



Atis Floating Wind S.r.l.

Progetto Parco Eolico Offshore - Atis

Relazione Elettrica

Doc. No. ATI-RIN-TEC-GEN-RPT-0002-R00 - Luglio 2023

Rev.	Descrizione	Preparato da	Controllato da	Approvato da	Data
00	Prima Emissione	M.Molinaroli	R.Pennino	R.Zaccone	19/07/2023

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.

Tutti i diritti, traduzione inclusa, sono riservati. Nessuna parte di questo documento può essere divulgata a terzi, per scopi diversi da quelli originali, senza il permesso scritto di RINA Consulting S.p.A.

INDICE

	Pag.
LISTA DELLE TABELLE	2
LISTA DELLE FIGURE	2
ABBREVIAZIONI E ACRONIMI	3
1 PREMESSA	4
2 DESCRIZIONE DEL PROGETTO	5
2.1 GENERALITÀ	5
2.2 INQUADRAMENTO ELETTRICO	6
2.3 POSIZIONAMENTO DELLE TURBINE	9
2.4 DATI AMBIENTALI	13
3 DESCRIZIONE DEL MODELLO DI CALCOLO PER DIMENSIONAMENTO PRELIMINARE	14
4 DESCRIZIONE DELLE OPERE ELETTRICHE	15
4.1 AEROGENERATORI	15
4.1.1 Sistema elettrico generatore-convertitore	15
4.1.2 Configurazione generale	16
4.1.3 Calcolo preliminare delle correnti	16
4.1.4 Sistemi di protezione	18
4.1.5 Collaudi, montaggi e documentazione	19
4.1.6 Segnalazione aerea e marittima	20
4.2 CAVI ELETTRICI MARINI DI COLLEGAMENTO	21
4.2.1 Configurazione di posa del cavo marino di trasmissione verso terra	22
4.2.2 Lista delle connessioni elettriche	23
4.2.3 Caratteristiche dei cavi marini	26
4.2.4 Protezione dei cavi sottomarini	27
4.2.5 Installazione del cavo sottomarino	29
4.3 SOTTOSTAZIONI ELETTRICHE GALLEGGIANTI	31
4.4 LINEA DI CONNESSIONE A 220 KV	32
4.5 STAZIONE UTENTE	33
5 COMPENSAZIONE DELLA POTENZA REATTIVA	35
5.1 SOLUZIONE PER RIDURRE LA POTENZA REATTIVA	35
5.2 SOLUZIONE TECNICA	35
5.2.1 Considerazione preliminari	35
6 CAMPI ELETTROMAGNETICI GENERATI DAI CAVI	36
REFERENZE	37
NORME E LEGGI DI RIFERIMENTO	38
ALLEGATI	39

LISTA DELLE TABELLE

	Pag.
Tabella 2-1: Coordinate WTG Atis Sezione 1	9
Tabella 2-2: Coordinate WTG Atis Sezione 2	10
Tabella 3-1: Caratteristiche elettriche cavi marini e terrestri	14
Tabella 4-1: Corrente preliimnare in uscita da ogni sezione del campo	17
Tabella 4-2: Lista delle connessioni elettriche marine	23
Tabella 4-3: Dettaglio coordinate OSS	31
Tabella 4-4: Specifiche preliminari trasformatori OSS	31
Tabella 4-5: Specifiche preliminari trasformatori Stazione Utente	33

LISTA DELLE FIGURE

	Pag.
Figura 1-1: Site Overview	4
Figura 2-1: Profilo batimetrico [Fonte: https://portal.emodnet-bathymetry.eu]	5
Figura 2-2: Schema delle linee in AT/AAT dell'area di progetto	6
Figura 2-3: Vista delle posizioni dei singoli aerogeneratori	12
Figura 4-1: Schema del sistema elettrico generatore-convertitore	16
Figura 4-2: Schema configurazione generale stringa da 4 WTG	16
Figura 4-3: Collegamenti in stringa degli aerogeneratori	21
Figura 4-4: Vista del tracciato preliminare del cavidotto marino	21
Figura 4-5: Conversione dei cavi marini in approccio alla costa	22
Figura 4-6: Tipico buca giunti con 4 terne AAT	23
Figura 4-7: Esempio di cavo tripolare marino a 66 kV	26
Figura 4-8: Cablaggio sottomarino	27
Figura 4-9: Standard di cablaggio sottomarino	27
Figura 4-10: Esempio di protezione de un cavo sottomarino con cubicoli	28
Figura 4-11: Dettaglio del metodo di stesura con co-trenching	29
Figura 4-12: Esempio di metodo di posta con gusci di protezione	29
Figura 4-13: Nave posa cavo Leonardo Da Vinci (Fonte: Prysmian Group/Fincantier)	30
Figura 4-14: Configurazione di posa dei cavi terrestri	32
Figura 4-15: Percorso preliminare cavidotto a 220 kV	32
Figura 4-16: Vista in pianta della Stazione Elettrica di Utente	34

ABBREVIAZIONI E ACRONIMI

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

1 PREMESSA

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

Il progetto "Atis" sarà costituito da un parco eolico di No. 48 turbine da circa 18 MW ciascuna, per una capacità complessiva pari a 864 MW, localizzato nel Mar Tirreno ad una distanza di circa 17 km dall'Isola di Gorgona e di oltre 50 km dalla costa toscana.

L'energia prodotta dal parco eolico sarà trasportata per mezzo di cavidotti sottomarini per i quali è previsto l'approdo a sud del Comune di Rosignano Marittimo (LI). Per la connessione al punto di consegna Terna si prevede la realizzazione di un cavidotto terrestre interrato (di lunghezza pari a circa 5 km) e di una sottostazione utente in prossimità del punto di consegna. La connessione dell'impianto è ipotizzata presso la Stazione Elettrica Roselectra 380 kV.

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

L'area dove è localizzato il parco eolico ha una profondità del fondale compresa indicativamente tra 300 e 600 m di profondità.

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

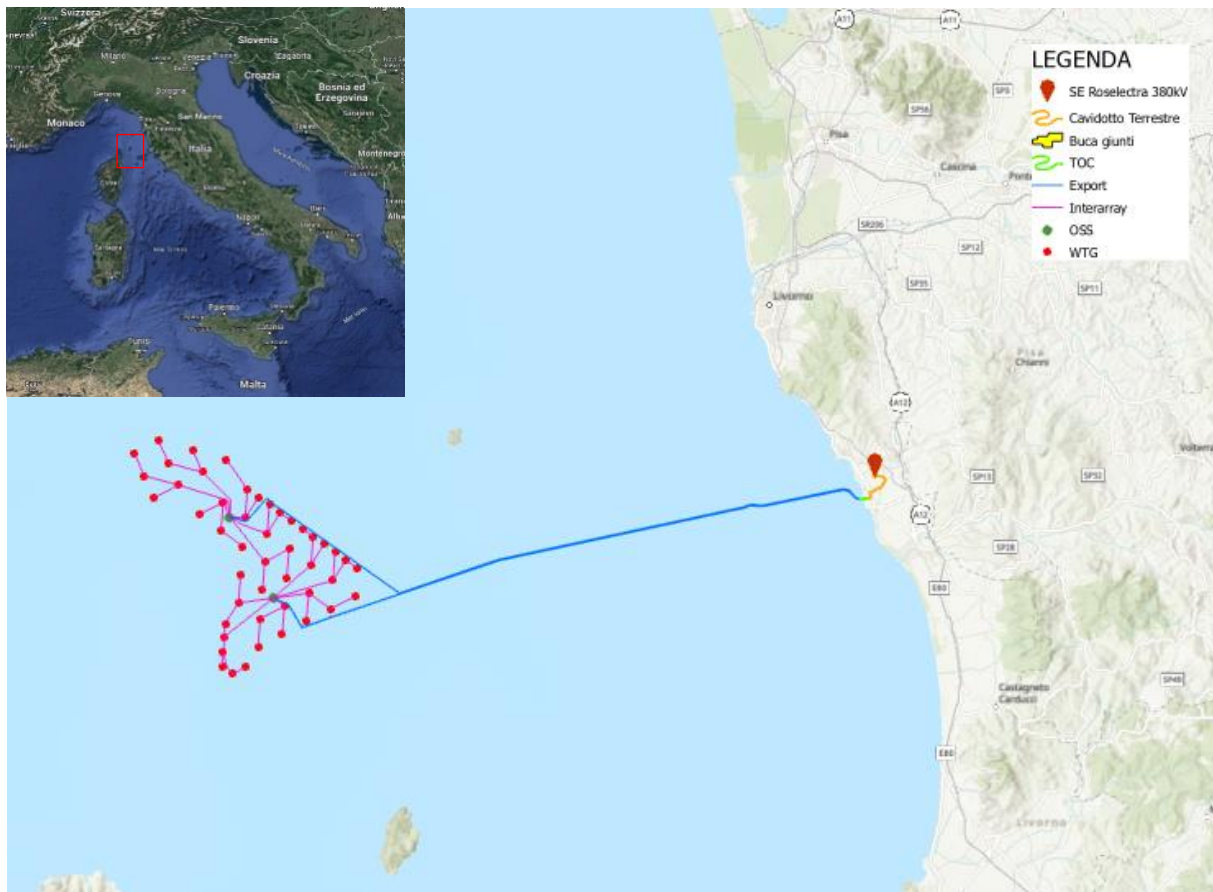


Figura 1-1: Site Overview

2 DESCRIZIONE DEL PROGETTO

2.1 GENERALITÀ

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

- ✓ Sezione 1, composto da 6 stringhe (A1, B1, C1, D1, E1, F1), ognuna composta da 4 turbine;
- ✓ Sezione 2, composta da 6 stringhe (A2, B2, C2, D2, E2, F2) ognuna composta da 4 turbine.

L'area di interesse si trova nella costa tirrenica italiana di fronte alla Toscana all'altezza della città di Livorno, nello specifico le opere offshore sono posizionate attorno alle coordinate:

- ✓ Latitudine 43.3249622 °N
- ✓ Longitudine 9.6198825 °E.

Si tratta di un'area relativamente a basse profondità, con una distanza media tra la costa e l'isobata di 200 m compresa tra 25 e 40 km.

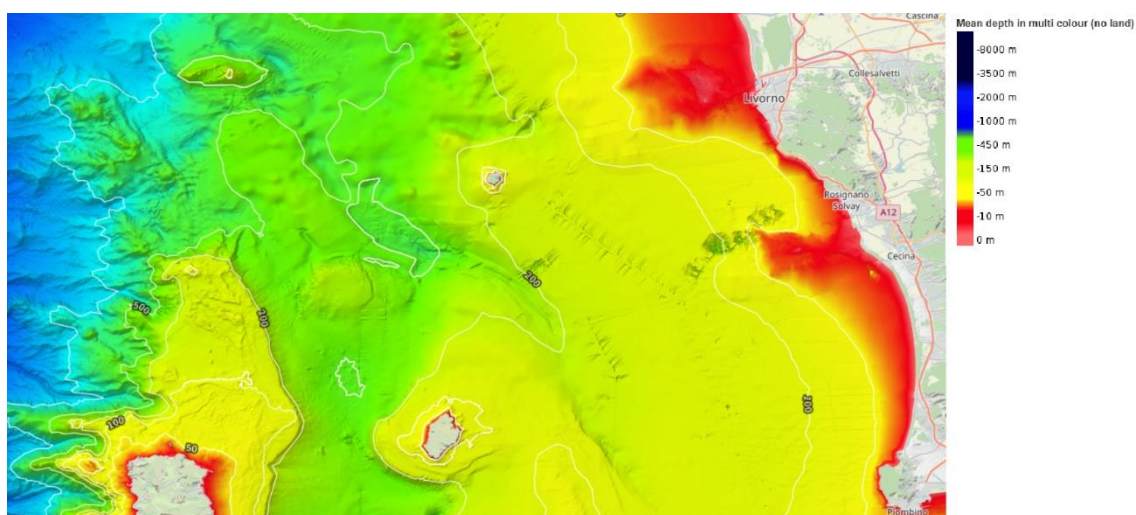


Figura 2-1: Profilo batimetrico [Fonte: <https://portal.emodnet-bathymetry.eu>]

2.2 INQUADRAMENTO ELETTRICO

TERNA possiede oltre 3500 km di linee elettriche nella regione Toscana, per un totale di circa 230 elettrodotti a 150, 220 e 380 kV.

Nello specifico la rete di trasmissione elettrica nei pressi di Rosignano Marittimo (LI) dove è stato previsto il punto di approdo dei cavidotti marini, come mostrato in Figura 2-2, presenta una forte magliatura della rete a 132 kV (linee arancioni) e diversi nodi a 380 kV nell'arco di 50 km (linee viola).

Data la dimensione del progetto Atis si prevede la connessione a 380 kV. Il possibile punto di connessione più vicino all'area di approdo dei cavidotti marini è la Stazione Elettrica Roselectra, il quale è riportato come possibile soluzione per la connessione alla RTN nella presente relazione.

