

PROGETTO

**PROGETTO PER LA REALIZZAZIONE DI UN
PARCO EOLICO OFFSHORE
DENOMINATO "PUGLIA 495MW"**

TITOLO

RELAZIONE ELETTRICA

PROGETTISTA	PROPONENTE	VISTI
<p>TECNOCONSULT ENGINEERING CONSTRUCTION S.r.l.</p> <p>Via Einaudi 20c 61032 Fano (PU) Tel. +39 0721 855856 / 855370 e-mail: tecniconsult@tecniconsult.it PEC: tecee@pec.it</p> <p>Progettista: Ing. Paolo Pierangeli</p> 	<p>INERGIA S.p.a.</p>  <p>Sede Operativa: Via Cola D'Amatrice n.1 63100 ASCOLI PICENO Tel.: 0736/342490 Fax: 0736/341243</p> <p>Sede legale: Via Arno n.21 00198 ROMA Tel.: 06/97746380 Fax: 06/97746381 PEC: direzione.inergia@legalmail.it</p>	

DATI PROGETTAZIONE

Cod. Elaborato Progettista	Commessa	

Rev.	Data	Descrizione	Elaborato	Controllato	Approvato
a	02/12/2022	Prima Emissione	Tecnoconsult	A.Corradetti	R.Cairolì

Indice

1	PREMESSA	4
2	SCOPO DEL DOCUMENTO	5
3	LOCALIZZAZIONE DEL PARCO EOLICO	6
4	PARCO EOLICO, AEROGENERATORI (WTG)	7
4.1	POSIZIONE GEOGRAFICA DEGLI AEROGENERATORI E DELLE STAZIONI AT	9
4.2	CARATTERISTICHE TECNICHE DEGLI AEROGENERATORI (WTG)	10
4.3	SISTEMI DI ANCORAGGIO	11
4.4	ELEMENTI ELETTRICI DEGLI AEROGENERATORI (WTG / FOWT)	12
5	CALCOLO DELLE CORRENTI SU LATO 66 KV DEL PARCO EOLICO	14
5.1	CALCOLO DELLE CORRENTI DEI SINGOLI GENERATORI	14
5.2	CALCOLO DELLE CORRENTI DEI SINGOLI GENERATORI	14
5.2.1	<i>Correnti nei sottocampi con 4 aerogeneratori</i>	14
5.2.2	<i>Correnti nei sottocampi con 3 aerogeneratori</i>	15
6	CALCOLO DELLE CORRENTI SU LATO 66 KV DEL PARCO EOLICO	16
6.1	LUNGHEZZA TRATTE DI CAVO DINAMICO	17
7	STAZIONE AT OFFSHORE	20
7.1	CARATTERISTICHE DELLA STAZIONE DI TRASFORMAZIONE OFFSHORE 66 kV / 380 kV	20
7.2	CARATTERISTICHE TECNICHE GENERALI DEGLI APPARATI ELETTRICI	21
7.2.1	<i>Trasformatori</i>	21
7.2.2	<i>Apparecchi di manovra e sezionamento</i>	21
8	SISTEMI DI PROTEZIONE	24
8.1	EVENTI CAUSA DI GUASTO	24
8.2	TIPOLOGIA DI PROTEZIONI	25
8.3	FUNZIONE DI PROTEZIONE	25
8.3.1	<i>Protezione del generatore a bordo di WTG</i>	26
8.3.2	<i>Protezione del Trasformatore a bordo di WTG</i>	27
8.3.3	<i>Sistema di protezione generale</i>	27
9	LINEA DI TRASPORTO A 380KV DA STAZIONE OFF-SHORE A ON-SHORE	28
9.1	CAVO DI TRASPORTO MARINO	28
9.2	CAVO DI TRASPORTO TERRESTRE	29
9.3	DIMENSIONAMENTO DEI CAVI DALLA SOTTOSTAZIONE OFF-SHORE ALLA STAZIONE RTN DI ANDRIA, CONSIDERAZIONI PRELIMINARI	29

