiamento della piattaforma.

Ulteriori soluzioni adottate per fondali di media alta profondità sono la Barge Platform, caratterizzata da una piattaforma a chiatta, la Spar Platform, caratterizzata da una piattaforma a boa, e la Semi-Submersible, come rappresentato nella seguente figura.

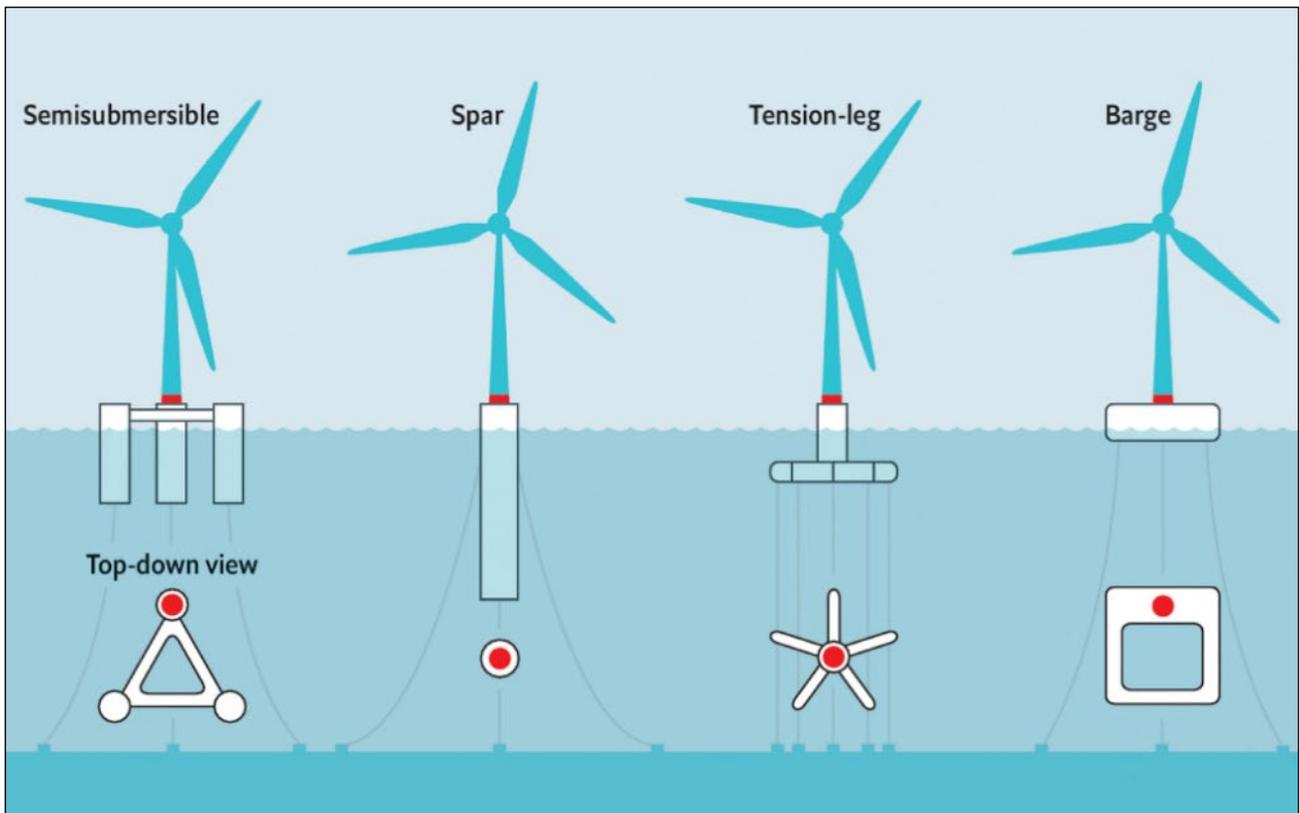


Figura 3.2.1: Principali soluzioni concettuali per le fondazioni galleggianti

L'obiettivo di una struttura galleggiante è la riduzione delle oscillazioni del sistema in modo da garantire la massima stabilità dello stesso.

Da questo punto di vista risulta di fondamentale la scelta del sistema di ormeggio, costituito dalle linee di ormeggio necessarie ad ancorare il galleggiante alle fondazioni nel fondale marino.

Ad oggi i sistemi di ormeggi maggiormente adoperati si basano sulla soluzione a catenaria, nel quale le linee di ormeggio sono costituite da un sistema di catene e dal cavo, per buona parte sospesi in acqua e in piccola parte adagiati sul fondale.

Nel caso in cui l'intera struttura si trova nella posizione di equilibrio, la catenaria risulta disposta sul fondale nella parte terminale e sospesa in acqua nella parte superiore; nel caso in cui la struttura assume una posizione diversa da quella di equilibrio la lunghezza della parte di catenaria adagiata sul fondale diminuisce, quella relativa alla parte di catenaria sospesa aumenta e tale meccanismo genera una forza che tende a riportare la struttura stessa in equilibrio garantendone la stabilità.

Una soluzione alternativa (Taut Mooring) è caratterizzata da linee di ormeggio costituite da cavi tesi verticali o inclinati, la cui forza di tensione agente su di esse tende a riportare nella posizione di equilibrio la struttura garantendone la stabilità nel caso di eventuali sollecitazioni.

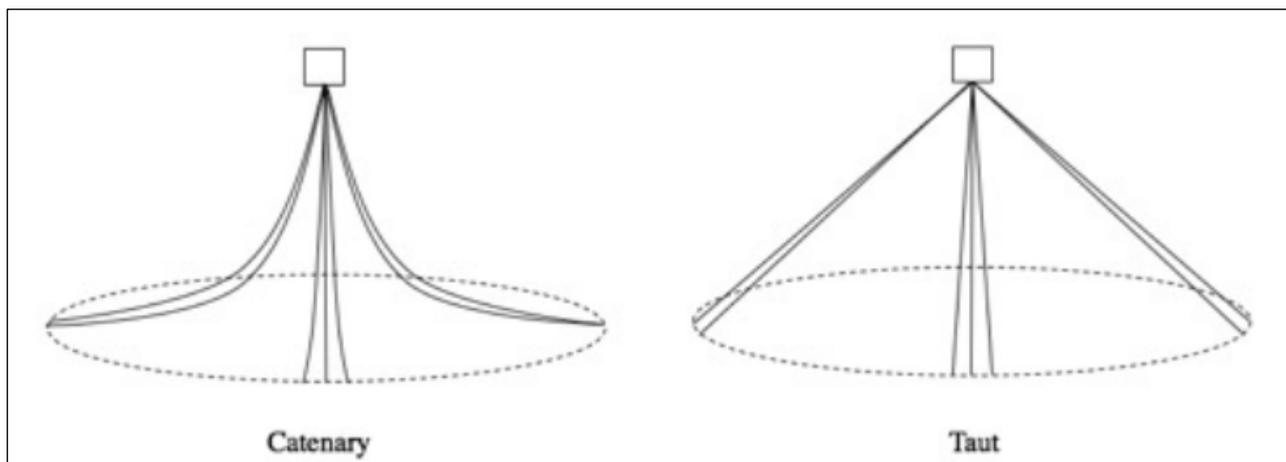


Figura 3.2.2: Soluzioni adottate per i sistemi di ormeggio

Come anticipato, le piattaforme galleggianti e, in generale gli aerogeneratori, sono vincolate ad una data posizione grazie al collegamento del sistema di ormeggio con il sistema di ancoraggio disposto sul fondale marino.

Le principali tecnologie ad oggi adoperate sono le ancore a trascinamento (Drag Anchor), le ancore a gravità (Deadweight), le ancore con cassoni ad aspirazione (Suction Buckets) e le ancore con pali a vite (Helical Pile).

L'ancora a trascinamento è costituita da una parte sottostante ad uncino che penetra nel terreno e una parte superiore a fusto che resiste al tiro dovuto all'interazione tra fondale e parte sottostante della struttura nella direzione della linea di ancoraggio.

La Drag Anchor è solitamente adoperata nel caso di ormeggi costituiti da una catenaria e ha un peso di circa 60/70 tonnellate.

Le ancore a gravità sono costituite da un corpo, solitamente in acciaio o in lega metallica, avente un peso adeguato a resistere ai carichi in ogni direzione sfruttando principalmente il peso stesso e marginalmente l'interazione tra fondale e struttura, sulla base della quale è stata individuata la geometria in fase di progetto.

La tecnologia basata sulla Suction Buckets è costituita da cassoni ad aspirazione che sono fissati nel fondale, aspirano l'acqua in modo da generare una depressione interna e, conseguentemente, affondare. Una soluzione di tale tipo non può essere adoperata nel caso di fondali costituiti da rocce compatte o da argilla dura, mentre risulta essere una buona soluzione nel caso di argilla o sabbia densa.

Le ancore con pali a vite sono costituite da eliche appuntite in grado di penetrare nel terreno.

Tale soluzione presenta dimensioni variabili dipendenti dalle caratteristiche del terreno e non risulta adatta nel caso di terreno roccioso.

Nel caso del progetto in esame si ipotizza preliminarmente una fondazione galleggiante basata sulla tecnologia "Semisubmersible" e un sistema di ormeggio caratterizzato da linee di ormeggio tese, inclinate e collegate ad un sistema di ancoraggio a gravità.

Tuttavia, la scelta della piattaforma galleggiante, del sistema di ormeggio e di ancoraggio dipende da una serie di condizioni del sito d'interesse, quali caratteristiche geotecniche e geomorfologiche del fondale nonché condizioni di natura ambientale del fondale stesso, e dalle caratteristiche dell'aerogeneratore di progetto, quali le dimensioni, il peso e l'interdistanza tra di essi.