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

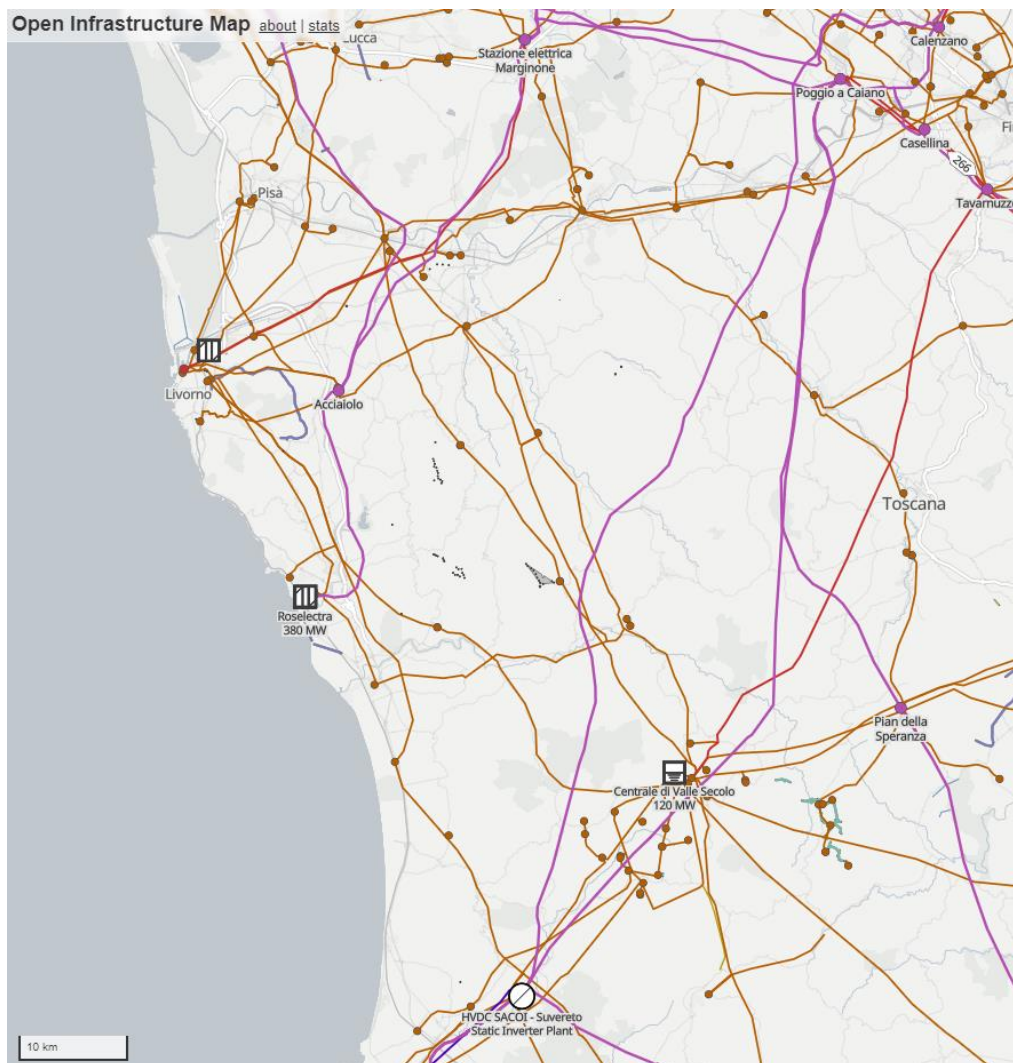


Figura 2-2: Schema delle linee in AT/AAT dell'area di progetto

Per il raggiungimento degli obiettivi europei 2030, la solidità del sistema elettrico è di primaria necessità nella decarbonizzazione del sistema energetico, così da poter accogliere maggiormente la crescente richiesta di produzione di energia da fonti rinnovabili.

TERNA, come riportato anche nel proprio “Piano di Sviluppo 2023”, dato il contesto energetico dettato dalle politiche energetiche nazionali ed europee, come Green Deal e Fit for 55, con l’obiettivo di gestire in sicurezza l’elevata generazione FER ha presentato diversi progetti per il rinforzo della RTN con l’obiettivo di aumentare la capacità di scambio intrazonale.

Tra i diversi progetti presentati nel piano di sviluppo di TERNA i due che avranno un impatto più elevato nella zona d’interesse del progetto Atis sono:

- Identificativo PDS 355-N/HG-1 “HVDC Milano-Montalto”. L’intervento di sviluppo si propone di realizzare un collegamento HVDC a 500kV tra la zona di mercato Centro Sud e la zona di mercato Nord, in particolare tra le regioni Lazio e Lombardia. Il collegamento è caratterizzato da un tratto in cavi marini in partenza dal nodo di Montalto con arrivo nei pressi di Avenza, dove si prevede una transizione aereo-cavo in CC. Il collegamento diretto HVDC CS-N consentirà di ottenere un transito di 2000 MW direttamente dalla zona di mercato Centro Sud verso la zona di mercato Nord e sarà in grado di fornire una dorsale parallela all’attuale RTN sfruttando maggiormente gli elettrodotti di sezione tra il Centro Sud ed il Nord. Infine, sono previsti opportuni adeguamenti in stazione per accogliere la sezione in corrente continua e azioni capital light su elettrodotti esistenti con l’installazione di conduttori ad alta temperatura sulla direttrice 380kV da Calenzano a Caiano e sulla direttrice 380 kV S.Rocco Po -Maleo-Cremona, per garantire il transito in sicurezza tra Centro Sud e Centro Nord e gestire i flussi elevati in arrivo nell’area del milanese, anche in condizioni di rete non integra.
- Identificativo PDS 356-N/HG-2 “Central Link”. Al fine di ottimizzare lo sfruttamento delle dorsali 380 kV lungo le coste, è stata valutata la possibilità di incrementare la capacità di trasporto della dorsale 220kV tra i nodi di Villavalle, Pietrafitta, Arezzo C e S. Barbara. L’ammodernamento della direttrice consiste nella ricostruzione degli elettrodotti sul medesimo tracciato o in adiacenza, con l’impiego dei nuovi sostegni denominati “5 F”. Tale tecnologia, grazie alle caratteristiche geometriche studiate dei nuovi sostegni, permette di trasportare ingenti quantità di energia minimizzando l’impatto dovuto ai campi elettromagnetici, che risulteranno ridotti rispetto a quelli generati dagli attuali elettrodotti. Inoltre, è previsto l’adeguamento dell’alimentazione della città di Arezzo, in particolare dell’unico nodo di trasformazione afferente alla SE Arezzo C. Infatti, attualmente Arezzo C è connesso alla rete 220kV dell’area tramite una doppia terna che si dirama in due singole terne verso S.Barbara e Pietrafitta. Nello specifico, nell’area sarà realizzata una stazione 220 kV di smistamento al fine di evitare la realizzazione di nuovi elettrodotti aerei ed in modo da gestire al meglio l’intera dorsale 220 kV. Infine, saranno installati dispositivi di compensazione reattiva e di macchine per la gestione dei flussi di potenza (ATR, Phase Shifting Transformer), in grado di ottimizzare la gestione dei transiti di energia lungo la dorsale 220kV.

In aggiunta ai nuovi progetti presenti del “Piano di Sviluppo 2023”; TERNA riporta nell’allegato “Avanzamento Piani di Sviluppo Precedenti, Avanzamento Nord-est” i seguenti progetti che avranno un impatto nell’area di interesse del progetto Atis:

- Identificativo PDS 306-P “Riassetto rete 380 e 132 kV area di Lucca”: Per migliorare la qualità del servizio e i profili di tensione sulla rete dell’area compresa tra le province di Pisa e Lucca, sarà realizzata una nuova stazione di trasformazione 380/132 kV nei pressi della CP Filettole. La nuova stazione RTN, attrezzata con due ATR 380/132 kV, sarà raccordata in entrata – uscita all’elettrodotto 380 kV La Spezia – Acciaiole e alle attuali linee 132 kV Filettole CP – Viareggio, Filettole CP – Pisa P tra Mare e Filettole CP – Montuolo all. - Lucca Ronco, sulle quali sono previsti interventi di rimozione delle limitazioni. Sarà studiata, inoltre, la possibilità di sfruttare le direttrici Massa FS – Cascina FS e Viareggio FS – Cascina FS. Oltre a migliorare la qualità del servizio nell’area in questione, gli interventi previsti consentiranno di:
 - o ridurre gli impegni della rete a 132 kV che dalle stazioni di trasformazione di Marginone, Acciaiole ed Avenza alimenta l’area di Lucca e Pisa;
 - o ridurre l’elevato impegno delle trasformazioni di Marginone, Acciaiole ed Avenza;
 - o garantire la copertura del fabbisogno anche a fronte della crescita del carico ed in relazione all’evoluzione del sistema elettrico e della mutata
 - o disponibilità di generazione nell’area compresa tra le Province di Massa, Livorno, Lucca e Firenze;
 - o evitare consistenti interventi di potenziamento della rete in AT compresa tra le due province toscane;
 - o ottenere un nuovo collegamento CP Viareggio - SE Viareggio RT

- Identificativo PDS 308-P "Riassetto rete area Livorno". La rete nell'area di Livorno potrebbe presentare un aumento delle criticità di esercizio in termini di copertura in sicurezza del fabbisogno e di continuità del servizio, dovuto alle mutate condizioni di immissione di potenza da impianti convenzionali. Nell'ottica di preservare la sicurezza di esercizio locale e adeguare il livello di qualità del servizio agli standard attuali, l'intervento di sviluppo consta di due fasi. Prioritariamente è stato installato, in luogo della precedente macchina 220/132 kV, un ATR 380/132 kV presso la stazione Marginone per alimentare, mediante la linea 220 kV "Marginone – Livorno" declassata, la stazione 220/132 kV di Livorno Marzocco. Successivamente, al fine di realizzare migliori e adeguati livelli di sicurezza e continuità del servizio sulla porzione di rete in argomento, si prevede la realizzazione di una nuova stazione di smistamento 132 kV in area Collesalveti raccordata agli elettrodotti 220 kV "Livorno Marzocco – Marginone" (declassato), 132 kV "Guasticce – Cascina", 132 kV "Guasticce – Pisa P.M." e 132 kV "Guasticce – Acciaiole". Presso la nuova stazione è prevista l'installazione di una batteria di condensatori da 54 MVA. Il progetto della suddetta nuova stazione possibilmente dovrà prevedere gli spazi per un eventuale futuro ampliamento dell'impianto, funzionale a rendere possibile l'utilizzo di trasformazioni. In tale contesto, presso gli impianti di Livorno FS, Livorno Lodolo e Livorno Est saranno effettuati i necessari raccordi alla rete AT per alimentare l'impianto Livorno Est dalla stazione 380/132 kV Acciaiole, nella quale sarà installato il terzo ATR 380/132 kV che richiederà contestualmente la riconfigurazione della stazione con la realizzazione di un secondo sistema di sbarre che possa garantire un miglioramento della qualità del servizio e l'esercizio secondo standard della nuova macchina. Inoltre, presso l'impianto di Livorno Est e di Livorno Lodolo, sarà necessario realizzare (a cura del distributore locale) alcuni lavori di adattamento al futuro assetto di rete. Sono inoltre previste attività di rimozione limitazioni dell'elettrodotto 132 kV Larderello-Saline. Con il completamento delle attività, si potrà procedere alla dismissione della stazione 132 kV di Livorno Marzocco, giunta al termine della vita utile, e al riassetto delle linee a 132 kV ad essa afferenti in modo da renderle pienamente utilizzabili per l'alimentazione del carico locale attraverso la nuova stazione di trasformazione prevista. Infine, in aggiunta alle suddette attività, sono state rimosse le limitazioni presenti sulla linea 132 kV "Guasticce-Cascina".

2.3 POSIZIONAMENTO DELLE TURBINE

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

Tabella 2-1: Coordinate WTG Atis Sezione 1

Atis – Sezione 1 N. Stringa / N. Turbina	Coordinate	
	Latitudine (° N)	Longitudine (° E)
STR_A1		
A1.1	43° 18' 11.78" N	9° 46' 1.17" E
A1.2	43° 18' 39.42" N	9° 45' 9.09" E
A1.3	43° 19' 7.08" N	9° 44' 17" E
A1.4	43° 17' 28.13" N	9° 44' 5.02" E
STR_B1		
B1.1	43° 20' 30.04" N	9° 41' 40.65" E
B1.2	43° 20' 2.4" N	9° 42' 32.78" E
B1.3	43° 19' 34.74" N	9° 43' 24.89" E
B1.4	43° 18' 23.44" N	9° 42' 20.84" E
STR_C1		
C1.1	43° 14' 11.43" N	9° 35' 22.89" E
C1.2	43° 15' 0.9" N	9° 35' 28.77" E
C1.3	43° 17' 51.24" N	9° 36' 44.41" E
C1.4	43° 16' 12.27" N	9° 36' 32.64" E
STR_D1		
D1.1	43° 12' 26.5" N	9° 37' 0.61" E
D1.2	43° 12' 4.86" N	9° 36' 3.23" E

Atis – Sezione 1	Coordinate	
N. Stringa / N. Turbina	Latitudine (° N)	Longitudine (° E)
D1.3	43° 12' 32.46" N	9° 35' 11.16" E
D1.4	43° 13' 21.7" N	9° 35' 16.42" E
STR_E1		
E1.1	43° 13' 38.11" N	9° 38' 5.04" E
E1.2	43° 15' 17.05" N	9° 38' 16.84" E
E1.3	43° 14' 21.83" N	9° 40' 1" E
E1.4	43° 16' 0.8" N	9° 40' 12.86" E
STR_F1		
F1.1	43° 16' 32.82" N	9° 45' 49.15" E
F1.2	43° 15' 49.17" N	9° 43' 53.05" E
F1.3	43° 15' 5.52" N	9° 41' 57" E
F1.4	43° 16' 44.48" N	9° 42' 8.91" E

Tabella 2-2: Coordinate WTG Atis Sezione 2

Atis – Sezione 2	Coordinate	
N. Stringa / N. Turbina	Latitudine (° N)	Longitudine (° E)
STR_A2		
A2.1	43° 20' 57.68" N	9° 40' 48.5" E
A2.2	43° 21' 25.64" N	9° 39' 55.68" E
A2.3	43° 21' 52.91" N	9° 39' 4.17" E
A2.4	43° 20' 13.95" N	9° 38' 52.32" E