9.4	SEZIONE DEI CAVI DALLA STAZIONE AT OFFSHORE ALLA STAZIONE AT DI ANDRIA CON TENSIONE DI 380KV E DUE LINEE, FORMATA CIASCUNA DA N.3 CAVI UNIPOLARI.....	30
9.4.1	<i>Resistenza del cavo</i>	31
9.4.2	<i>Potenza ed energia dissipata</i>	32
10	VALORIZZAZIONE ECONOMICA DELL'ENERGIA DISSIPATA	34
10.1	CONFRONTO ECONOMICO EXPORT.....	35
11	CABINA DI CONSEGNA E MISURA IN ALTA TENSIONE	36
11.1	CONDIZIONI AMBIENTALI.....	37
11.2	OPERE ELETTRICHE PRIMARIE.....	37
11.3	PROTEZIONI NELLA STAZIONE DI CONSEGNA.....	38
11.4	DESCRIZIONE DELLE PRINCIPALI APPARECCHIATURE ELETTRICHE DI ALTA TENSIONE.....	39
11.4.1	<i>Interruttori - circuit breaker</i>	39
11.4.2	<i>Sezionatori - disconnector</i>	41
11.4.3	<i>Scaricatori - surge arrester</i>	42
11.4.4	<i>Trasformatori di tensione (tv)</i>	43
11.4.5	<i>Trasformatori di corrente (ta)</i>	44
11.5	ULTERIORI ELEMENTI COSTITUTIVI DELLA STAZIONE.....	45
11.5.1	<i>Sistemi di compensazione dell'energia reattiva</i>	45
11.5.2	<i>Impianto di terra</i>	46
11.5.3	<i>Sistema centralizzato di controllo</i>	46
12	DISTANZA DI PRIMA APPROSSIMAZIONE DA LINEE E CABINE ALTA TENSIONE (DPA)	47
12.1	PREMESSA.....	47
12.2	METODOLOGIA DI CALCOLO DELLE FASCE DI RISPETTO /DPA.....	47
12.2.1	<i>DPA di linee e cabine</i>	48
12.2.2	<i>Linee in cavo</i>	48
12.3	STAZIONI PRIMARIE.....	48
12.3.1	<i>Stazione offshore</i>	48
12.3.2	<i>Stazione di connessione a RTN</i>	48
13	NORME E DISPOSIZIONI DI LEGGE	50

1 Premessa

L'incremento delle emissioni di anidride carbonica e di altre sostanze inquinanti legato allo sfruttamento delle fonti energetiche tradizionali costituite da combustibili fossili, assieme alla loro limitata disponibilità, ha creato una crescente attenzione per lo sfruttamento delle fonti rinnovabili per la produzione di energia elettrica.

Negli ultimi anni la politica di produzione di energia eolica ha rivolto la sua attenzione alla realizzazione di parchi eolici offshore.

L'Italia è una penisola circondata da immensi spazi di mare che offrono una ventosità maggiore rispetto alla terraferma. Anche gli impatti visivi e ambientali che possono essere generati dall'installazione di un parco eolico offshore sono generalmente inferiori rispetto a quelli generati da un campo eolico a terra.

La collocazione degli impianti in mare ha il vantaggio di offrire una migliore risorsa eolica e quindi una migliore producibilità energetica, una minore turbolenza del vento e quindi di una maggiore durabilità delle parti meccaniche, ed una migliore reperibilità di siti, essendo i siti onshore soggetti a saturazione, anche per la non facile accettazione da parte delle popolazioni locali nelle aree di installazione. Questo consente quindi la creazione di windfarms molto più grandi.

La scelta del posizionamento di un parco eolico è strettamente dipendente dall'approfondita analisi delle condizioni di vento in termini di velocità ma anche delle sue direzioni prevalenti disponibili.

Condizioni di vento, distanza dalla terraferma, condizioni di moto ondoso e correnti, profondità e caratteristiche morfologiche del sito costituiscono tutte fondamentali tematiche che vanno affrontate nella ricerca del posizionamento ottimale.

Un altro fattore che gioca a favore della scelta in mare è il basso impatto paesaggistico che le windfarms hanno nonostante occupino vaste superfici, questo grazie alla loro locazione a diversi chilometri dalla costa.

È possibile quindi costruire turbine più grandi e più alte rispetto a quelle onshore consentendo una maggiore raccolta di energia.

Il progetto prevede l'installazione offshore di 33 aerogeneratori di potenza nominale di 15 MW per una potenza nominale complessiva totale installata pari a 495.0 MW ad una distanza minima di circa 36km dalla costa pugliese.

2 Scopo del documento

La presente relazione ha lo scopo di rappresentare la tipologia e consistenza delle opere elettriche costitutive del Parco Eolico offshore che si prevede di realizzare nel Mar Adriatico Meridionale, al largo delle coste pugliesi.

La formazione di un parco eolico rappresenta, in generale, un significativo contributo alla riduzione del consumo di energia proveniente dal petrolio e dal gas, con i conseguenti benefici sull'ambiente e sulla riduzione della dipendenza da fonti energetiche tradizionali.

Sia a livello nazionale che di Unione europea sono individuati obiettivi da raggiungere sia in termini di risparmio energetico che di produzione di energia con fonti rinnovabili; in tale ambito si inserisce la realizzazione di un parco eolico offshore, con ipotesi di trasporto al punto di connessione a rete RTN gestita da TERNA in corrispondenza della Stazione AT di ANDRIA (BT) con cavi disposti sul fondale del mare dalla stazione offshore alla costa pugliese sul territorio del Comune di Barletta, per proseguire con cavi interrati fino alla stazione di connessione alla RTN nel comune di Andria, per un percorso complessivo di circa 22 km.