Alla luce di quanto asserito, solo in seguito ad accurate indagini di varia natura relative al fondale del sito di interesse, sarà possibile pervenire ad una scelta definitiva della piattaforma galleggiante, del sistema di ormeggio e ancoraggio e al relativo dimensionamento.

3.3. Descrizione sistema elettrico del generatore/convertitore dell'aerogeneratore

Da un punto di vista elettrico il generatore/convertitore è costituito da convertitori di potenza su larga scala disposti in serie alle fasi del generatore di induzione a doppia alimentazione.

Tale tipologia permette di avere un convertitore di potenza per ciascuna fase in modo che l'aerogeneratore possa operare sia in sottoalimentazione che in sovralimentazione ottenendo uno spettro ampio per la regolarizzazione della potenza reattiva.

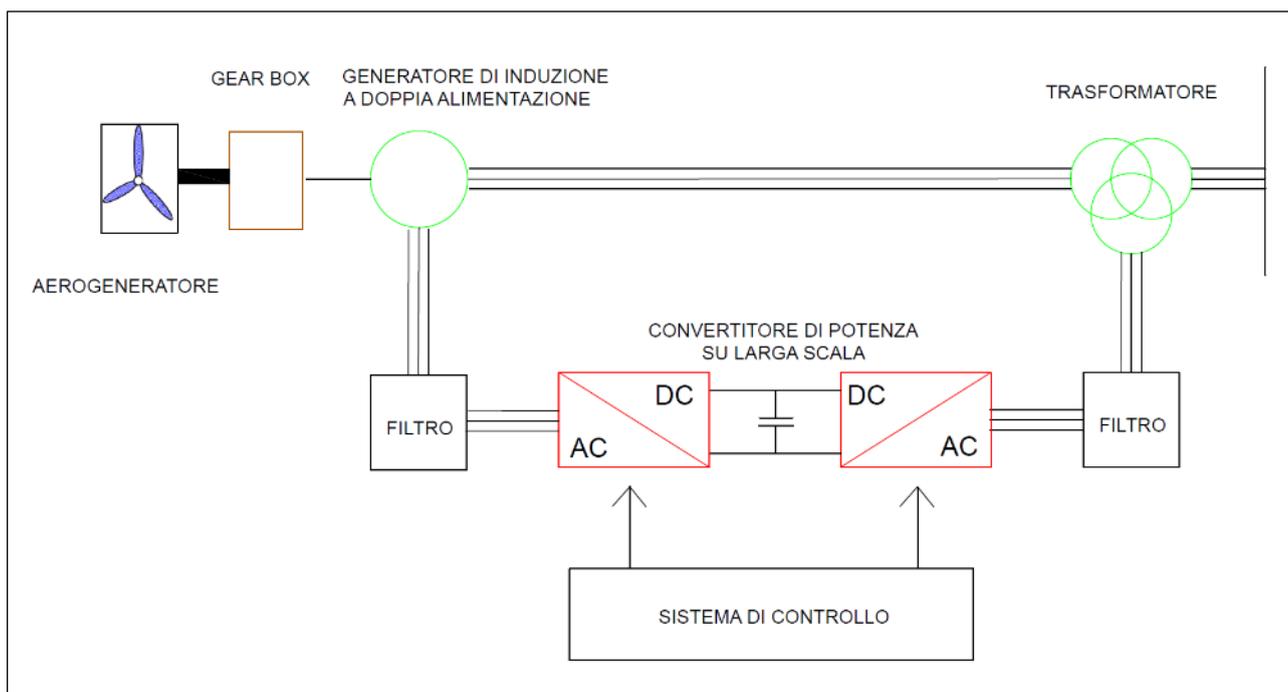


Figura 3.3.1: Schema funzionale del generatore/convertitore

3.4. Sistema di protezione dell'aerogeneratore

Ognuno degli aerogeneratori di progetto è dotato di un sistema di controllo e protezione integrato che riguarda le apparecchiature che lo costituiscono, il generatore e il trasformatore di torre.

Tale sistema è conforme alla Norma CEI EN IEC 60034-3 (classificazione CEI: 2-22) ed è caratterizzato da un sistema centrale di gestione, che si interfaccia in rete mediante trasformatori di corrente e di tensione e sonde termometriche, e protezioni tradizionali.

Le informazioni sono inviate tramite segnali al quadro di Alta Tensione dell'aerogeneratore e, tramite

fibra ottica, alle unità periferiche contenute in un apposito locale interno alla Stazione Elettrica Utente OFFshore.

La scelta delle caratteristiche delle apparecchiature necessarie alla protezione e il relativo dimensionamento riguarderanno fasi di progetto successive.

Le protezioni del generatore e del trasformatore di torre sono assicurate dal costruttore dell'aerogeneratore.

Ognuno degli aerogeneratori, inoltre, è dotato di dispositivi antifulmine conformi allo standard IEC 61400-24 (Edition 2.0 2019-07, "Wind Energy generation systems – Part 24: Lightning protection") e al riferimento normativo CEI EN 62305-1 (Classificazione CEI: 81-10/1 "Protezioni contro fulmini").

Tale sistema consente la protezione da danni diretti e indiretti dei componenti della turbina, grazie all'ausilio di captatori e scaricatori che realizzano la messa a terra delle apparecchiature, e di eventuali operatori presenti.

Gli aerogeneratori sono altresì dotati di un sistema di protezione dagli agenti atmosferici e dalla corrosione in accordo con il riferimento normativo UNI EN ISO 12944 "Protezione dalla corrosione di strutture di acciaio mediante verniciatura" e la direttiva 2004/42/CE del Parlamento Europeo e del Consiglio del 21 aprile 2004 ("...limitazione delle emissioni di composti organici volatili dovute all'uso di solventi organici in talune pitture e vernici e in taluni prodotti per carrozzeria e recante modifica della direttiva 1999/13/CE").

Tale sistema consiste nella rivestitura su più strati delle pareti più esterne dell'aerogeneratore, mentre per la parte del sostegno in acqua si realizza la protezione catodica a corrente impressa.

4. CIRCUITI DI APPARTENENZA DEGLI AEROGENERATORI

La seguente figura mette in evidenza la disposizione degli aerogeneratori di progetto e i collegamenti tra di essi e quelli tra gli aerogeneratori e la SEUOFF 220/66 kV attraverso cavi sottomarini a 66 kV.

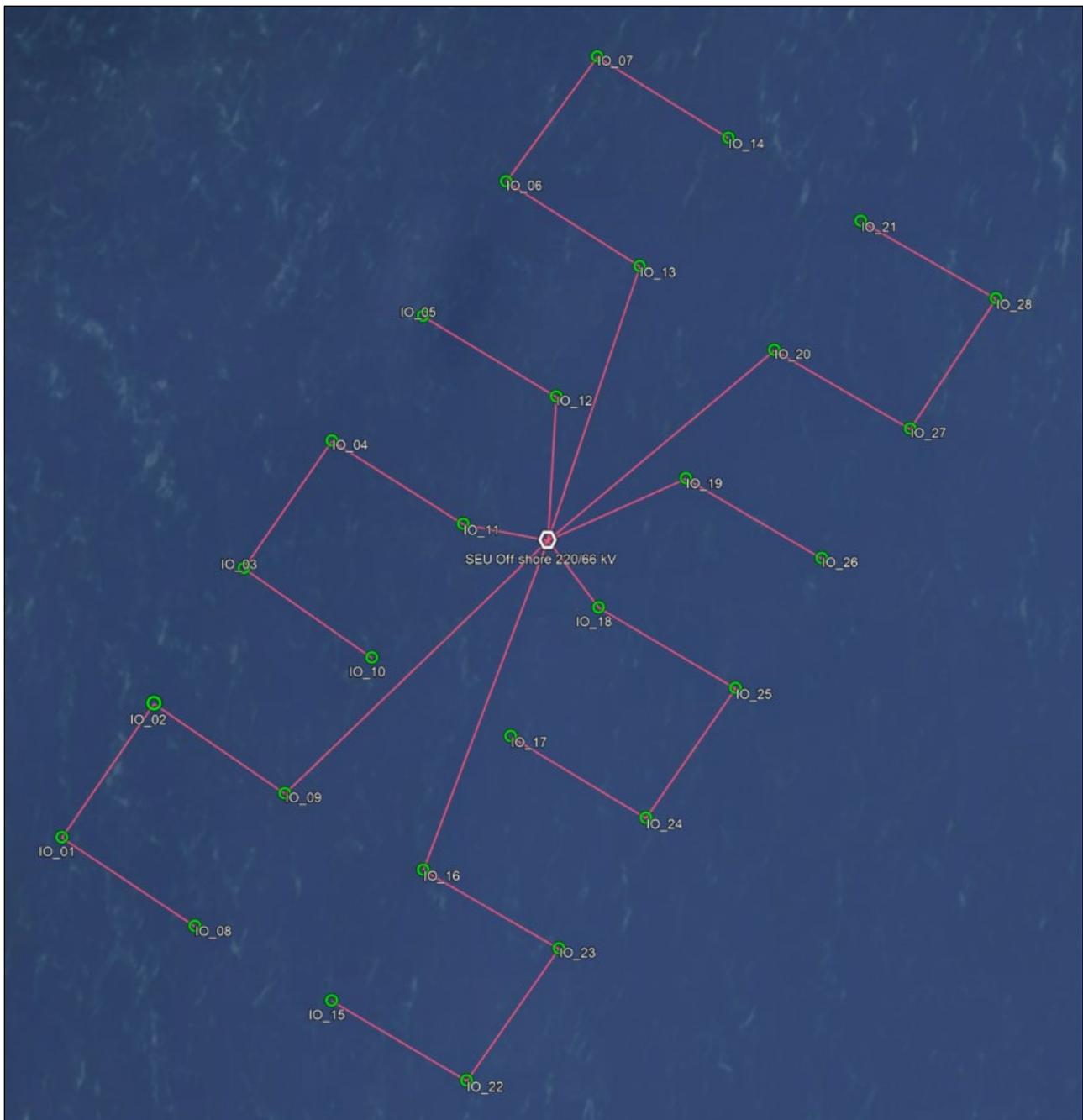


Figura 4.1: Layout impianto con aerogeneratori di progetto, SEUOFF 220/66 kV e collegamenti a 66 kV su immagine satellitare

Il Parco Eolico Offshore Ionio è caratterizzato da una potenza complessiva di 420 MW, ottenuta da 28 aerogeneratori di potenza 15 MW ciascuno.