Atis – Sezione 2 N. Stringa / N. Turbina	Coordinate	
	Latitudine (° N)	Longitudine (° E)
STR_B2		
B2.1	43° 24' 32.82" N	9° 35' 41.22" E
B2.2.	43° 22' 48.15" N	9° 37' 19.79" E
B2.3	43° 22' 20.53" N	9° 38' 11.99" E
B2.4	43° 21' 9.18" N	9° 37' 7.99" E
STR_C2		
C2.1	43° 25' 39.28" N	9° 30' 15.9" E
C2.2	43° 24' 22.25" N	9° 31' 2.39" E
C2.3	43° 25' 6.08" N	9° 32' 58.61" E
C2.4	43° 23' 49.03" N	9° 33' 44.99" E
STR_D2		
D2.1	43° 24' 55.4" N	9° 28' 19.7" E
D2.2	43° 23' 38.35" N	9° 29' 6.22" E
D2.3	43° 22' 21.32" N	9° 29' 52.66" E
D2.4	43° 23' 5.18" N	9° 31' 48.8" E
STR_E2		
E2.1	43° 19' 30.21" N	9° 36' 56.19" E
E2.2	43° 20' 25.41" N	9° 35' 11.85" E
E2.3	43° 21' 20.56" N	9° 33' 27.45" E
E2.4	43° 22' 4.38" N	9° 35' 23.6" E
STR_F2		
F2.1	43° 17' 39.76" N	9° 40' 24.73" E

Atis – Sezione 2	Coordinate	
	N. Stringa / N. Turbina	Latitudine (° N)
F2.2	43° 19' 18.72" N	9° 40' 36.61" E
F2.3	43° 16' 56.02" N	9° 38' 28.66" E
F2.4	43° 18' 34.98" N	9° 38' 40.49" E

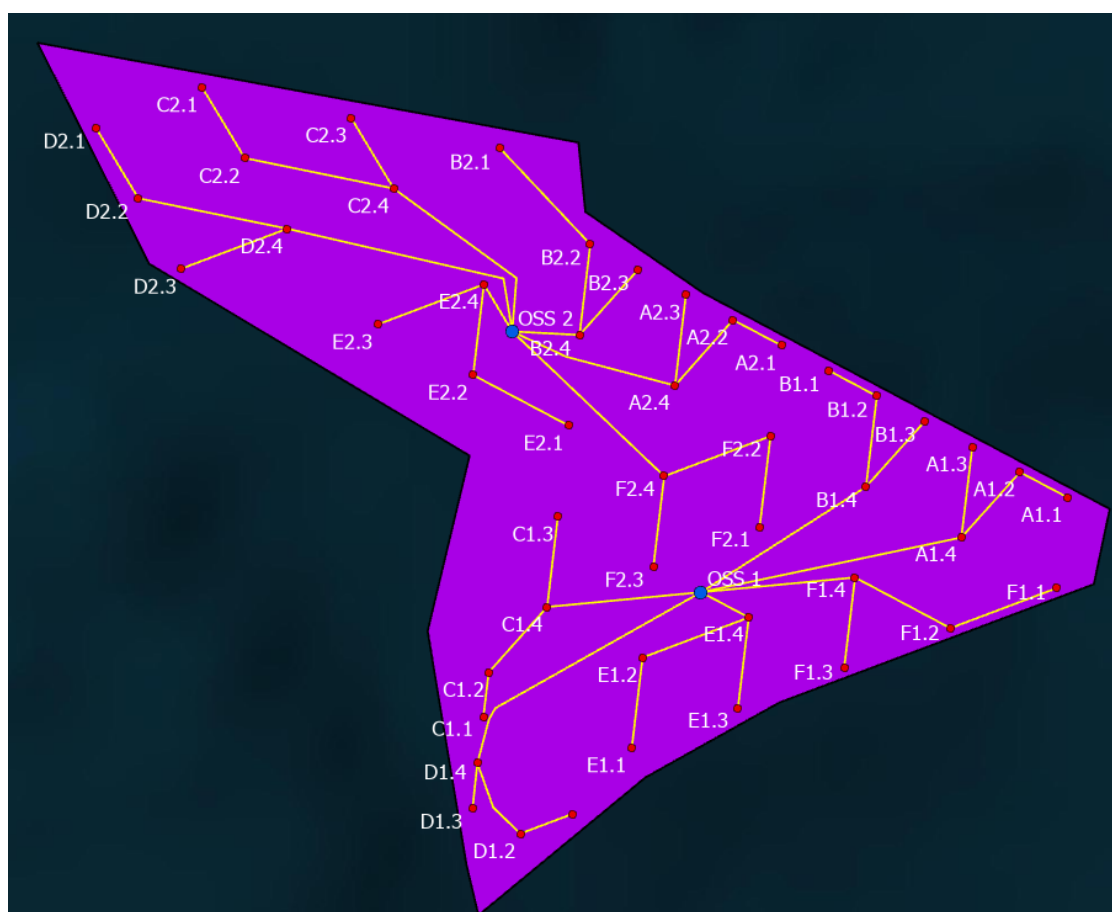


Figura 2-3: Vista delle posizioni dei singoli aerogeneratori

2.4 DATI AMBIENTALI

Il posizionamento del parco eolico è stato scelto in virtù di accurati studi preliminari della risorsa eolica e distanza dalla costa. L'area scelta è stata individuata sulla base di criteri mirati a ridurre o eliminare le interferenze con: navigazione, aree di pesca e acquacoltura, aree protette, attività di esplorazione, attività militare, traffico aereo e altre attività dello spazio marittimo e costiero.

Per quanto riguarda la risorsa eolica per l'area di progetto, utilizzando diverse fonti informative RINA ha stimato i valori di velocità del vento intorno a 6,4 - 6,5 m/sec ad una quota di 150 m s.l.m., con valori del parametro Weibull di 6.88 - 7 per A e 1,50 per k e una densità di potenza media di circa 530 - 560 W/m²;

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

- ✓ Da circa 70 km per la turbina più lontana a circa 50 km per la Sezione 1;
- ✓ Da circa 80 km per la turbina più lontana a circa 58 km per la Sezione 2.

3 DESCRIZIONE DEL MODELLO DI CALCOLO PER DIMENSIONAMENTO PRELIMINARE

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

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

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

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

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

I dati specifici di ciascun trasformatore saranno oggetto di dettagliata discussione nei capitoli di riferimento 4.3 e 4.5.

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

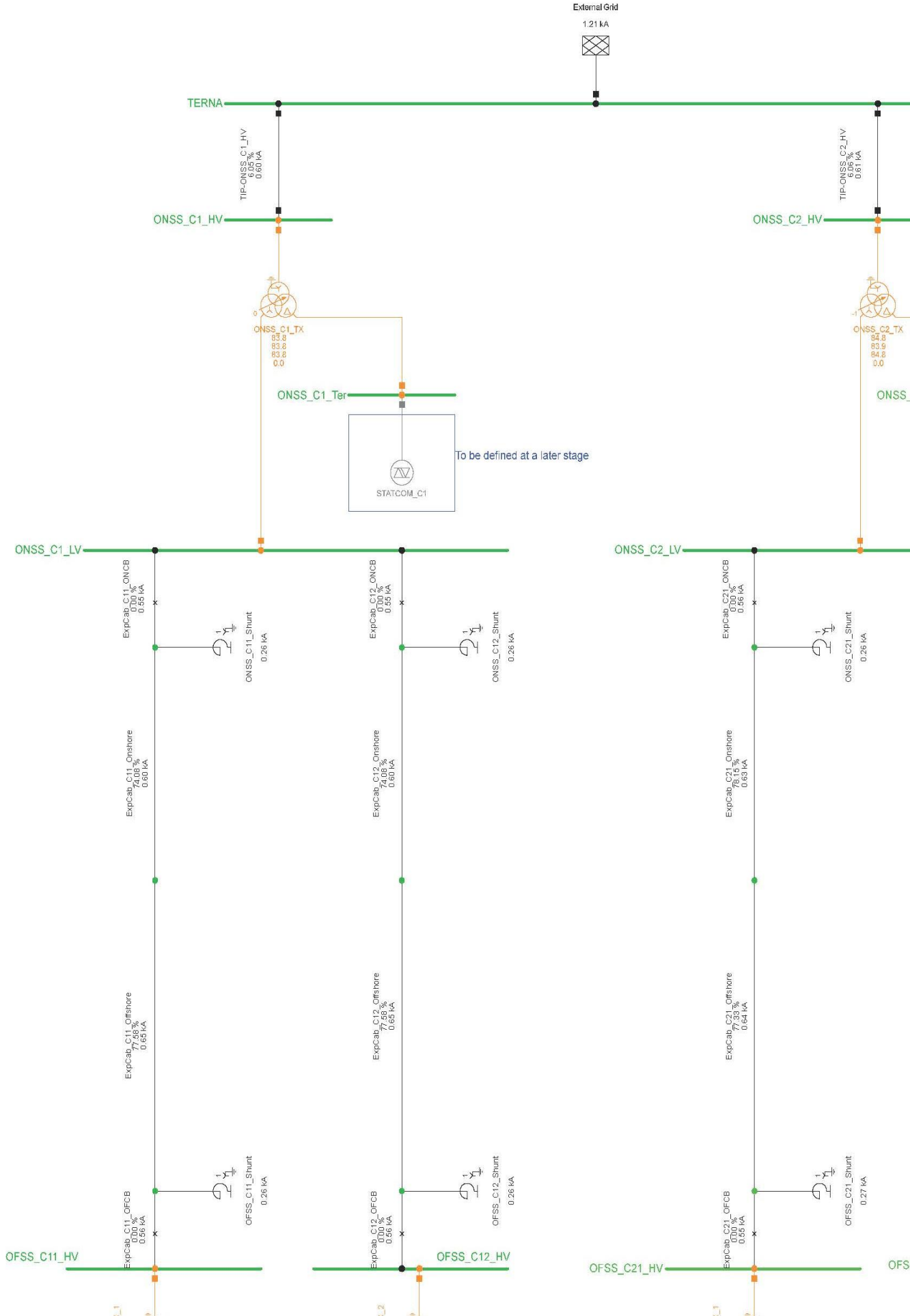
Tabella 3-1: Caratteristiche elettriche cavi marini e terrestri

Cable	U [kV]	Location	R [Ω /km]	X [Ω /km]	C [μ F/km]	I _{max} [A]
AL 3x1x240 mm²	66	Interarray cables	0.161	0.130	0.175	320
AL 3x1x300 mm²	66	Interarray cables	0.1280	0.1210	0.252	429
AL 3x1x400 mm ²	66	Interarray cables	0.0804	0.0987	0.294	485
AL 3x1x1000 mm²	66	Interarray cables	0.0410	0.0553	0.388	875
CU 1x3x1000 mm²	220	Offshore	0.0273	0.1159	0.205	834
CU 1x3x1200 mm ²	220	Offshore	0.0247	0.1120	0.222	866
CU 1x3x1400 mm ²	220	Offshore	0.0224	0.1091	0.234	900
CU 1x3x1600 mm ²	220	Offshore	0.0208	0.1070	0.245	925
CU 1x3x1800 mm ²	220	Offshore	0.0195	0.1055	0.254	1,079
CU 3X1X800 mm²	220	Onshore	0.0325	0.140	0.140	835
CU 3x1x1000 mm ²	220	Onshore	0.0232	0.1670	0.217	926
CU 3x1x1200 mm ²	220	Onshore	0.0201	0.1630	0.234	997
CU 3x1x1600 mm ²	220	Onshore	0.0156	0.1539	0.260	1,138
CU 3x1x2000 mm ²	220	Onshore	0.0129	0.1445	0.290	1,255

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

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

I risultati dell'analisi di load flow ottenuti attraverso il modello implementato da RINA con il software DigSILENT sono disponibili negli Allegato A, Allegato B e



Allegato C della presente relazione.

4 DESCRIZIONE DELLE OPERE ELETTRICHE

L'impianto eolico è costituito da 48 aerogeneratori che sono stati suddivisi in due Sezioni principali così formate:

- ✓ La Sezione 1 è costituita da 24 aerogeneratori da 18 MW ciascuno, suddivisi su 6 stringhe, per una potenza complessiva pari a 432 MW, il cui modello e la cui fornitura, fermo restando le caratteristiche tecniche essenziali più diffuse in ambito ingegneristico, saranno definite nel dettaglio alla luce dello stato dell'arte e della disponibilità di mercato;
- ✓ La Sezione 2 è costituita da 24 aerogeneratori da 18 MW ciascuno, suddivisi su 6 stringhe, per una potenza complessiva pari a 432 MW, il cui modello e la cui fornitura, fermo restando le caratteristiche tecniche essenziali più diffuse in ambito ingegneristico, saranno definite nel dettaglio alla luce dello stato dell'arte e della disponibilità di mercato;

La tecnologia che si è scelto di utilizzare nel presente progetto, per tutte le sezioni che lo compongono, è quella detta delle turbine eoliche galleggianti. Tale tecnologia permette di realizzare impianti distanti dalla costa su fondali profondi con impatti ambientali trascurabili. La tipologia realizzativa indicata consente il miglior sfruttamento della risorsa eolica in loghi particolarmente favorevoli altrimenti inutilizzabili a causa della profondità del fondale.

4.1 AEROGENERATORI

Come anticipato nell'incipit del Capitolo 4 fornitura e modello delle turbine saranno definite nel dettaglio, al momento della realizzazione dell'impianto, in ottemperanza a una progettazione allo stato dell'arte e in base alla disponibilità di mercato.

Per ogni sezione dell'OWF la potenza nominale di riferimento di un singolo aerogeneratore è di 18 MW.

Ogni turbina eolica è costituita da una torre, una navicella e un rotore a tre pale, sorretti da una fondazione galleggiante. Ogni fondazione galleggiante è fissata al fondo del mare attraverso ancore collegate da linee di ormeggio.

La navicella contiene elementi strutturali (telaio, giunto rotore, cuscinetti), componenti elettromeccanici (generatore, blocco convertitore, sistema di orientamento del vento, sistema di regolazione della pala, sistema di raffreddamento) ed elementi di sicurezza (illuminazione, estintori, freni).

Le pale sono normalmente costruite in fibra di vetro e resina epossidica con rinforzi in materiali compositi. La torre eolica è realizzata in acciaio e divisa in diverse sezioni

Essa contiene strutture interne secondarie (piattaforme, scale, montacarichi), materiale elettrico e dispositivi di sicurezza (illuminazione, estintori). Le sezioni della torre sono assemblate mediante flange bullonate.

Le turbine eoliche sono in genere configurate per iniziare a funzionare a partire da circa 3 m/s di vento e per arrestarsi automaticamente quando il vento supera i 30 m/s.

Gli aerogeneratori e gli equipaggiamenti elettro-meccanici ad essi afferenti rispetteranno i requisiti tecnici imposti dalle specifiche e dalle normative internazionali in vigore al momento della realizzazione del parco, relativamente alla sicurezza degli impianti.

4.1.1 Sistema elettrico generatore-convertitore

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

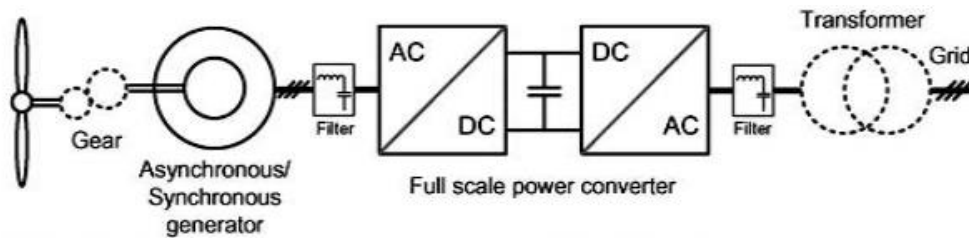


Figura 4-1: Schema del sistema elettrico generatore-convertitore

4.1.2 Configurazione generale

Ciascuna delle 12 stringhe previste nelle due Sezioni del progetto prevede il collegamento delle turbine secondo uno schema doppio radiale. Tale configurazione prevede l'individuazione di una turbina definita centro stella, dalla quale si diramano due linee volte a collegare le restanti WTG della stringa. Ad ogni ramo sono collegate una o due torri in configurazione entra-esce. Inoltre, dalle turbine centrali partono i collegamenti verso la sottostazione elettrica offshore di riferimento, dove tali linee giungono al quadro isolato in gas di raccolta che mette in parallelo tra loro le stringhe della stessa sezione.

Nella seguente figura è rappresentato lo schema di connessione a doppio radiale sopra citato:

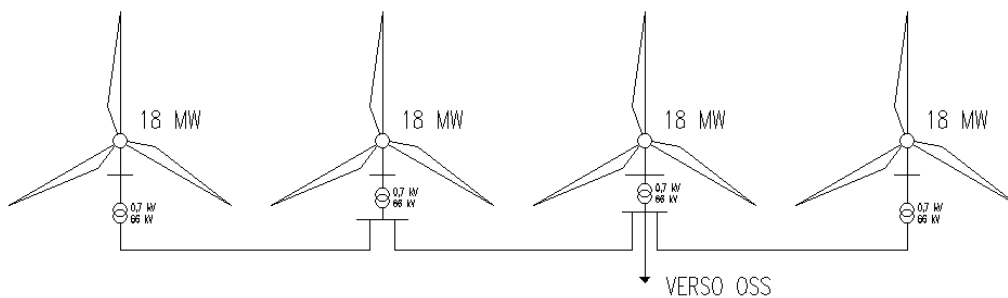


Figura 4-2: Schema configurazione generale stringa da 4 WTG

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

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

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

Da questa buca giunti sono state poi considerate quattro linee interrato a 220 kV di lunghezza pari a circa 5 km, tali condutture elettriche sono state progettate cercando di permettere una posa sulle principali direttrici pubbliche, limitando il passaggio all'interno di proprietà private e all'interno di centri abitati dall'elevato valore architettonico. Eventuali variazioni che potranno essere prese in considerazione dovranno essere concordate direttamente con il fornitore dei cavi.

Alla fine della linea a 220kV è prevista una Sottostazione di Utente per l'elevazione della tensione in prossimità del nodo a 380 kV della RTN, tramite trasformatori di taglia adeguata sarà quindi effettuato l'innalzamento della tensione da 220 a 380 kV definendo quindi il punto di consegna verso la RTN.

4.1.3 Calcolo preliminare delle correnti

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

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

Dove:

- ✓ $P_{n,gen}$ = potenza attiva nominale erogata dal singolo generatore (W);
- ✓ V_n = livello di tensione nominale in uscita dalla torre (V);
- ✓ $\cos\phi_{gen}$ = fattore di potenza;

La massima corrente relativa a un sottocampo m-esimo, formato da 4 generatori vale quindi:

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

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

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

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

Stringhe Atis	N. di WTG	Corrente di sottocampo (A)
A1	4	640
B1	4	640
C1	4	640
D1	4	640
E1	4	640
F1	4	640
A2	4	640
B2	4	640
C2	4	640
D2	4	640
E2	4	640
F2	4	640

NOTA:

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

4.1.4 Sistemi di protezione

4.1.4.1 Protezione delle apparecchiature utilizzate

Il sistema delle protezioni sarà conforme alla norma CEI 11-32 per sistemi elettrici di III categoria e relativa variante V1 per gli impianti di produzione eolica, con i livelli di affidabilità che competono ad un sistema non presidiato ed ubicato in località poco accessibili.

Allo scopo dovrà essere previsto un livello di protezione doppio: un sistema di gestione rete digitale interconnesso in fibra ottica per la selettività logica, ed una serie di protezioni tradizionali a relais elettronico quale back-up in caso di disservizio del sistema centrale.

Le protezioni saranno interfacciate con la rete mediante una serie di sensori di tipo tradizionale; quindi, costituite da TA (trasformatore di corrente), TV (trasformatore di tensione) di tipo induttivo e/o capacitivo secondo necessità e sonde termometriche per trasformatori e macchine soggette a riscaldamento.

Tali segnali saranno inviati sia a relè elettronici, installati in appositi scomparti del quadro AT, sia alle unità terminali del sistema di gestione rete, posizionati presso la SE di Utente, tramite fibra ottica.

Dette unità periferiche, in grado di accogliere segnali digitali, analogici (4-20 mA), ottici e contatti puliti, saranno ubicate in ogni locale dotato di elementi sensibili del sistema.

I TA del sistema di protezione saranno distinti da quelli di misura (con prestazioni differenti) per i quali dovrebbero essere preferibilmente utilizzati toroidi a nucleo intero.

L'adozione di un sistema digitale di gestione della rete applica concetti di selettività logica ai sensori distribuiti, per cui il PLC del sistema gestirà dati e comandi in modo integrato e coordinato secondo i propri algoritmi di valutazione degli stati di rete e priorità degli interventi.

All'eventuale stato di avaria del gestore di rete (realizzato con ampia ridondanza) saranno chiamati a rispondere in logica di selettività tradizionale alcuni relè tradizionali che saranno comunque installati sugli scomparti AT a protezione delle funzioni più significative, quali:

- ✓ Interruttori a corrente differenziale;
- ✓ Sezionatori a corrente verso terra;
- ✓ Sezionatori a primo guasto a terra per le parti esercite a neutro isolato, etc.

Resta inteso che quanto sopra descritto sarà quota parte del sistema di controllo e protezione integrato, che verrà caratterizzato e dimensionato nelle fasi di progetto successive, tramite un opportuno studio di selettività e coordinamento di dettaglio, che includerà apparati e logiche per ogni livello di step-up e delle sottostazioni AT ad essi corrispondenti.

4.1.4.2 Generatore

La protezione del generatore è garantita dal costruttore e comprenderà le protezioni preventive, atte a mantenere l'isolamento, quali, di norma:

- ✓ 40, mancanza di eccitazione al rotore;
- ✓ 32, ritorno di energia attiva dalla rete verso il generatore;
- ✓ 59, massima tensione statorica (si noti che la combinazione di 40 e 32 evolve naturalmente in 59, quindi andrà valutata col costruttore la scelta migliore);
- ✓ 49, protezione termica per sovraccarico rotorica e/o statorica;
- ✓ 46, squilibrio, ovvero circolazione di sequenza inversa.
- ✓ Contro il guasto di dispersione dovranno essere previste misure classiche dirette, quali, di norma:
- ✓ 87, differenziale di corrente;
- ✓ 64, circolazione di corrente verso terra.
- ✓ Dovranno infine essere previste protezioni di rincalzo quali:
- ✓ 27, 51, 21, minima tensione, massima corrente e loro combinazione (min.impedenza);
- ✓ 81G protezione di minima e massima frequenza.

4.1.4.3 Trasformatore di torre

Ogni generatore sarà connesso mediante un trasformatore elevatore trifase, con avvolgimento in alluminio o rame che eleverà la tensione da BT a 66 kV.

Le protezioni del trasformatore di torre dovranno essere concordate con il fornitore e coordinate in modo da consentire l'interruzione monte/valle con differenziale di corrente 87 e protezione termica per sovraccarico 49, protezioni dal corto circuito 50, 51 e 51N.

Gli interruttori a monte e valle saranno quindi chiamati a isolarlo sia in caso di guasto interno che in caso di guasto esterno (sul generatore o sul quadro).

4.1.4.4 Protezione della torre eolica contro le scariche atmosferiche

La turbina eolica sarà dotata di un sistema di protezione contro i fulmini in grado di proteggere da danni diretti ed indiretti sia la struttura che gli eventuali operatori presenti.

Tutte le apparecchiature installate sulla torre eolica dovranno essere dotate di un sistema LPS con messa a terra tramite scaricatori SPD.

I dispositivi antifulmine dovranno essere conformi agli standard della più elevata classe di protezione (Classe I) e conformi alla classe di protezione 1 richiesta dallo standard internazionale IEC 61400-24 Ediz.1 "Wind turbine - sezione 24: protezione antifulmine" e IEC 62305-1 "Protezione parafulmine - paragrafo 1: generale".

4.1.4.5 Protezione dalla corrosione

Le parti esterne della turbina dovranno essere protette dalla corrosione e dagli agenti atmosferici grazie a uno speciale rivestimento su più strati, che soddisfi i requisiti della norma DIN EN ISO 12944 e in conformità alla Direttiva 2004/42/CE del 21/04/04 sulla riduzione delle emissioni di composti organici volatili dovuta all'uso di solventi organici.

Per proteggere le strutture di sostegno dell'impianto eolico dalla corrosione in ambiente con presenza di acqua marina, si dovrà effettuare una protezione catodica a corrente impressa - Impressed Current Cathodic Protection (ICCP).

Gli standard di progettazione della ICCP sono stati integrati con i dati della NACE International che forniscono delle linee guida a livello internazionale per materiali, pratiche e metodi di controllo della corrosione per strutture fisse e mobili offshore.

Inoltre, per il dimensionamento dei sistemi di protezione, sarà in accordo alle seguenti norme:

- ✓ Norme europee "Cathodic protection for fixed steel offshore structures" ISO 12495 e EN 12495 per le strutture offshore fisse e mobili,
- ✓ Linee guida della Det Norske Veritas (DNV) "DNVGL-RP-B101 – Protezione catodica con rivestimenti".

Un corretto dimensionamento permetterà l'adeguata protezione delle strutture per la vita utile del progetto.

4.1.5 **Collaudi, montaggi e documentazione**

4.1.5.1 Collaudi e montaggi

I criteri utilizzati durante i lavori di installazione saranno in accordo con le norme CEI / IEC e Codice di Rete Terna.

Sulle apparecchiature saranno eseguite tutte le prove e le verifiche previste nel piano controllo/qualità, in accordo con le normative vigenti:

- ✓ CEI 42-4 – Prescrizioni generali e modalità di prova per l'alta tensione;
- ✓ CEI 42-5 – Dispositivi di misura e guida d'applicazione per le prove ad alta tensione.

Le attività di collaudo in opera si collocano al termine dei lavori di ogni singola unità funzionale, verranno poi provate contemporaneamente tutte le apparecchiature e le circuiterie.

4.1.5.2 Documentazione tecnica

L'opera dovrà essere corredata dai seguenti documenti in fase definitiva:

- ✓ Tabella generale dati della stazione di consegna;
- ✓ Schema elettrico unifilare cabina di consegna;
- ✓ Schemi funzionali cabina di consegna;
- ✓ Progetto rete di terra cabina di consegna;
- ✓ Progetto rete AT cabina di consegna;
- ✓ Elenco principale dei materiali;
- ✓ Planimetria elettromeccanica cabina di consegna;
- ✓ Sezioni elettromeccaniche della cabina di consegna;
- ✓ Disegno e calcolo delle strutture;
- ✓ Tabelle carichi statici e dinamici fondazioni;
- ✓ Disegni d'ingombro delle apparecchiature;
- ✓ Certificazioni di prova;
- ✓ Schede tecniche;
- ✓ Manuali di installazione e manutenzione.

4.1.6 Segnalazione aerea e marittima

La turbina sarà equipaggiata con apposite luci di segnalazione per la navigazione marittima ed aerea, in accordo alle disposizioni dell'ENAC (Ente Nazionale per l'Aviazione Civile) e del Comando della Marina Militare.