Gli aerogeneratori sono collegati elettricamente tra loro mediante cavi sottomarini a 66 kV in modo da formare 7 sottocampi (Circuiti A, B, C, D, E, F e G) di 4 WTG (Wind Turbine Generator); ognuno di tali circuiti, associato ad un colore diverso per maggiore chiarezza di esposizione, è collegato mediante cavo sottomarino a 66 kV alla SEUOFF 220/66 kV, come esplicitato nella **Tabella 4.1**.

Sottocampo o Circuito	Aerogeneratori	Potenza totale [MWp]
CIRCUITO A	IO_08 – IO_01 – IO_02 – IO_09	60,0
CIRCUITO B	IO_15 – IO_22 – IO_23 – IO_16	60,0
CIRCUITO C	IO_10 – IO_03 – IO_04 – IO_11	60,0
CIRCUITO D	IO_17 – IO_24 – IO_25 – IO_18	60,0
CIRCUITO E	IO_14 - IO_07 – IO_06 – IO_13	60,0
CIRCUITO F	IO_21 – IO_28 – IO_27 – IO_20	60,0
CIRCUITO G	IO_05 – IO_12 – IO_26 – IO_19	60,0

Tabella 4.1: Suddivisione degli aerogeneratori in circuiti elettrici

Gli aerogeneratori sono collegati elettricamente secondo un criterio che tiene in considerazione i valori di cadute di tensione e perdite di potenza e l’ottimizzazione delle lunghezze dei cavi utilizzati.

Gli aerogeneratori di ogni linea sono collegati tra loro secondo lo schema in entra – esci, smistamento e in fine linea: l’aerogeneratore capofila (fine linea) è collegato al resto del circuito, i restanti sono collegati tra loro in Entra – Esci o smistamento (IO_19) e ognuno dei 7 circuiti è collegato alla SEUOFF 220/66 kV.

Nella figura seguente è rappresentato lo schema a blocchi della parte d’impianto relativa agli aerogeneratori di progetto e alla SEUOFF 220/66 kV (nello schema sono riportate le lunghezze e le sezioni ottimali dei vari cavi di collegamenti valutate nel seguito della trattazione).

Maggiori dettagli sono riportati nell’elaborato “IOEPSB10 Schema a blocchi”.

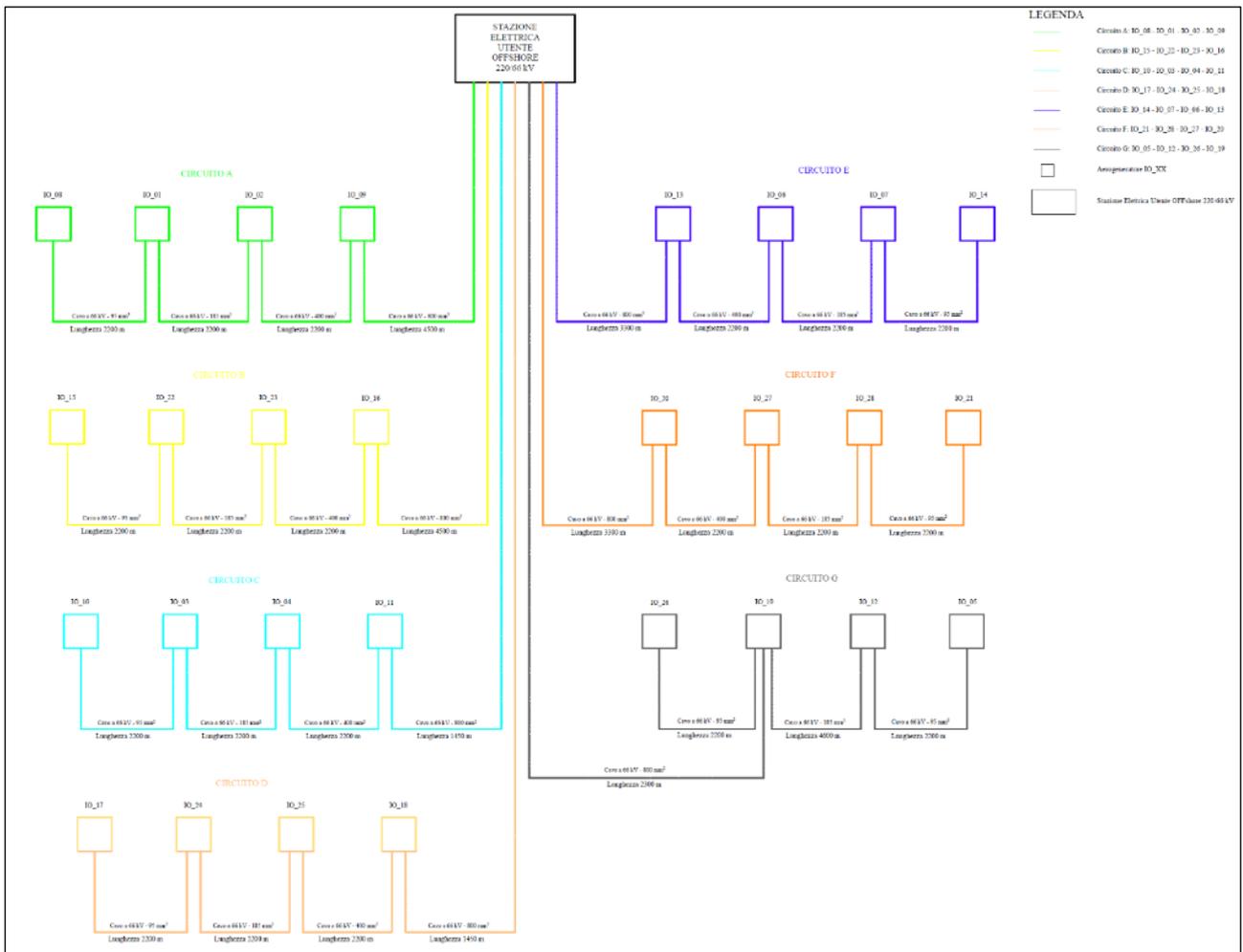


Figura 4.2: Schema a blocchi della parte d’impianto con gli aerogeneratori e la SEUOFF 220/66 kV

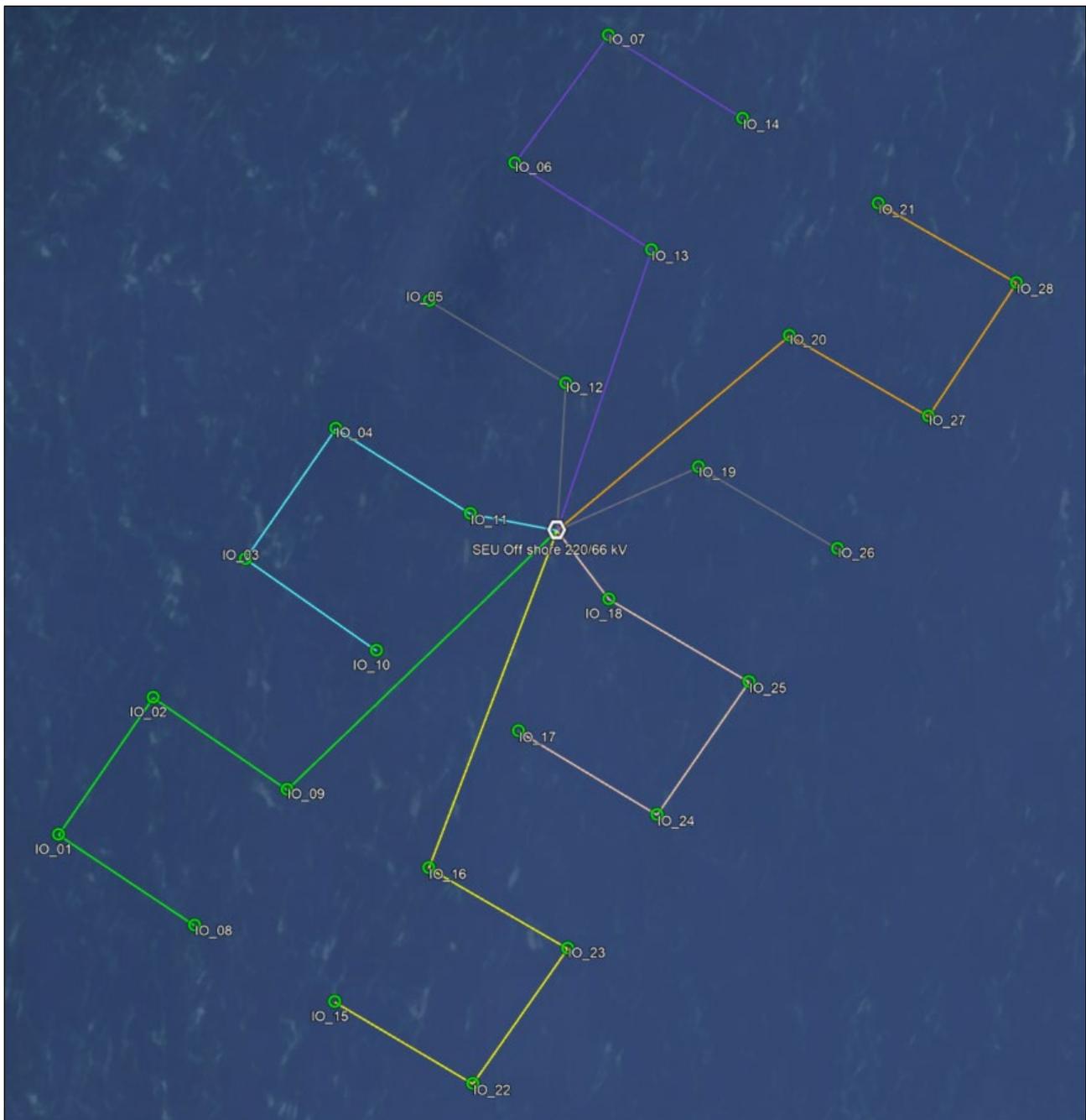


Figura 4.3: Suddivisione in circuiti degli aerogeneratori di progetto, SEUOFF 220/66 kV e collegamenti a 66 kV su immagine satellitare

4.1. Calcolo delle correnti

Al fine di effettuare il dimensionamento delle linee elettriche costituite dai cavi sottomarini a 66 kV, sono valutate preliminarmente le correnti massime lungo ciascuna tratta intermedia costituente il singolo circuito, ovvero la corrente ottenibile lungo la singola tratta nella condizione di massima potenza associata a ciascun aerogeneratore.

La corrente massima o di carico associata ad un dato aerogeneratore può essere valutata attraverso la seguente espressione:

$$I_b = \frac{P_n}{\cos \varphi V_n \sqrt{3}} \quad (1)$$

dove:

- P_n rappresenta la massima potenza erogata dall'aerogeneratore (nel caso specifico pari a 15 MW);
- V_n rappresenta la tensione nominale in uscita dalla torre dell'aerogeneratore (nel caso in questione 66 kV);
- $\cos\varphi$ rappresenta il fattore di potenza (nella presente relazione assunto per cautela pari a 0,95).

Nelle ipotesi di progetto si ottiene $I_b = 138,1$ A.

La corrente massima associata ad una data tratta intermedia è valutata come la somma delle correnti massime associate alle tratte collegate a monte della stessa.

In base a quanto asserito, considerando per esempio la tratta IO_02 – IO_09 del Circuito A, la potenza massima associata è ottenuta sommando le potenze massime associate alle tratte a monte (IO_08 – IO_01 e IO_01 – IO_02), ovvero $P_{MAX} = 138,1$ MW + 138,1 MW = 276,2 MW, essendo gli aerogeneratori IO_01 e IO_02 collegati in entra-esce e IO_08 in fine linea.

Nel caso della tratta IO_26 – IO_19 del Circuito G, la potenza massima associata $P_{MAX} = 138,1$ MW essendo l'aerogeneratore IO_26 collegato in fine linea e IO_19 secondo lo schema di smistamento.

Sulla base di quanto affermato, sono state valutate preliminarmente le correnti massime associate ai circuiti precedentemente definiti.

CIRCUITO A	TRATTA		TENSIONE NOMINALE LUNGO LA TRATTA [V]	POTENZA MASSIMA WTG A MONTE DELLA TRATTA [W]	CORRENTE MASSIMA ASSOCIATA ALLA TRATTA [A]
	DA	A			
	IO_08	IO_01	66000	15000000	138,1
	IO_01	IO_02	66000	15000000	276,2
	IO_02	IO_09	66000	15000000	414,4
	IO_09	SEUOFF 220/66 KV	66000	15000000	552,5
CIRCUITO B	TRATTA		TENSIONE NOMINALE LUNGO LA TRATTA [V]	POTENZA MASSIMA WTG A MONTE DELLA TRATTA [W]	CORRENTE MASSIMA ASSOCIATA ALLA TRATTA [A]
	DA	A			
	IO_15	IO_22	66000	15000000	138,1
	IO_22	IO_23	66000	15000000	276,2
	IO_23	IO_16	66000	15000000	414,4
	IO_16	SEUOFF 220/66 KV	66000	15000000	552,5
CIRCUITO C	TRATTA		TENSIONE NOMINALE LUNGO LA TRATTA [V]	POTENZA MASSIMA WTG A MONTE DELLA TRATTA [W]	CORRENTE MASSIMA ASSOCIATA ALLA TRATTA [A]
	DA	A			
	IO_10	IO_03	66000	15000000	138,1
	IO_03	IO_04	66000	15000000	276,2
	IO_04	IO_11	66000	15000000	414,4
	IO_11	SEUOFF 220/66 KV	66000	15000000	552,5

	TRATTA		TENSIONE NOMINALE LUNGO LA TRATTA [V]	POTENZA MASSIMA WTG A MONTE DELLA TRATTA [W]	CORRENTE MASSIMA ASSOCIATA ALLA TRATTA [A]
	DA	A			
CIRCUITO D	IO_17	IO_24	66000	15000000	138,1
	IO_24	IO_25	66000	15000000	276,2
	IO_25	IO_18	66000	15000000	414,4
	IO_18	SEUOFF 220/66 KV	66000	15000000	552,5
CIRCUITO E	TRATTA		TENSIONE NOMINALE LUNGO LA TRATTA [V]	POTENZA MASSIMA WTG A MONTE DELLA TRATTA [W]	CORRENTE MASSIMA ASSOCIATA ALLA TRATTA [A]
	DA	A			
	IO_14	IO_07	66000	15000000	138,1
	IO_07	IO_06	66000	15000000	276,2
	IO_06	IO_13	66000	15000000	414,4
IO_13	SEUOFF 220/66 KV	66000	15000000	552,5	
CIRCUITO F	TRATTA		TENSIONE NOMINALE LUNGO LA TRATTA [V]	POTENZA MASSIMA WTG A MONTE DELLA TRATTA [W]	CORRENTE MASSIMA ASSOCIATA ALLA TRATTA [A]
	DA	A			
	IO_21	IO_28	66000	15000000	138,1
	IO_28	IO_27	66000	15000000	276,2
	IO_27	IO_20	66000	15000000	414,4
IO_20	SEUOFF 220/66 KV	66000	15000000	552,5	
CIRCUITO G	TRATTA		TENSIONE NOMINALE LUNGO LA TRATTA [V]	POTENZA MASSIMA WTG A MONTE DELLA TRATTA [W]	CORRENTE MASSIMA ASSOCIATA ALLA TRATTA [A]
	DA	A			
	IO_05	IO_12	66000	15000000	138,1
	IO_12	IO_19	66000	15000000	276,2
	IO_26	IO_19	66000	15000000	414,4
IO_19	SEUOFF 220/66 KV	66000	15000000	552,5	

Tabella 4.1.1: Calcolo delle correnti massime associate alle tratte costituenti i circuiti elettrici

4.2. Cavi elettrici sottomarini a 66 kV e relativa posa

I cavi elettrici sottomarini a 66 kV che collegano gli aerogeneratori e questi ultimi con la SEUOFF 220/66 kV sono cavi unipolari o tripolari armati aventi conduttore in alluminio o rame in quanto idonei al collegamento elettrico offshore.

All'interno dell'armatura del conduttore è altresì prevista la fibra ottica monomodale in una struttura tubolare.

In fase preliminare sono stati considerati cavi tripolari sottomarini a 66 kV in XLPE con conduttore in alluminio aventi sezioni di 95/185/400 mm² nel caso di collegamento tra gli aerogeneratori e sezioni di 800 mm² nel caso di collegamento tra un circuito e la SEUOFF 220/66 kV (il calcolo è presentato nel paragrafo successivo).

Nella tabella seguente sono riportati i valori delle portate nominali calcolate per il cavo 10-90 kV XLPE 3-core, valutati sulla base della norma IEC 60287, messi a disposizione da ABB (le ipotesi di calcolo riguardano una profondità di posa del fondale di 1,0 m, una resistività termica del fondale di 1 K m/W, una temperatura del fondale di 20° e un cavo tripolare in affiancamento per linea).

10-90 kV XLPE 3-core cables	
Sezione trasversale [mm ²]	Portata conduttore in alluminio [A]
95	235
120	265
150	300
185	335
240	385
300	430
400	485
500	540
630	600
800	660
1000	720

Tabella 4.2.1: Specifiche fornita da ABB del cavo tripolare a 10-90 kV

La soluzione adottata per la posa dei cavi sottomarini a 66 kV è senza approccio al fondale ed è resa possibile adoperando delle boe di sostegno.

La tipologia di posa comporta una maggiore libertà di assestamento del cavo e minori sforzi meccanici a cui lo stesso è sottoposto.