In particolare, per quanto riguarda la navigazione marittima sono applicabili alla marcatura dei parchi eolici in mare fornite da International Association Of Marine Aids To Navigation And Lighthouse Authorities (IALA):

- ✓ Raccomandazione O-139 in merito alla segnalazione di strutture artificiali in mare;
- ✓ Raccomandazione E-110 in merito alle caratteristiche ritmiche delle segnalazioni luminose di supporto alla navigazione.

Queste raccomandazioni definiscono, in particolare, le dimensioni, le forme, il colore e il tipo (intermittente, fisso etc.) dei segnali luminosi o elettromagnetici da predisporre. Il piano di segnalamento marittimo sarà sottoposto al parere del Comando Zona dei Fari e dei Segnalamenti Marittimi (MARIFARI) competente per la zona. Inoltre, come raccomandato da IALA O-139, le fondazioni saranno dipinte di giallo, fino a 15 metri sopra il livello delle più alte maree astronomiche.

Infine, ogni turbina eolica dovrà inoltre essere dotata di un tag AIS (Automatic Identification System) in modo che le navi con i ricevitori AIS possano vederle e localizzarle con precisione

4.2 CAVI ELETTRICI MARINI DI COLLEGAMENTO

La configurazione preliminare prevista suddivide l'intero progetto in due Sezioni:

- ✓ Sezione 1: formato da 6 stringhe con 4 aerogeneratori ciascuna, per un totale di 24 aerogeneratori,
- ✓ Sezione 2: formato da 6 stringhe con 4 aerogeneratori ciascuna, per un totale di 24 aerogeneratori.

Per ogni stringa di ogni sezione è prevista la partenza del cavo di trasmissione marino a 66kV diretto verso la OSS, per un totale di 12 cavi, 6 verso la OSS1 e 6 verso la OSS2.



Figura 4-3: Collegamenti in stringa degli aerogeneratori

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

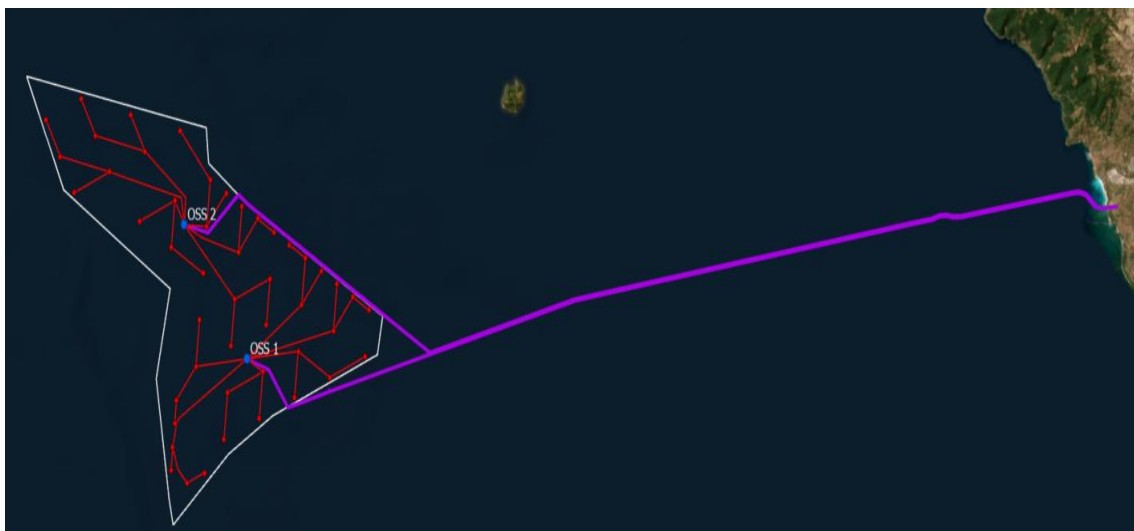


Figura 4-4: Vista del tracciato preliminare del cavidotto marino

4.2.1 Configurazione di posa del cavo marino di trasmissione verso terra

Dato il sistema di posa dei cavi, il quale ha un range di precisione del posizionamento sul fondale di alcuni metri, in accordo con la linea guida "Offshore Wind Submarine Cable Spacing Guidance" approvata dall'ente TÜV SÜD e l'attuale pratica ingegneristica si è valutata un'inter-distanza tra i singoli cavi pari a 50 m con approccio conservativo. L'inviluppo del corridoio comprendente tutti i cavi di trasmissione verso terra tra le sottostazioni elettriche offshore e il punto di giunzione a terra ha una larghezza pari a 150 m e una lunghezza di circa 55 km dal punto ipotizzato per la convergenza dei cavi di trasmissione in arrivo da ogni OSS.

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

L'approccio alla costa è generalmente caratterizzato da una convergenza graduale dei cavi da una distanza di circa 1 km fino a 0,45 km dalla costa raggiungendo una inter-distanza limite pari a 10 m, seguendo sempre un approccio conservativo

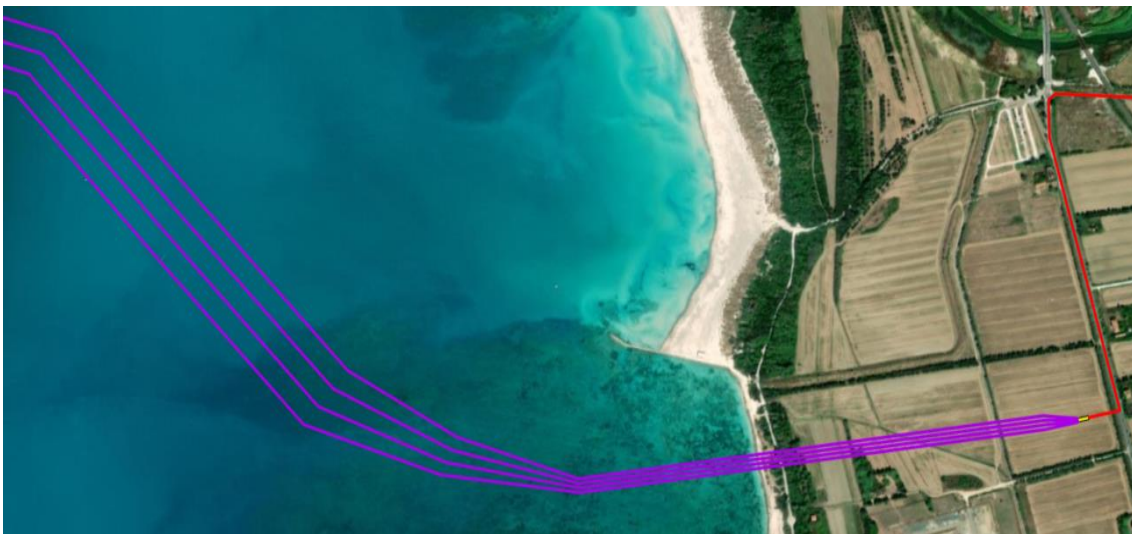


Figura 4-5: Conversione dei cavi marini in approccio alla costa

4.2.1.1 Approccio alla costa

La conformazione della costa e i materiali della quale è composta hanno comportato la definizione di una soluzione che semplificasse l'approccio sulla terraferma verso il punto di giunzione. Si prevede l'utilizzo della tecnica di perforazione controllata di tipo "No Dig", in particolare, si ipotizza un passaggio tramite trivellazione orizzontale controllata – TOC (n.d.r. HDD – Horizontal Directional Drilling) indicativamente per gli ultimi 0,9/1 km di corridoio. Il diametro della perforazione dovrà essere in seguito analizzato e tale da poter garantire un adeguato spazio vitale per il cavo, consentendone il passaggio e la successiva adeguata areazione una volta in funzionamento in condizioni di normale esercizio.

4.2.1.2 Punto di giunzione ed approdo

Una volta usciti dal tratto in TOC, i cavi marini vengono convogliati in una struttura interrata denominata Buca Giunti in cui avviene la giunzione tra cavi di tipo marino e cavo di tipo terrestre. Nella buca giunti i cavi sono complanari e si può considerare un'inter-distanza tra le terne pari a 2 m, per una larghezza totale pari a 8 m e una lunghezza pari a 25 m, come mostrato a titolo esemplificativo nell'immagine seguente di un tipico costruttivo. Eventuali successivi studi, avvalorati dalla collaborazione con il futuro fornitore dei cavi, riguardanti l'interazione termica ed elettromagnetica tra i singoli cavi, potranno condurre alla riduzione delle dimensioni di tale manufatto.

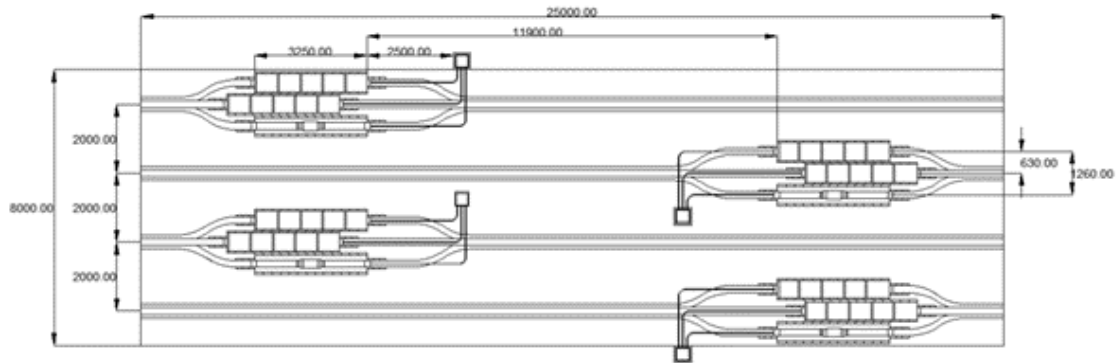


Figura 4-6: Tipico buca giunti con 4 terne AAT

4.2.2 Lista delle connessioni elettriche

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

Tabella 4-2: Lista delle connessioni elettriche marine

Tratta	Sezione Cavo [mm ²]	Tensione [kV]	Corrente [A]	Portata Nominale [A]	Cable Loading [%]
Sezione 1					
WTG_A1_01 - WTG_A1_02	66kV 3x240mm ² Al XLPE	66	154.83	320	48.38
WTG_A1_02 - WTG_A1_04	66kV_3x300mm ² _Al_XLPE	66	309.35	429	72.11
WTG_A1_03 - WTG_A1_04	66kV 3x240mm ² Al XLPE	66	155.4	320	48.56
WTG_A1_04 - SSO 1_1 66/220kV	66kV 3x1000mm ² Al XLPE	66	619.12	875	70.76
WTG_B1_01 - WTG_B1_02	66kV 3x240mm ² Al XLPE	66	154.83	320	48.38
WTG_B1_02 - WTG_B1_04	66kV_3x300mm ² _Al_XLPE	66	309.35	429	72.11
WTG_B1_03 - WTG_B1_04	66kV 3x240mm ² Al XLPE	66	155.4	320	48.56
WTG_B1_04 - SSO 1_1 66/220kV	66kV 3x1000mm ² Al XLPE	66	619.12	875	70.76
WTG_C1_01 - WTG_C1_02	66kV 3x240mm ² Al XLPE	66	154.83	320	48.38

WTG_C1_02 - WTG_C1_04	66kV_3x300mm2_AI_XLPE	66	309.35	429	72.11
WTG_C1_03 - WTG_C1_04	66kV_3x240mm2_AI_XLPE	66	155.4	320	48.56
WTG_C1_04 - SSO 1_1 66/220kV	66kV_3x1000mm2_AI_XLPE	66	619.12	875	70.76
WTG_D1_01 - WTG_D1_02	66kV_3x240mm2_AI_XLPE	66	154.83	320	48.38
WTG_D1_02 - WTG_D1_04	66kV_3x300mm2_AI_XLPE	66	309.35	429	72.11
WTG_D1_03 - WTG_D1_04	66kV_3x240mm2_AI_XLPE	66	155.4	320	48.56
WTG_D1_04 - SSO 1_2 66/220kV	66kV_3x1000mm2_AI_XLPE	66	619.12	875	70.76
WTG_E1_01 - WTG_E1_02	66kV_3x240mm2_AI_XLPE	66	154.83	320	48.38
WTG_E1_02 - WTG_E1_04	66kV_3x300mm2_AI_XLPE	66	309.35	429	72.11
WTG_E1_03 - WTG_E1_04	66kV_3x240mm2_AI_XLPE	66	155.4	320	48.56
WTG_E1_04 - SSO 1_2 66/220kV	66kV_3x1000mm2_AI_XLPE	66	619.12	875	70.76
WTG_F1_01 - WTG_F1_02	66kV_3x240mm2_AI_XLPE	66	154.83	320	48.38
WTG_F1_02 - WTG_F1_04	66kV_3x300mm2_AI_XLPE	66	309.35	429	72.11
WTG_F1_03 - WTG_F1_04	66kV_3x240mm2_AI_XLPE	66	155.4	320	48.56
WTG_F1_04 - SSO 1_2 66/220kV	66kV_3x1000mm2_AI_XLPE	66	619.12	875	70.76
Sezione 2					
WTG_A2_01 - WTG_A2_02	66kV_3x240mm2_AI_XLPE	66	154.1	320	48.16
WTG_A2_02 - WTG_A2_04	66kV_3x300mm2_AI_XLPE	66	307.88	429	71.77
WTG_A2_03 - WTG_A2_04	66kV_3x240mm2_AI_XLPE	66	154.67	320	48.33