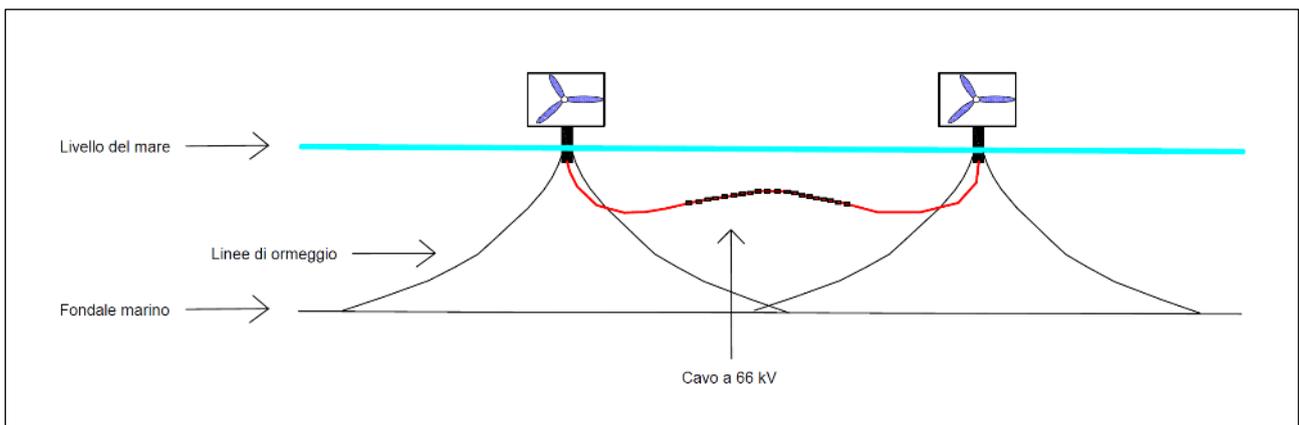


Figura 4.2.1: Posa cavo a 66 kV di collegamento tra 2 aerogeneratori

Nelle fasi successive di progetto le caratteristiche del cavo e la relativa posa presa in considerazione in fase preliminare possono subire modifiche dipendenti dalle caratteristiche del fondale, da eventuali interferenze e dalle tecnologie dei cavi sottomarini in costante evoluzione.

Al fine di assicurare la protezione dei cavi sottomarini dalle ancore e da strumenti adoperati per la pesca è possibile prevedere una serie di soluzioni che dipendono dalla natura del fondale, del terreno sottostante e da eventuali azioni idrodinamiche di forte intensità.

Successivamente a sopralluoghi che conducono ad uno studio del sito di interesse, sarà indicata, nelle fasi successive del progetto, la scelta della soluzione di protezione da adoperare.

Ad oggi esiste la possibilità, nel caso in cui la parte sottostante del fondale presentasse particolari problematiche e il fondale non presentasse particolari criticità, di adagiare il cavo marino sul fondale assicurandone la protezione con materassi prefabbricati in cemento o calcestruzzo.

D'altra parte, nel caso in cui la parte sottostante al fondale non presentasse criticità e il fondale presentasse problematiche dovute ad irregolarità o parti taglienti, sarebbe possibile realizzare la posa del cavo in scavo ("co-trenching"), adoperando aratri a gatto, oppure utilizzare gusci di ghisa atti a contenere il cavo stesso.

4.3. Dimensionamento dei cavi a 66 kV

La scelta delle sezioni dei cavi a 66 kV dipende anche dalla lunghezza delle singole tratte che può essere ottenuta come la somma della distanza tra 2 torri di 2 aerogeneratori collegati, del doppio della profondità di posa (sotto il livello del mare) del cavo e di un incremento del 10 % per motivi di cautela. Considerando cautelativamente un fattore di potenza di 0,95, si ottengono due sezioni per il cavo di ogni tratta di collegamento, S_{MIN} e S_{OPT} , la prima (S_{MIN}) valutata come sezione minima da rispettare affinché la corrente massima lungo la tratta sia inferiore alla portata di corrente effettiva lungo la stessa, la seconda (S_{OPT}), migliorativa, ottenuta riducendo le perdite di potenza e la caduta di tensione lungo la tratta stessa.

	TRATTA		LUNGHEZZA [m]	CORRENTE MASSIMA ASSOCIATA ALLA TRATTA [A]	PORTATA DI CORRENTE NOMINALE DEL CAVO PER S_{MIN} E S_{OPT} [A]	S_{MIN} [mm ²]	S_{OPT} [mm ²]
	DA	A					
CIRCUITO A	IO_08	IO_01	2200	138,1	235 - 235	95	95
	IO_01	IO_02	2200	276,2	300 - 335	150	185
	IO_02	IO_09	2200	414,4	430 - 485	300	400
	IO_09	SEUOFF 220/66 KV	4500	552,5	600 - 660	630	800
CIRCUITO B	TRATTA		LUNGHEZZA [m]	CORRENTE MASSIMA ASSOCIATA ALLA TRATTA [A]	PORTATA DI CORRENTE NOMINALE DEL CAVO PER S_{MIN} E S_{OPT} [A]	S_{MIN} [mm ²]	S_{OPT} [mm ²]
	DA	A					
	IO_15	IO_22	2200	138,1	235 - 235	95	95
	IO_22	IO_23	2200	276,2	300 - 335	150	185
	IO_23	IO_16	2200	414,4	430 - 485	300	400
IO_16	SEUOFF 220/66 KV	4500	552,5	600 - 660	630	800	
CIRCUITO C	TRATTA		LUNGHEZZA [m]	CORRENTE MASSIMA ASSOCIATA ALLA TRATTA [A]	PORTATA DI CORRENTE NOMINALE DEL CAVO PER S_{MIN} E S_{OPT} [A]	S_{MIN} [mm ²]	S_{OPT} [mm ²]
	DA	A					
	IO_10	IO_03	2200	138,1	235 - 235	95	95
	IO_03	IO_04	2200	276,2	300 - 335	150	185
	IO_04	IO_11	2200	414,4	430 - 485	300	400
IO_11	SEUOFF 220/66 KV	1450	552,5	600 - 660	630	800	
CIRCUITO D	TRATTA		LUNGHEZZA [m]	CORRENTE MASSIMA ASSOCIATA ALLA TRATTA [A]	PORTATA DI CORRENTE NOMINALE DEL CAVO PER S_{MIN} E S_{OPT} [A]	S_{MIN} [mm ²]	S_{OPT} [mm ²]
	DA	A					
	IO_17	IO_24	2200	138,1	235 - 235	95	95
	IO_24	IO_25	2200	276,2	300 - 335	150	185
	IO_25	IO_18	2200	414,4	430 - 485	300	400
IO_18	SEUOFF 220/66 KV	1450	552,5	600 - 660	630	800	

	TRATTA		LUNGHEZZA [m]	CORRENTE MASSIMA ASSOCIATA ALLA TRATTA [A]	PORTATA DI CORRENTE NOMINALE DEL CAVO PER S_{MIN} E S_{OPT} [A]	S_{MIN} [mm ²]	S_{OPT} [mm ²]
	DA	A					
CIRCUITO E	IO_14	IO_07	2200	138,1	235 - 235	95	95
	IO_07	IO_06	2200	276,2	300 - 335	150	185
	IO_06	IO_13	2200	414,4	430 - 485	300	400
	IO_13	SEUOFF 220/66 KV	3300	552,5	600 - 660	630	800
CIRCUITO F	TRATTA		LUNGHEZZA [m]	CORRENTE MASSIMA ASSOCIATA ALLA TRATTA [A]	PORTATA DI CORRENTE NOMINALE DEL CAVO PER S_{MIN} E S_{OPT} [A]	S_{MIN} [mm ²]	S_{OPT} [mm ²]
	DA	A					
	IO_21	IO_28	2200	138,1	235 - 235	95	95
	IO_28	IO_27	2200	276,2	300 - 335	150	185
	IO_27	IO_20	2200	414,4	430 - 485	300	400
IO_20	SEUOFF 220/66 KV	3300	552,5	600 - 660	630	800	
CIRCUITO G	TRATTA		LUNGHEZZA [m]	CORRENTE MASSIMA ASSOCIATA ALLA TRATTA [A]	PORTATA DI CORRENTE NOMINALE DEL CAVO PER S_{MIN} E S_{OPT} [A]	S_{MIN} [mm ²]	S_{OPT} [mm ²]
	DA	A					
	IO_05	IO_12	2200	138,1	235 - 235	95	95
	IO_12	IO_19	4600	276,2	300 - 335	150	185
	IO_26	IO_19	2200	138,1	235 - 235	95	95
IO_19	SEUOFF 220/66 KV	2300	552,5	600 - 660	630	800	

Tabella 4.3.1: Scelta delle sezioni minime e ottimali dei cavi a 66 kV per le tratte di collegamento

5. STAZIONE ELETTRICA UTENTE OFFSHORE 220/66 KV

La Stazione Elettrica Utente OFFshore è ubicata in posizione baricentrica rispetto alle posizioni degli aerogeneratori ed occupa un'area contenente le apparecchiature di circa 100 m x 50 m.

La fondazione è di tipo galleggiante e l'altezza ipotizzata in questa fase è di circa 45 m.

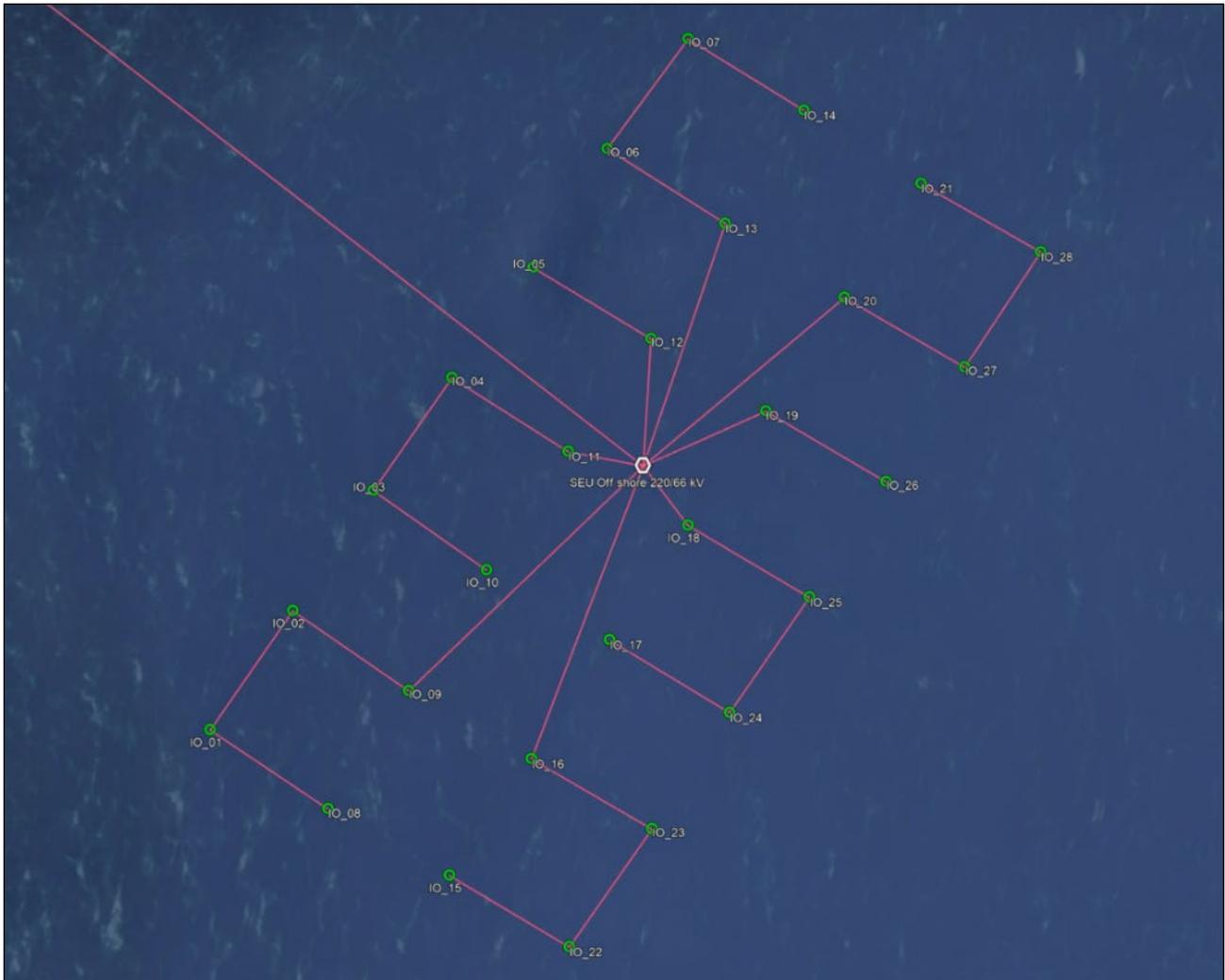


Tabella 5.1: Layout d'impianto con la SEUOFF 220/66 kV su immagine satellitare

La struttura contiene le apparecchiature elettriche, lo stallo a 220 kV, gli edifici per l'alimentazione dei servizi ausiliari e i locali contenenti i sistemi di controllo, comando e protezione.

In particolare, nella SEUOFF 220/66 kV sono contenuti 2 trasformatori di potenza necessari ad innalzare la tensione da 66 kV a 220 kV di taglia non inferiore a 270 MVA.

La tabella seguente riporta le principali caratteristiche dei 2 trasformatori di potenza.

Trasformatore	Taglia [MVA]	V _{CC} %	V _{n1} [kV]	V _{n2} [kV]	Gruppo vettoriale	Raffreddamento
Transformer 1	270	13.6	220 ± 12*1,25 %	66	YNd11	ONAN
Transformer 2	270	13.6	220 ± 12*1,25 %	66	YNd11	ONAN

Tabella 5.1: Specifiche tecniche dei 2 trasformatori di potenza

Tra le apparecchiature previste sono presenti sistemi di antiincendio, di sicurezza e di ventilazione.

Inoltre, è altresì previsto un sistema di comunicazione, in grado di assicurare la comunicazione con l'esterno, e alloggi temporanei e relativi servizi per il personale tecnico, il cui intervento è necessario in caso di emergenza, eventuali guasti e manutenzione.

La scelta della taglia e delle altre specifiche tecniche dei 2 trasformatori di potenza nonché delle

caratteristiche delle varie apparecchiature potrà subire modifiche nelle fasi successive di progetto, durante le quali si valuterà la possibilità di ridurre per esempio la taglia dei trasformatori sulla base di una ridefinizione della potenza nominale.

Le apparecchiature di interruzione e di sezionamento e le sbarre sono realizzati secondo la tecnologia blindata in modo che all'interno della struttura che li contiene possa essere immesso gas isolante in SF₆, scelta che permette la riduzione dell'ingombro rispetto al caso onshore.

6. CAVI A 220 KV PER IL COLLEGAMENTO A TERRA E RELATIVA POSA

Il collegamento tra la SEUOFF 220/66 kV e la terra è realizzato mediante cavi unipolari o tripolari armati aventi conduttore in alluminio o rame in quanto idonei al collegamento elettrico offshore.

All'interno dell'armatura del conduttore è altresì prevista la fibra ottica monomodale in una struttura tubolare.

In fase preliminare sono stati considerati 2 cavi tripolari sottomarini a 66 kV in XLPE con conduttore in rame e isolamento in EPR avente sezione di 1200 mm² e lunghezza di circa 27 km.

La soluzione di posa prevista preliminarmente è quella del "cavo dinamico" secondo la quale il cavo arriva sul fondale marino e l'approccio allo stesso avviene gradualmente secondo un percorso curvo ottenuto grazie all'ausilio di boe di sostegno, come mostrato in figura.

In tal caso sono ridotti gli sforzi di natura meccanica a cui il cavo verrebbe altrimenti e sottoposto ed è assicurata una maggiore.

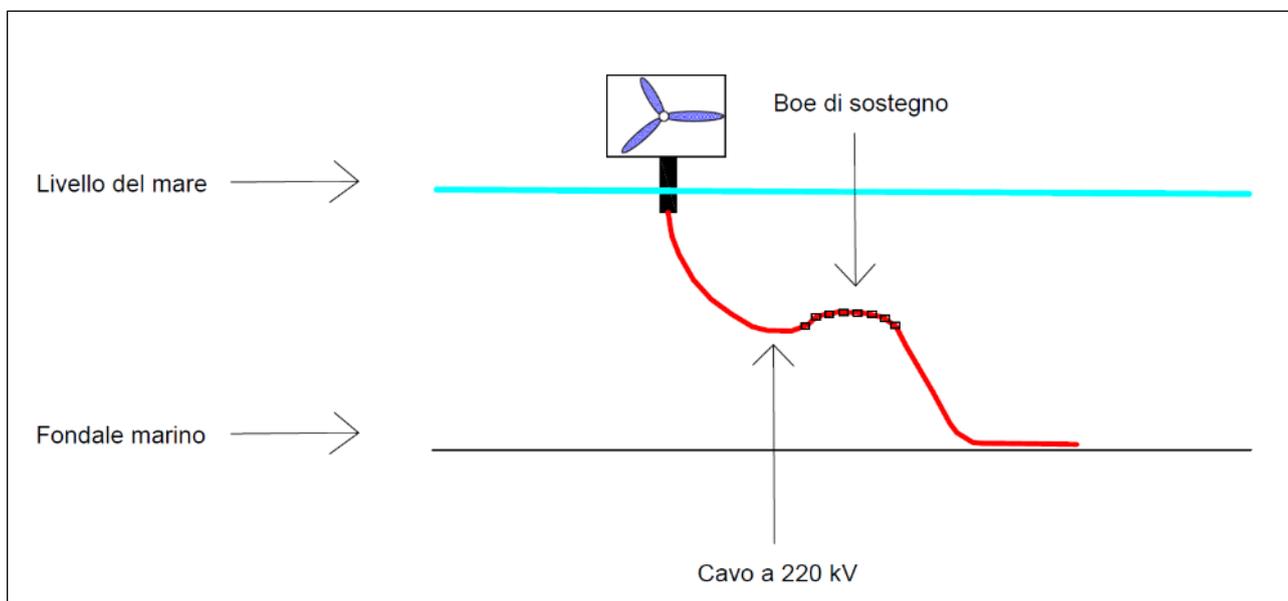


Figura 6.1: Modalità di posa "cavo dinamico" dei cavi a 220 kV

Al fine di assicurare la protezione dei cavi sottomarini dalle ancore e da strumenti adoperati per la pesca è possibile prevedere una serie di soluzioni che dipendono dalla natura del fondale, del terreno sottostante e da eventuali azioni idrodinamiche di forte intensità.

Successivamente a sopralluoghi che conducono ad uno studio del sito di interesse, sarà indicata, nelle fasi

successive del progetto, la scelta della soluzione di protezione da adoperare.

Ad oggi esiste la possibilità, nel caso in cui la parte sottostante del fondale presentasse particolari problematiche e il fondale non presentasse particolari criticità, di adagiare il cavo marino sul fondale assicurandone la protezione con materassi prefabbricati in cemento o calcestruzzo.

D'altra parte, nel caso in cui la parte sottostante al fondale non presentasse criticità e il fondale presentasse problematiche dovute ad irregolarità o parti taglienti, sarebbe possibile realizzare la posa del cavo in scavo ("co-trenching"), adoperando aratri a gatto, oppure utilizzare gusci di ghisa atti a contenere il cavo stesso.

7. APPROCCIO ALLA COSTA, BUCA GIUNTI E STAZIONE DI SEZIONAMENTO

La posa della parte terminale del cavo marino a 220 kV può essere realizzata mediante una tecnica di perforazione controllata in modo da facilitare l'approccio alla Buca Giunti.