WTG_A2_04 - SSO 2_1 66/220kV	66kV 3x1000mm2 Al XLPE	66	616.16	875	70.42
WTG_B2_01 - WTG_B2_02	66kV 3x240mm2 Al XLPE	66	154.1	320	48.16
WTG_B2_02 - WTG_B2_04	66kV_3x300mm2_Al_XLPE	66	307.88	429	71.77
WTG_B2_03 - WTG_B2_04	66kV 3x240mm2 Al XLPE	66	154.67	320	48.33
WTG_B2_04 - SSO 2_1 66/220kV	66kV 3x1000mm2 Al XLPE	66	616.16	875	70.42
WTG_C2_01 - WTG_C2_02	66kV 3x240mm2 Al XLPE	66	154.1	320	48.16
WTG_C2_02 - WTG_C2_04	66kV_3x300mm2_Al_XLPE	66	307.88	429	71.77
WTG_C2_03 - WTG_C2_04	66kV 3x240mm2 Al XLPE	66	154.67	320	48.33
WTG_C2_04 - SSO 2_1 66/220kV	66kV 3x1000mm2 Al XLPE	66	616.16	875	70.42
WTG_D2_01 - WTG_D2_02	66kV 3x240mm2 Al XLPE	66	154.1	320	48.16
WTG_D2_02 - WTG_D2_04	66kV_3x300mm2_Al_XLPE	66	307.88	429	71.77
WTG_D2_03 - WTG_D2_04	66kV 3x240mm2 Al XLPE	66	154.67	320	48.33
WTG_D2_04 - SSO 2_2 66/220kV	66kV 3x1000mm2 Al XLPE	66	616.16	875	70.42
WTG_E2_01 - WTG_E2_02	66kV 3x240mm2 Al XLPE	66	154.1	320	48.16
WTG_E2_02 - WTG_E2_04	66kV_3x300mm2_Al_XLPE	66	307.88	429	71.77
WTG_E2_03 - WTG_E2_04	66kV 3x240mm2 Al XLPE	66	154.67	320	48.33
WTG_E2_04 - SSO 2_2 66/220kV	66kV 3x1000mm2 Al XLPE	66	616.16	875	70.42
WTG_F2_01 - WTG_F2_02	66kV 3x240mm2 Al XLPE	66	154.1	320	48.16

WTG_F2_02 - WTG_F2_04	66kV_3x300mm2_AI_XLPE	66	307.88	429	71.77
WTG_F2_03 - WTG_F2_04	66kV_3x240mm2_AI_XLPE	66	154.67	320	48.33
WTG_F2_04 - SSO 2_2 66/220kV	66kV_3x1000mm2_AI_XLPE	66	616.16	875	70.42

4.2.3 Caratteristiche dei cavi marini

Le linee elettriche di connessione degli aerogeneratori, funzionanti a 66 kV e le linee di collegamento dal mare alla costa, funzionanti a 220 kV, saranno costituite da cavi in formazione unipolare o tripolari armati, in rame o alluminio, comprensivi di fibra ottica monomodale il cui tubetto è inglobato all'interno dell'armatura del conduttore, idonei alla posa sottomarina. Dopo l'approdo a terra, in prossimità della costa saranno realizzate delle giunzioni tra conduttori marini e conduttori terrestri funzionanti alla medesima tensione.

Allo stato attuale, come presentato negli schemi unifilari è prevista una linea marina in cavo a 66 kV avente sezione pari a 240÷300 mm² con anima in alluminio e isolamento in EPR per il collegamento tra le WTG ed un cavo a 66 kV avente sezione pari a 1000 mm² con anima in alluminio e isolamento in EPR per il collegamento dalla WTG centrale alla OSS. In uscita dalle OSS verso terra è stato preliminarmente considerato un cavo per ciascun trasformatore avente sezione 1000 mm² con anima in rame e isolamento in EPR.

Submarine Dynamic Cable Design

Powerlink
A Brand of Prysmian Group

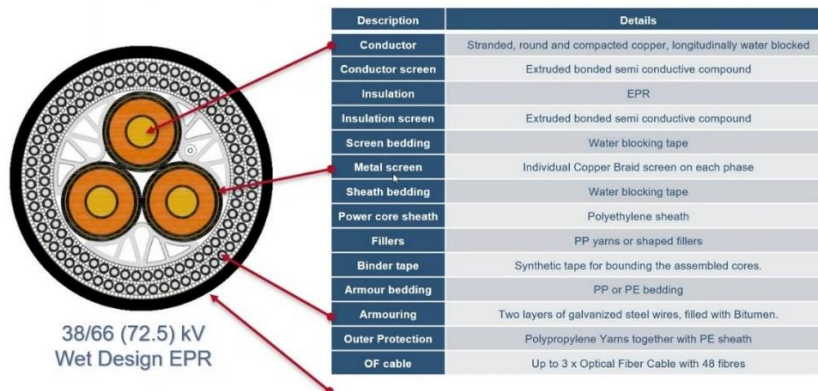


Figura 4-7: Esempio di cavo tripolare marino a 66 kV

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

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

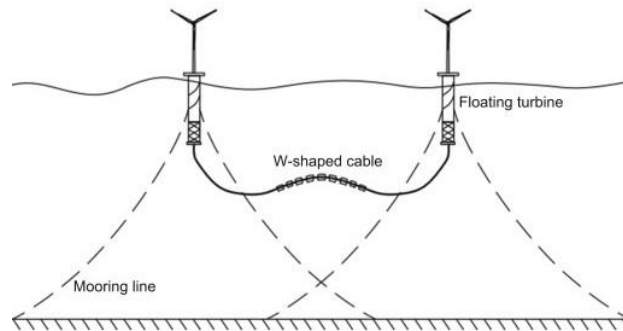


Figura 4-8: Cablaggio sottomarino

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

La tecnologia utilizzata prevista allo stato attuale per la connessione della sottostazione galleggiante ed il punto di collegamento a terra sarà quella del cosiddetto cavo dinamico o lazy-wave cable il quale prevede un approccio al fondale a seguito di una serie di curvature dovute all'utilizzo di boe di sostegno. Questa soluzione riduce gli sforzi meccanici al quale il cavo sarebbe sottoposto e darebbe maggiore libertà di assestamento nei movimenti. In Figura 4-9 rappresentiamo schematicamente le tipologie più diffuse per il tipo di applicazione oggetto della presente relazione.

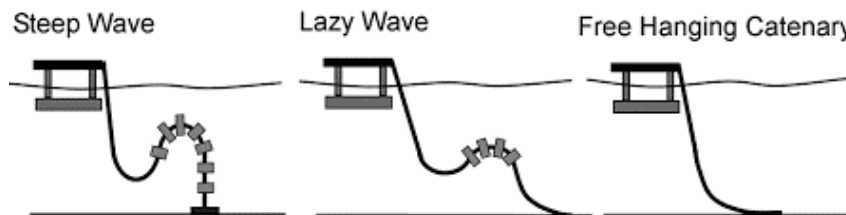


Figura 4-9: Standard di cablaggio sottomarino

4.2.4 Protezione dei cavi sottomarini

A causa delle azioni antropogeniche e delle perturbazioni naturali che possono agire sui cavi di trasmissione dell'energia elettrica sarà necessario proteggere questi dai danni causati da attrezzi da pesca, ancore o forti azioni idrodinamiche. Qui di seguito è fornita una lista delle principali soluzioni applicabili al sito in analisi e che dovranno essere approfondite a seguito di futuri sopralluoghi specifici.

La protezione dei cavi sottomarini, per le sezioni di cavo che attraversano aree che presentano scarse criticità a livello di fondale ma che possono presentarle al di sotto, potrà essere effettuata mediante posa di ogni linea mediante sistema trenchless (senza scavi di trincee) con protezione esterna, con successiva posa di una protezione fatta da massi naturali o materassi prefabbricati di materiale idoneo (cubicoli in cemento/calcestruzzo).

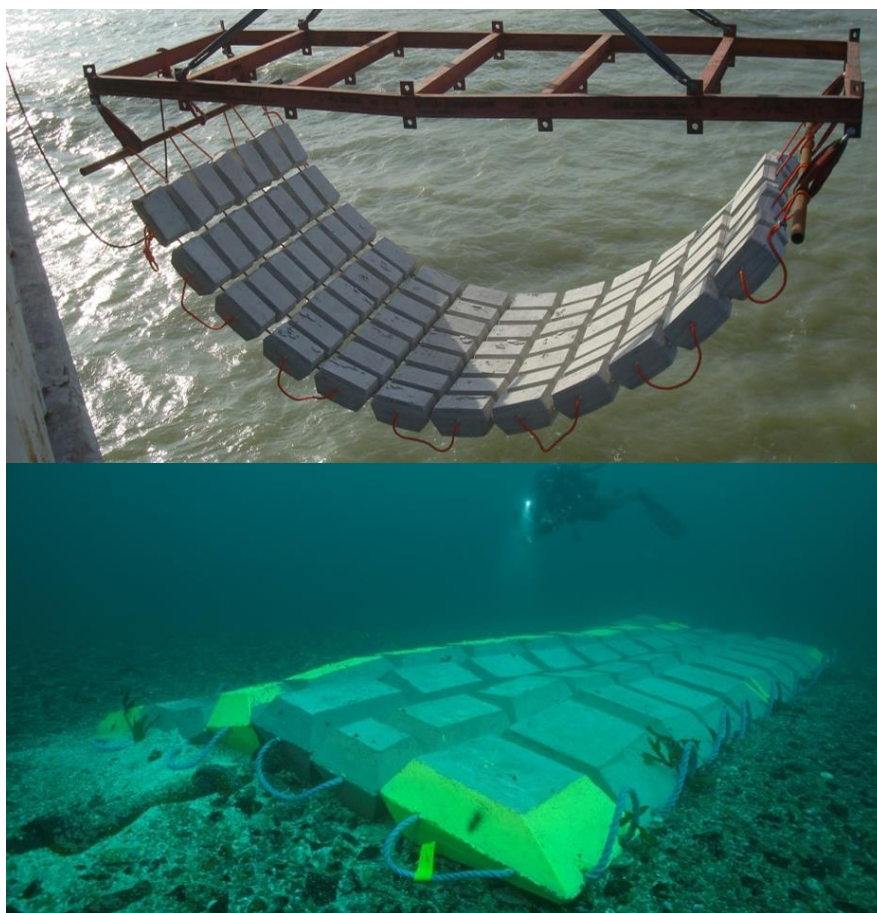


Figura 4-10: Esempio di protezione de un cavo sottomarino con cubicoli

Ove possibile, ovvero dove il fondale non presenta elevate criticità di posa o necessità di preservazione dell'ambiente esistente, dovrebbe essere utilizzata la posa del cavo in scavo mediante la tecnica del co-trenching, mostrato in Figura 4-11. Tale sistema riduce il rischio di interferenza di agenti esterni, come per esempio ancore o reti da pesca, che potrebbero danneggiarlo o trascinarlo via.

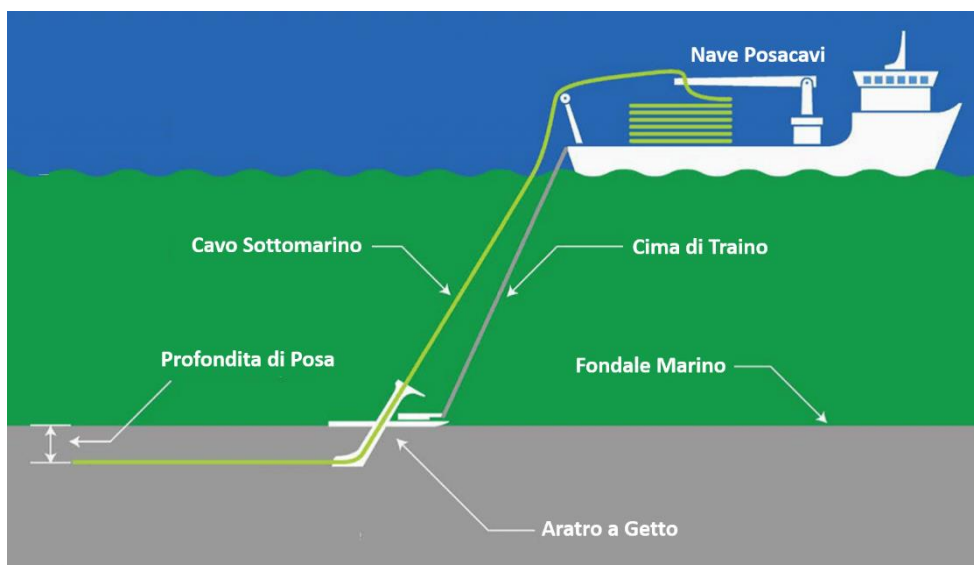


Figura 4-11: Dettaglio del metodo di stesura con co-trenching

Un'ulteriore soluzione è costituita dalla posa tramite gusci di ghisa o polimeri assemblati sul cavo, come da Figura 4-12. Questa soluzione è utile quando il cavo deve passare per fondali che presentano conformazioni irregolari o taglienti, non consentendo la posa con contatto diretto.



Figura 4-12: Esempio di metodo di posta con gusci di protezione

4.2.5 Installazione del cavo sottomarino

L'installazione del cavo di collegamento in mare fino allo sbarco è normalmente suddivisa in due fasi principali:

- ✓ Lavori preparatori: A monte dell'installazione del cavo e della relativa protezione dello stesso dovranno essere avviate operazioni di ricognizione geofisica per confermare i dati ottenuti durante gli studi tecnici preliminari, identificare nuovi possibili rischi (rocce, detriti, ecc.);
- ✓ Installazione e protezione del cavo: una nave posacavo specializzata trasporta il cavo srotolandolo sul fondale del mare con l'assistenza di altre imbarcazioni. A seconda del tipo di protezione si procede con opportuni mezzi all'operazione di messa in opera della protezione che può essere realizzata in un secondo tempo oppure simultaneamente alla posa del cavo.



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

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

4.3 SOTTOSTAZIONI ELETTRICHE GALLEGGIANTI

Le Stazioni di Trasformazione Elettrica galleggiante, la cui posizione è stata indicata preliminarmente secondo la Tabella 4-3, sono state posizionate in prossimità delle turbine di generazione elettrica.