Una possibile soluzione da poter operare consiste nel praticare la Trivellazione Orizzontale Controllata (TOC) per circa 800 m, di cui circa 500 m sono relativi alla parte terminale del percorso in acqua e circa 300 m riguardano la parte di percorso su terraferma di arrivo alla Buca Giunti.

In questa fase non è possibile prevedere il diametro della perforazione, necessario al contenimento dei 2 cavi a 220 kV e all'adeguata areazione dei cavi stessi, in quanto il relativo calcolo può essere effettuato solo in condizioni di esercizio dell'impianto.

Successivamente alla parte di percorso in TOC, i 2 cavi marini sono immessi nella Buca Giunti, ovvero una struttura interrata, presente all'interno dell'area della Stazione di Sezionamento, necessaria a realizzare la giunzione cavi marini – cavi terrestri.

Per tale struttura e in questa fase si può prevedere una lunghezza di circa 20 m e, considerata indicativamente una distanza tra gli assi centrali dei 2 cavi di 3 m, una larghezza totale di 6 m, fermo restando che calcoli più approfonditi per la valutazione delle dimensioni della Buca Giunti dipenderanno da successivi studi sui campi elettromagnetici generati dai cavi in questione e studi relativi alle interazioni di natura termica tra i cavi stessi.

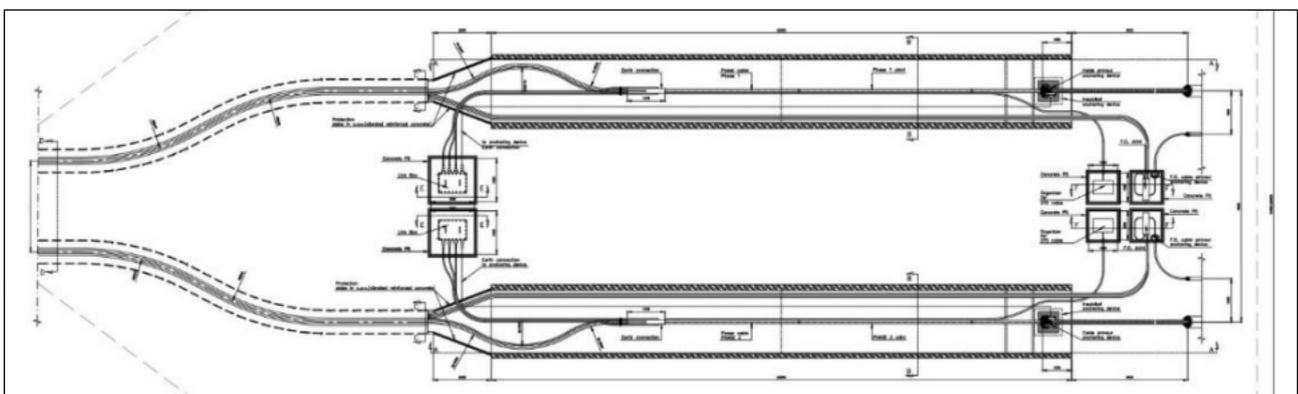


Figura 7.1: Tipologico della Buca Giunti

La Buca Giunti è localizzata all'interno di un'area, il cui ingombro è indicativamente indicato nella figura seguente, contenente la Stazione di Sezionamento.

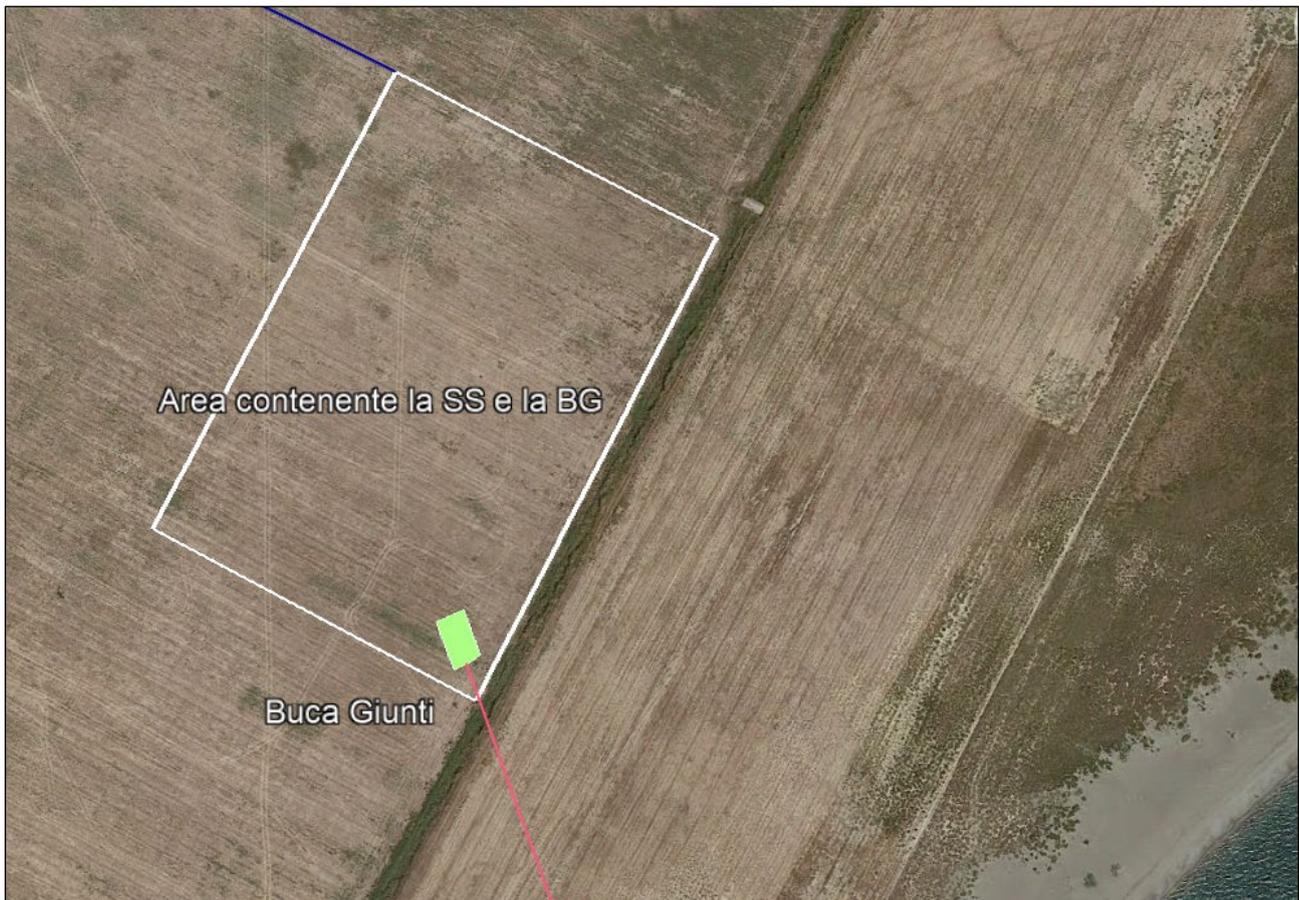


Figura 7.2: Area contenente la Stazione di Sezionamento e la Buca Giunti su immagine satellitare

La Stazione di Sezionamento svolge un compito importante essendo posizionata in una posizione intermedia rispetto alle Stazioni Elettriche Utente OFFshore e Onshore e contiene apparecchiature di sezionamento necessarie a sezionare un cavo in un punto tra la SS stessa e SEUOFF oppure SEUON nell'eventualità in cui risultasse necessario svolgere un'attività di manutenzione del cavo stesso.

All'interno della struttura, di dimensioni di circa 15 m x 10 m, sono contenute apparecchiature necessarie al comando e al controllo, che offrono una ulteriore soluzione di comando e controllo rispetto alla 2 stazioni utente.

8. CAVI TERRESTRE A 220 KV E RELATIVA POSA

Il collegamento tra la Buca Giunti, nel Comune di Rotondella, e la Stazione Elettrica Utente ONshore a 380/220 kV, nel Comune di Sant'Arcangelo, è realizzato tramite una linea interrata a 220 kV di lunghezza di circa 60 km ed è composta da 2 terne di cavi unipolari, di sezione di 1200 mm², in accordo con le normative vigenti, con conduttore in rame e guaina esterna in PVC.

Le 2 terne di cavi sono disposte in 2 diverse trincee distanti tra loro almeno 3 m in modo da permettere eventuali operazioni di manutenzione su un collegamento mantenendo l'altro in servizio elettrico.

I cavi a 220 kV sono installati secondo una posa a trifoglio a 1,60 m dal piano del suolo e su un letto di sabbia di 0,1 m, sono ricoperti da uno strato di sabbia di 0,4 m al di sopra del quale una lastra protettiva in cemento ne assicura la protezione meccanica.

A 0,7 m dal piano del suolo un nastro monitore ha lo scopo di segnalare la presenza dei cavi al fine di evitarne eventuali danneggiamenti seguenti ad eventuali scavi da parte di terzi.

La terna di cavi in AT è distante sul piano orizzontale almeno 0,3 m dal cavo in fibra ottica e nel letto di sabbia è previsto anche un cavo unipolare di protezione.

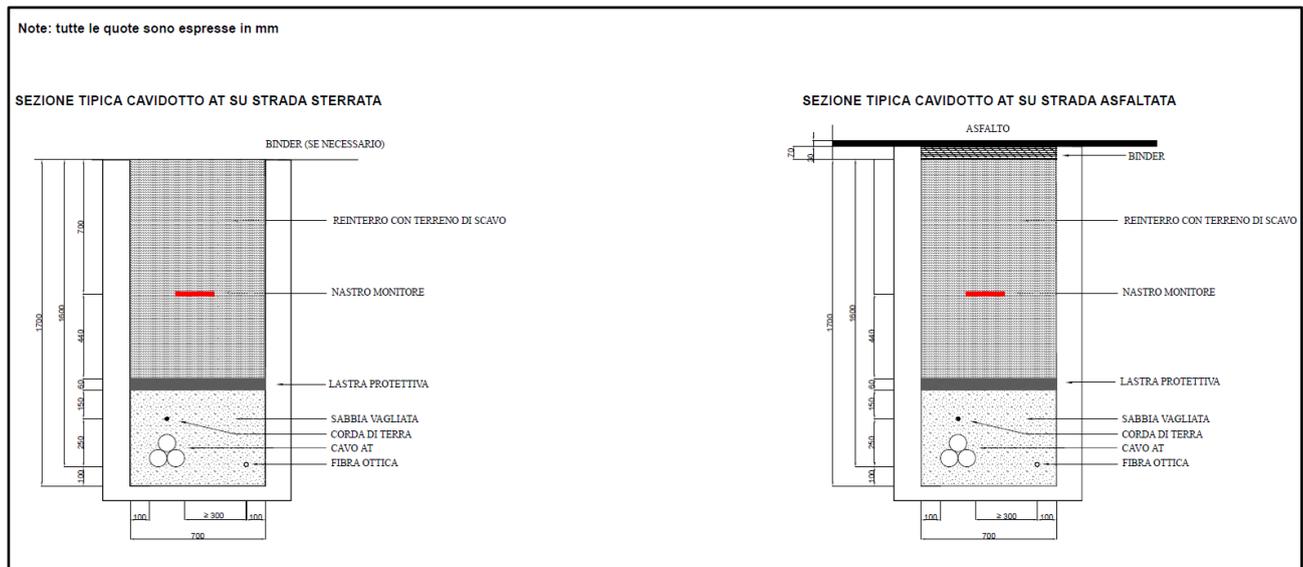


Figura 8.1: Sezione tipica del cavidotto AT di connessione tra la Buca Giunti e la Stazione Elettrica Utente ONshore 380/220 kV su strada sterrata e asfaltata

La scelta della sezione dei cavi presi in considerazione è stata effettuata in modo che la corrente di impiego I_b risulti inferiore alla portata effettiva del cavo stesso e tenendo presente le condizioni di posa adottate.

La scelta dei particolari cavi AT e delle relative condizioni di posa potranno comunque subire modifiche in fase di progettazione esecutiva a seconda delle condizioni operative riscontrate.

9. STAZIONE ELETTRICA UTENTE ONSHORE 380/220 KV

La Stazione Elettrica Utente ONshore è localizzata nel Comune di Sant'Arcangelo ed occupa un'area avente estensione di circa 110 m x 110 m.



Tabella 9.1: Area contenente la sottostazione SEUON 380/220 kV su immagine satellitare

La struttura contiene le apparecchiature elettriche, lo stallo a 380 kV, gli edifici per l'alimentazione dei servizi ausiliari e i locali continenti i sistemi di controllo, comando e protezione.

Il controllo avviene tramite il sistema SCADA necessario a raccogliere e registrare dati relativi alle varie attività dell'intero impianto.

Inoltre, nella SEUON 380/220 kV è previsto un sistema in grado di realizzare la compensazione della potenza reattiva nel rispetto di quanto previsto dal Codice di Rete.

In particolare, nella SEUON 380/220 kV è contenuto un trasformatore di potenza necessario ad innalzare la tensione da 220 kV a 380 kV di taglia non inferiore a 520 MVA.

La tabella seguente riporta le principali caratteristiche del trasformatore di potenza.

Trasformatore	Taglia [MVA]	V _{CC} %	V _{n1} [kV]	V _{n2} [kV]	V _{n3} [kV]	Gruppo vettoriale	Raffreddamento
Transformer 1	520	14	380 ± 12*1,25 %	220	34,5	YNd11	ONAN

Tabella 5.1: Specifiche tecniche del trasformatore di potenza

Tra le apparecchiature previste sono presenti sistemi di antiincendio, di sicurezza e di ventilazione.

Inoltre, è altresì previsto un sistema di comunicazione, in grado di assicurare la comunicazione con l'esterno, e alloggi temporanei e relativi servizi per il personale tecnico, il cui intervento è necessario in caso di emergenza, eventuali guasti e manutenzione.

La scelta della taglia e delle altre specifiche tecniche del trasformatore di potenza nonché delle caratteristiche delle varie apparecchiature potrà subire modifiche nelle fasi successive di progetto, durante le quali si valuterà la possibilità di ridurre per esempio la taglia del trasformatore sulla base di una ridefinizione della potenza nominale.

10. CAVO TERRESTRE A 380 KV E RELATIVA POSA

Il collegamento tra la Stazione Elettrica Utente ONshore a 380/220 kV, nel Comune di Sant'Arcangelo, e lo stallo a 380 kV del futuro ampliamento della Stazione Elettrica (SE) della RTN 380/150 kV denominata "Aliano", nel Comune di Aliano, è realizzato tramite una linea interrata a 380 kV di lunghezza di circa 10,7 km ed è composta da 1 terna di cavi, di sezione di 2000 mm², in accordo con le normative vigenti, con conduttore in rame e guaina esterna di materiale PVC.

I cavi a 380 kV sono installati a 1,60 m dal piano del suolo e su un letto di sabbia di 0,1 m, sono ricoperti da uno strato di sabbia di 0,4 m al di sopra del quale una lastra protettiva in cemento ne assicura la protezione meccanica.

A 0,7 m dal piano del suolo un nastro monitore ha lo scopo di segnalare la presenza dei cavi al fine di evitarne eventuali danneggiamenti seguenti ad eventuali scavi da parte di terzi.

La terna di cavi in AT è distante sul piano orizzontale almeno 0,3 m dal cavo in fibra ottica e nel letto di sabbia è previsto anche un cavo unipolare di protezione.

La scelta della sezione dei cavi presi in considerazione è stata effettuata in modo che la corrente di impiego I_b risulti inferiore alla portata effettiva del cavo stesso e tenendo presente le condizioni di posa adottate.

La scelta dei particolari cavi AT e delle relative condizioni di posa potranno comunque subire modifiche in fase di progettazione esecutiva a seconda delle condizioni operative riscontrate.

11. STALLO DELLA STAZIONE RTN TERNA ALIANO

La SEUON 380/220 kV è collegata alla Stazione Elettrica (SE) della RTN 380/150 kV denominata "Aliano" all'interno della quale è previsto (in base al piano di sviluppo Terna) un ampliamento atto a contenere lo stallo di connessione (STMG C.P. 202102669).

Nella figura seguente è riportata un tipico di planimetria elettromeccanica di uno stallo a 380 kV e il relativo profilo.

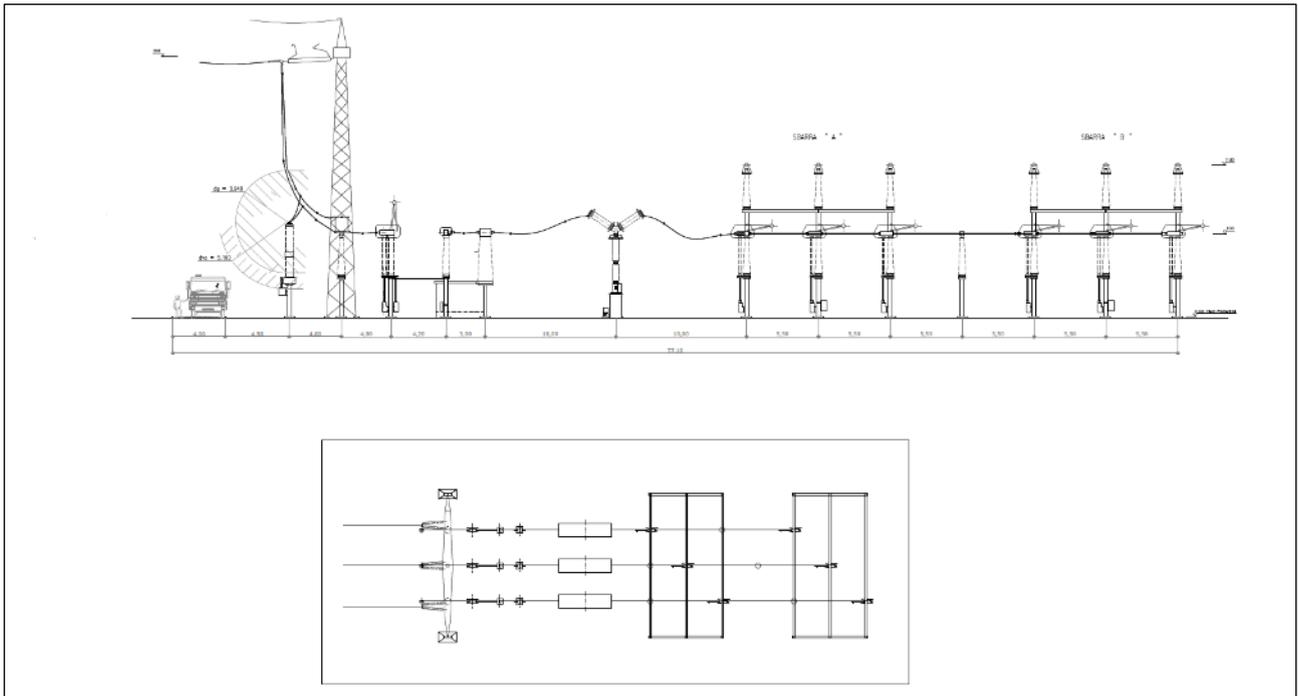


Figura 11.1: Tipico della planimetria elettromeccanica e profilo dello stallo a 380 kV