In tali stazioni 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 stelli a 66kV, degli edifici contenenti: il sistema di protezione comando e controllo, quello di alimentazione dei servizi ausiliari e generali e tutto quanto altro necessario al corretto funzionamento dell'installazione.

Tabella 4-3: Dettaglio coordinate OSS

Sottostazione n°	Coordinate	
	Latitudine (N)	Longitudine (E)
OSS 1	43° 16' 28.41" N	9° 39' 20.76" E
OSS 2	43° 21' 12.99" N	9° 35' 54.48" E

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

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

Tabella 4-4: Specifiche preliminari trasformatori OSS

Trasformatore	Taglia (MVA)	Tipo di raffreddamento	V _{n1} (kV)	V _{n2} (kV)	V _{CC} %	Gruppo vettoriale
TR1	250	ONAN	220 ±12×1,25%	66	16	YNd11
TR2	250	ONAN	220 ±12×1,25%	66	16	YNd11

In aggiunta, oltre alle apparecchiature elettriche sono previsti:

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

4.4 LINEA DI CONNESSIONE A 220 KV

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

Allo stato attuale, come presentato negli schemi unifilari è prevista una linea in cavo a 220 kV avente sezione pari a 800 mm² con anima in rame ed isolamento in EPR per il collegamento tra la Buca Giunti e la Stazione Utente. Tale conduttura elettrica dovrà essere designata in accordo alle normative vigenti, in particolare alla norma CEI 11-17, la quale ha lo scopo di dare istruzioni per la progettazione, per l'esecuzione, per le verifiche e per l'esercizio delle linee di energia in cavo a corrente sia alternata sia continua.

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

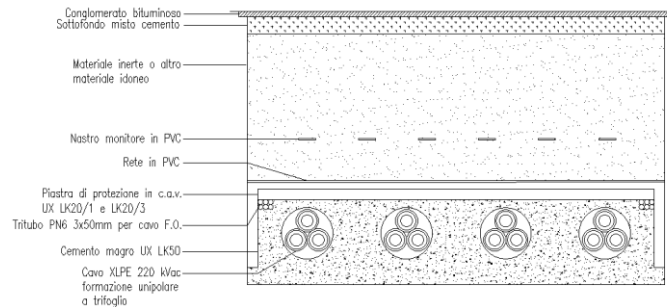


Figura 4-14: Configurazione di posa dei cavi terrestri

Il percorso seguito dai cavi terrestri in fase preliminare è risultato circa 5 km e prevede il passaggio per le principali arterie stradali pubbliche limitando il passaggio sulle proprietà private, dove non assolutamente necessario, e nei centri abitati di elevato architettonico.

Il layout di posa e il routing definitivo saranno in conformità a quanto indicato nella soluzione di connessione elettrica (STMG) da parte di Terna e da valutare in maniera approfondita a livello di dettaglio realizzativo durante lo sviluppo delle fasi di progetto successive.



Figura 4-15: Percorso preliminare cavidotto a 220 kV

4.5 STAZIONE UTENTE

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

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

L'area ospitante sarà di dimensioni tali da consentire un comodo alloggiamento dei macchinari, degli stalli a 220 kV, degli edifici contenuti: il sistema di protezione comando e controllo, quello di alimentazione dei servizi ausiliari e generali e tutto quanto altro necessario al corretto funzionamento dell'installazione.

Le dimensioni preliminarmente ipotizzate per l'area d'installazione sono pari a 200 x 190 m, come visibile in dettaglio nell'elaborato grafico ATI-RIN-TEC-CIV-DWG-0003-R00, di cui si riporta un estratto in Figura 4-16

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

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

Tabella 4-5: Specifiche preliminari trasformatori Stazione Utente

Autotrasformatore	Taglia (MVA)	Tipo di raffreddamento	V _{n1} (kV)	V _{n2} (kV)	V _{N3} (kV)	V _{cc} %	Gruppo vettoriale
ATR1	500	ONAN	380 ±12×1,25%	220	34.5	14	YN-yn-d11
ATR2	500	ONAN	380 ±12×1,25%	220	34.5	14	YN-yn-d11

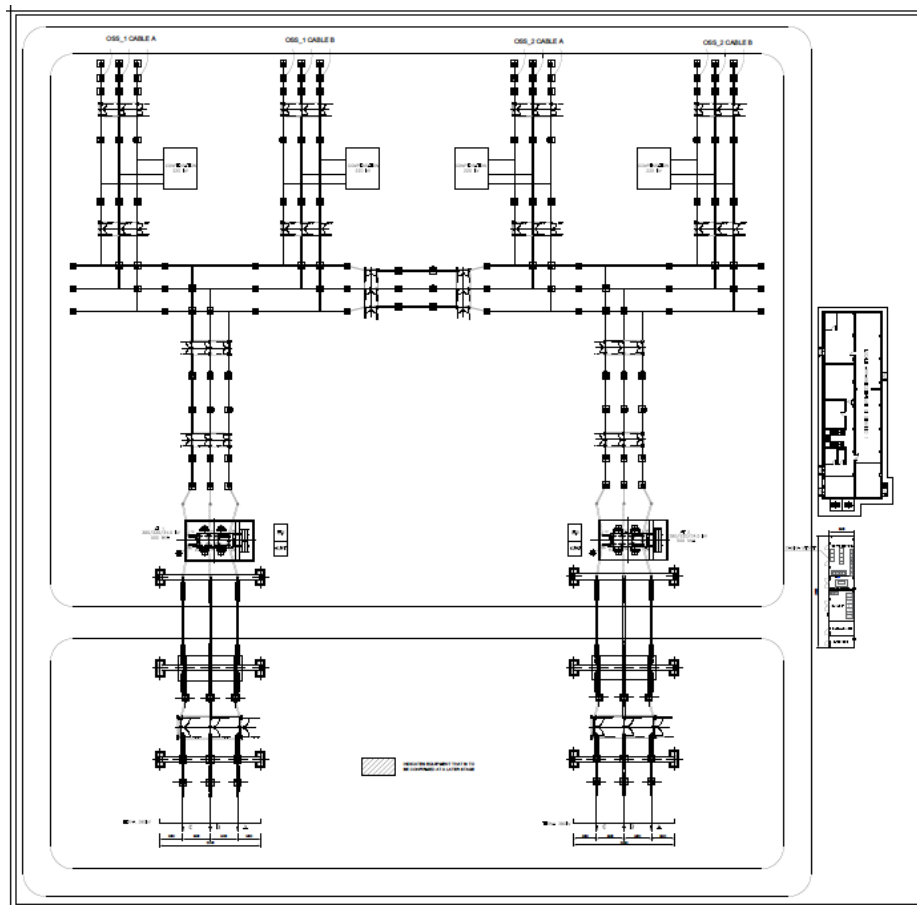


Figura 4-16: Vista in pianta della Stazione Elettrica di Utente

5 COMPENSAZIONE DELLA POTENZA REATTIVA

5.1 SOLUZIONE PER RIDURRE LA POTENZA REATTIVA

La compensazione della potenza reattiva può essere effettuata in tre fasi, prevedendo l'installazione di un gruppo di compensazione all'interno della:

- ✓ torre dell'aerogeneratore all'uscita del trasformatore (quindi in AT);
- ✓ sottostazione di consegna onshore.

Ciò rende la rete più efficiente sia dal punto di vista elettrico (si ha maggiore produzione della potenza attiva, regolazione della tensione, eliminazione delle terze e quinte armoniche e riduzioni delle fluttuazioni della tensione) che dal punto di vista funzionale. La quantità di potenza reattiva generata tende a caricare maggiormente la linea in cavo, riducendo la componente di corrente attiva trasmissibile.

5.2 SOLUZIONE TECNICA

Il sistema elettrico generatore-convertitore utilizzato, come già anticipato è del tipo Full Scale Converter, il quale conferisce alle turbine una maggiore capacità di generazione di energia attiva. Tale caratteristica, opportunamente coordinata dal sistema di controllo dell'interno complesso delle macchine, è di ausilio nella rispondenza alle richieste di cui all'Allegato A17 del Codice di Rete di Terna.

5.2.1 Considerazione preliminari

Con riferimento ad Allegato A17 di CdR, limitatamente a quanto possibile nella presente fase di progetto preliminare, si rileva che:

- ✓ Paragrafo 6.1-sub 5: Le potenze apparenti dei TR che si prevede di installare sono già state considerate pari al 110% della P_n servita.
- ✓ Paragrafo 6.1-sub 7: L'impianto in assenza di vento (ovvero di generazione) ha un assorbimento di reattivo corposo, figlio del robusto sistema di collegamenti in cavo. Le turbine Full Scale Converter, nella configurazione di impianto considerata, hanno buone possibilità di riuscire a compensare lo scambio di reattivo al PdC al di sotto di 0,5 MVar.
- ✓ Paragrafo 8.3.1: Con potenza P_{nd} pari alla potenza massima di 300 MW si ha $Q = \pm 0,35 * 300 = \pm 105$ MVar per i due gruppi di turbine. Qualora l'impianto nella configurazione definitiva non dovesse essere in grado di ottemperare alle richieste di A17 sfruttando le sole capability P-Q delle turbine, sarà certamente considerato l'ausilio di sistemi di compensazione aggiuntivi.

Ovviamente ulteriori approfondimenti, unitamente ad un responso definitivo, sono da rinviare ad una fase progettuale maggiormente avanzata.

6 CAMPI ELETTROMAGNETICI GENERATI DAI CAVI

L'analisi delle emissioni elettromagnetiche generate dagli elettrodotti di collegamento del parco eolico offshore dovrà essere effettuata considerando:

- ✓ Posa dell'elettrodotto marino in AT sul fondale e protezione con materiali compatibili con le caratteristiche locali del fondale;
- ✓ Posa dell'elettrodotto terrestre in AT mediante interrimento a un'adeguata profondità.

L'emissione elettromagnetica imputabile al cavo marino potrebbe essere, per le caratteristiche fisiche di arrangemento dei conduttori elettrici all'interno del corpo del cavo, assai limitata. Per esempio, la disposizione a trifoglio con cordatura elicoidale determina infatti l'annullamento della risultante di campo nel dominio del cavo e il suo rapido decadimento all'esterno dello stesso cosicché, l'obiettivo di qualità di 3 μT , sia già raggiunto entro un metro di distanza dal cavo. Tali prescrizioni sono al fine della protezione della popolazione dall'esposizione ai campi elettrici e magnetici alla frequenza di rete (50 Hz) generati da linee e cabine elettriche che il DPCM 8 luglio 2003 (artt. 3 e 4) fissa, in conformità alla Legge 36/2001 (art 4, c. 2):

- ✓ I limiti di esposizione del campo elettrico (5 kV/m) e del campo magnetico (100 μT) come valori efficaci, per la protezione da possibili effetti a breve termine;
- ✓ Il valore di attenzione (10 μT) e l'obiettivo di qualità (3 μT) del campo magnetico da intendersi come mediana nelle 24 ore in normali condizioni di esercizio, per la protezione da possibili effetti a lungo termine connessi all'esposizione nelle aree di gioco per l'infanzia, in ambienti abitativi, in ambienti scolastici e nei luoghi adibiti a permanenze non inferiore a 4 ore giornaliere (luoghi tutelati). Tali luoghi non dovranno risultare posizionati all'interno della DPA

La metodologia di calcolo per la determinazione delle fasce di rispetto degli elettrodotti prevede una procedura semplificata di valutazione con l'introduzione della DPA nel rispetto dell'obiettivo di qualità di 3 μT del campo magnetico e si calcola:

$$DPA = 0,40942 \cdot D^{0,5241} \cdot \sqrt{I} \text{ m}$$

Dove:

- ✓ D = diametro dei cavi (m);
- ✓ I = corrente nominale (A).

L'emissione elettromagnetica imputabile al cavo marino è, per le caratteristiche fisiche di arrangemento dei conduttori elettrici all'interno del corpo del cavo, assai limitata. La potenziale disposizione a trifoglio con cordatura elicoidale determina infatti l'annullamento della risultante di campo nel dominio del cavo e il suo rapido decadimento all'esterno dello stesso cosicché, l'obiettivo di qualità di 3 μT , è già raggiunto entro 1 m di distanza dal cavo.

Per quanto concerne invece il calcolo preliminare dell'emissione magnetica imputabile alla linea terrestre, la stima è stata effettuata utilizzando la formula sopra presentata, portando a una DPA pari a circa 6 m.

Si evidenzia infine che le fasce di rispetto (comprese le correlate DPA) non sono applicabili ai luoghi tutelati esistenti in vicinanza di elettrodotti esistenti. In tali casi, l'unico vincolo legale è quello del non superamento del valore di attenzione del campo magnetico (10 μT da intendersi come mediana dei valori nell'arco delle 24 ore nelle normali condizioni di esercizio); solo ove tale valore risulti superato, si applicheranno le disposizioni dell'art. 9 della Legge 36/2001.

REFERENZE

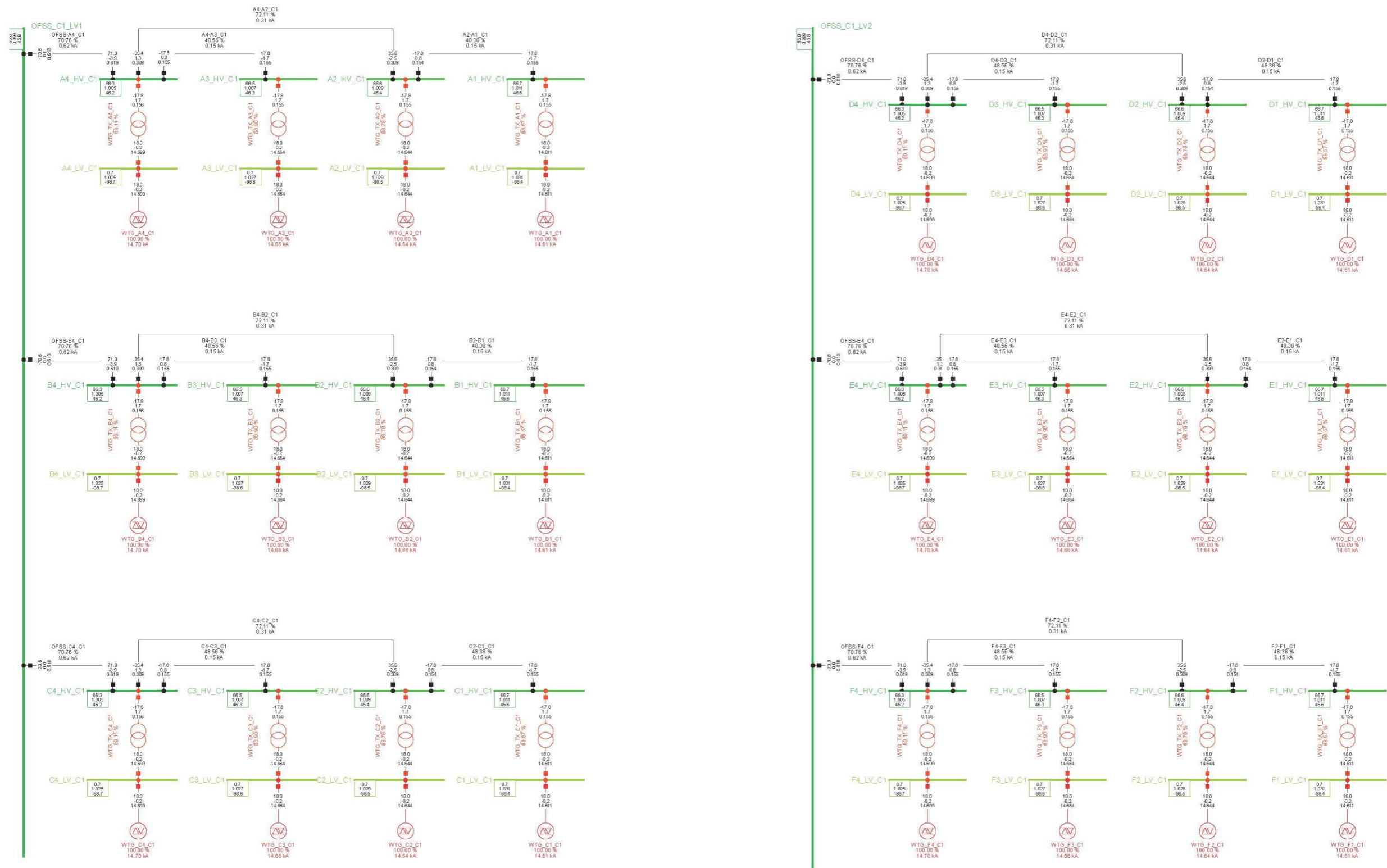
- [1] ATI-RIN-TEC-GEN-RPT-0002-R00– RELAZIONE GENERALE
- [2] ATI-RIN-TEC-ELE-DWG-0001-R00 – SCHEMA ELETTRICO UNIFILARE
- [3] ATI-RIN-TEC-CIV-DWG-0003-R00 – Planimetria elettromeccanica SSEU onshore
- [4] Offshore Wind Submarine Cable Spacing Guidance - TÜV SÜD;

NORME E LEGGI DI RIFERIMENTO

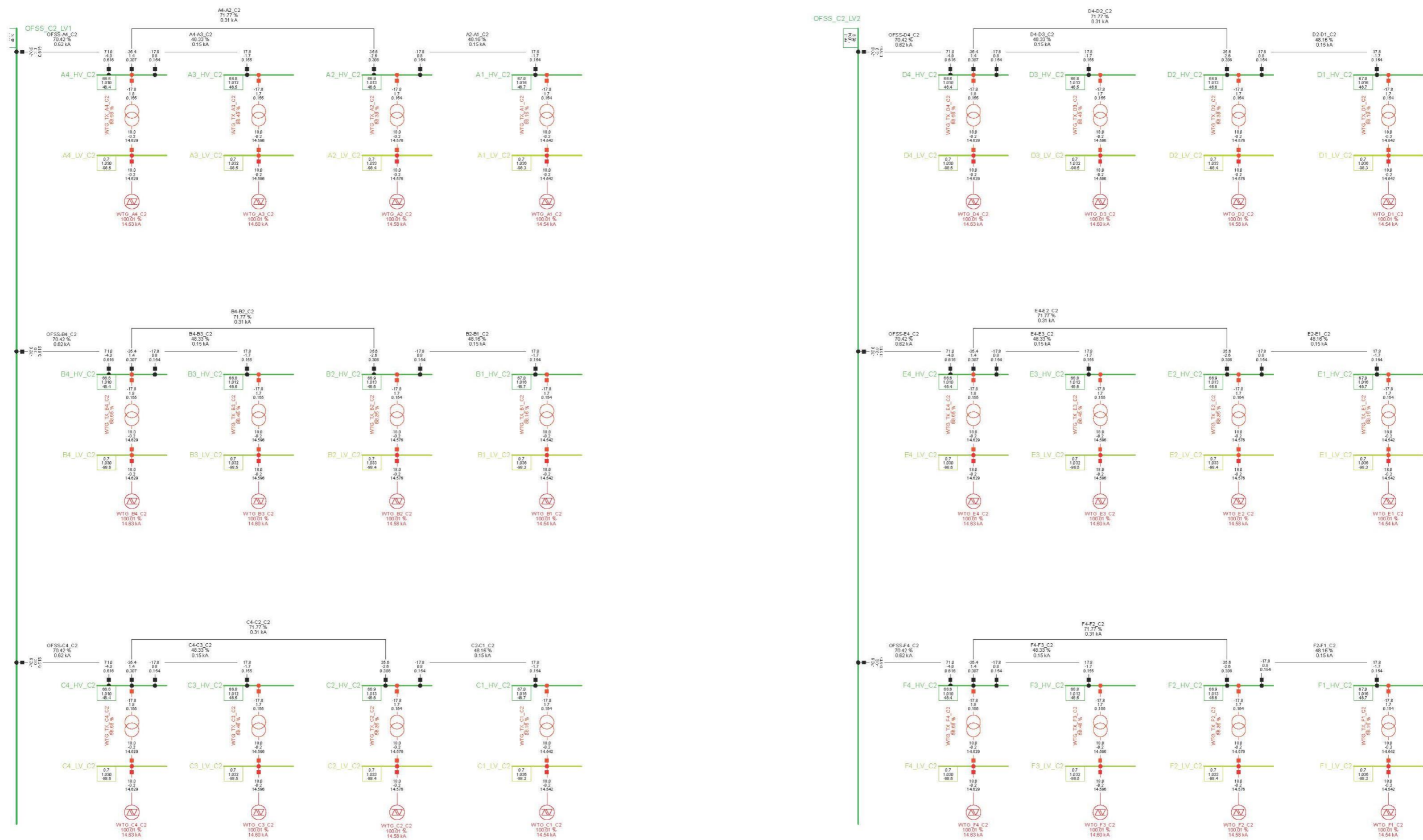
- [5] CEI 0-16 - Regola tecnica di riferimento per la connessione di Utenti attivi e passivi alle reti AT e MT delle imprese distributrici di energia elettrica;
- [6] CEI 11-32 - Impianti di produzione di energia elettrica connessi a sistemi di III categoria Appendice 6 – Normativa: impianti di produzione eolica;
- [7] CEI 14-4 - Trasformatori di potenza;
- [8] CEI 17-1 - Interruttori a corrente alternata a tensione superiore a 1000 V;
- [9] CEI 42-4 - High-voltage test techniques - Part 1: General definitions and test requirements;
- [10] CEI 42-5 - Impianti elettrici con tensione superiore a 1 kV in corrente alternata;
- [11] CEI 106-11 - Guida per la determinazione delle fasce di rispetto per gli elettrodotti secondo le disposizioni del DPCM 8 luglio 2003 Art. 6 Parte 1: Linee elettriche aeree e in cavo;
- [12] CEI 11-17 - Impianti di produzione, trasmissione e distribuzione pubblica di energia elettrica – Linee in cavo;
- [13] CEI 20-89 - Guida all'uso e all'installazione dei cavi elettrici e degli accessori di media e alta tensione e criteri generali di progettazione;
- [14] IEC 61400-24 - Wind turbine - sezione 24: protezione antifulmine;
- [15] IEC 62305-1 - Protezione parafulmine - paragrafo 1: generale;
- [16] ISO 12495 - Protezione catodica per strutture fisse offshore di acciaio;
- [17] EN 12495 - Protezione catodica per strutture fisse offshore di acciaio;
- [18] DNVGL-RP-B101 - Protezione catodica con rivestimenti;
- [19] TERNA – Codice di trasmissione dispacciamento, sviluppo e sicurezza della rete;
- [20] TERNA - Allegato A.17 - Centrali eoliche: Condizioni generali di connessione alle reti AT, sistemi di protezione, regolazione e controllo;
- [21] DPCM 8 luglio 2003 - Fissazione dei limiti di esposizione, dei valori di attenzione e degli obiettivi di qualità per la protezione della popolazione dalle esposizioni a campi elettrici, magnetici ed elettromagnetici generati a frequenze comprese tra 100 kHz e 300 GHz;

ALLEGATI

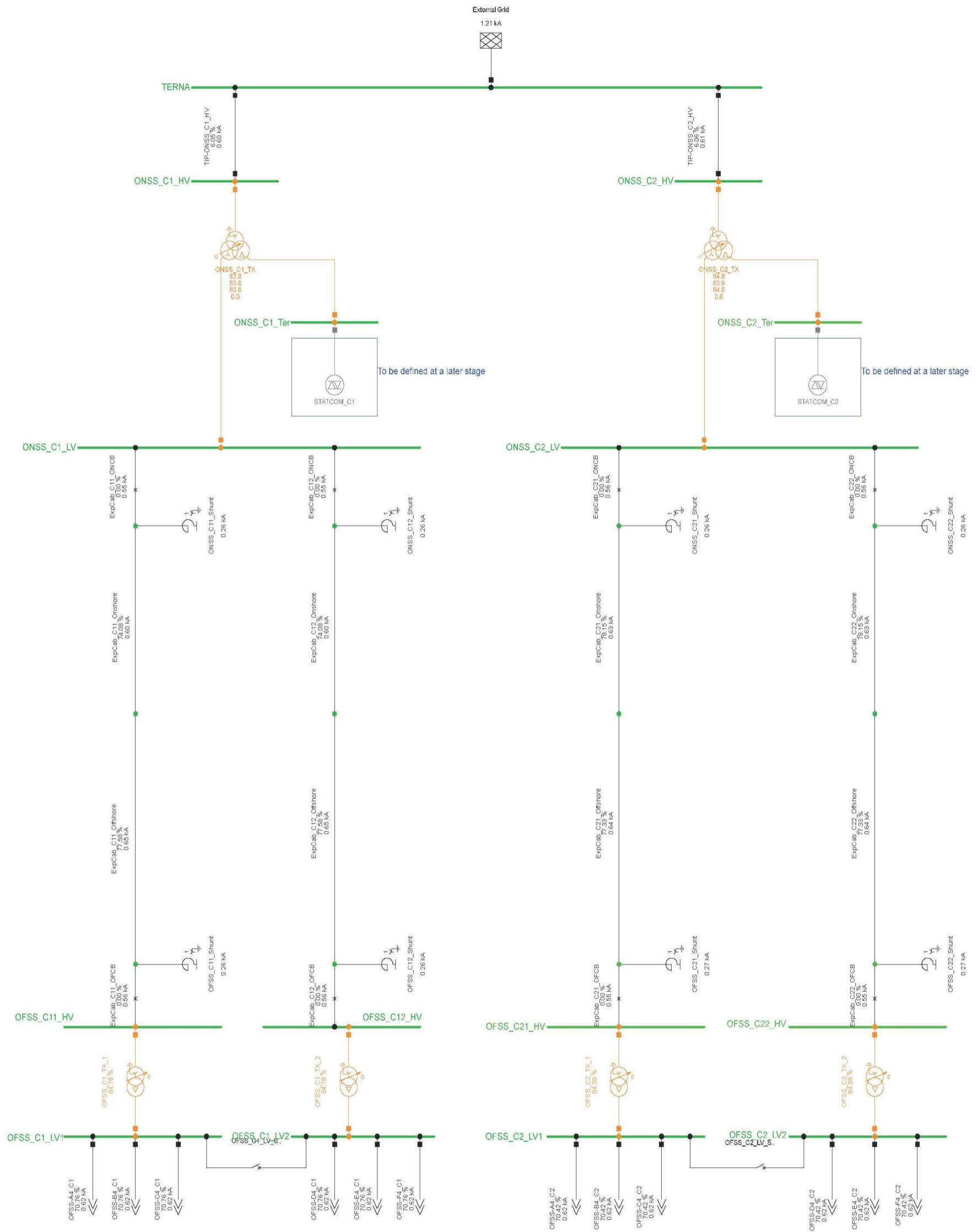
- A. *“Analisi load-flow dell’impianto della sezione 1 offshore”*
- B. *“Analisi load-flow dell’impianto della sezione 2 offshore”*
- C. *“Analisi load-flow delle sottostazioni offshore e onshore”*



Allegato A: Analisi load-flow dell'impianto della sezione 1 offshore



Allegato B: Analisi load-flow dell'impianto della sezione 2 offshore



Allegato C: Analisi load-flow delle sottostazioni offshore e onshore