Il campo eolico ricade in una delle aree italiane indicate da Terna a maggiore potenziale di sviluppo dell'energia eolica.

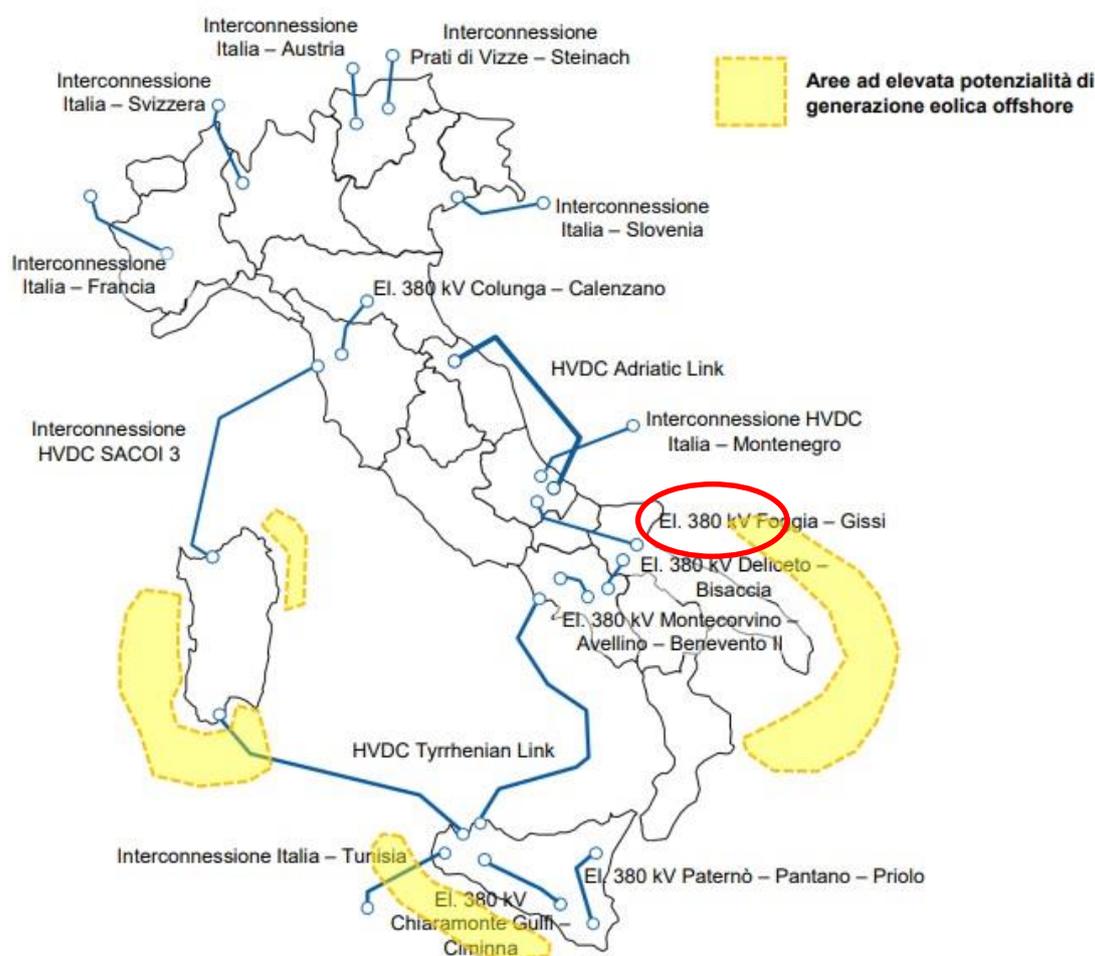


Figura 1 - Aree ad elevata potenzialità di generazione eolica off-shore, fonte Terna Spa

3 Localizzazione del parco eolico

Il parco eolico oggetto della presente relazione si localizza nel Mar Adriatico Meridionale (41°52'0.44"N - 16°43'38.78"E), ad una distanza minima di circa 36km dalla costa pugliese.

L'area destinata alla realizzazione del parco eolico è delimitata dalla linea verde nella figura 2, ha una estensione pari a 93 km² e si trova in una zona di mare avente profondità media di circa 150m. La linea rossa descrive il percorso marino fino al punto di transizione in comune di Barletta. La lunghezza complessiva di tale tratta è di circa 82km.

In giallo viene rappresentato il percorso interrato fino alla stazione di connessione a RTN TERNA denominata "ANDRIA" nel comune di Andria e provincia di Barletta-Andria-Trani. La lunghezza di questa tratta è pari a circa 22km.

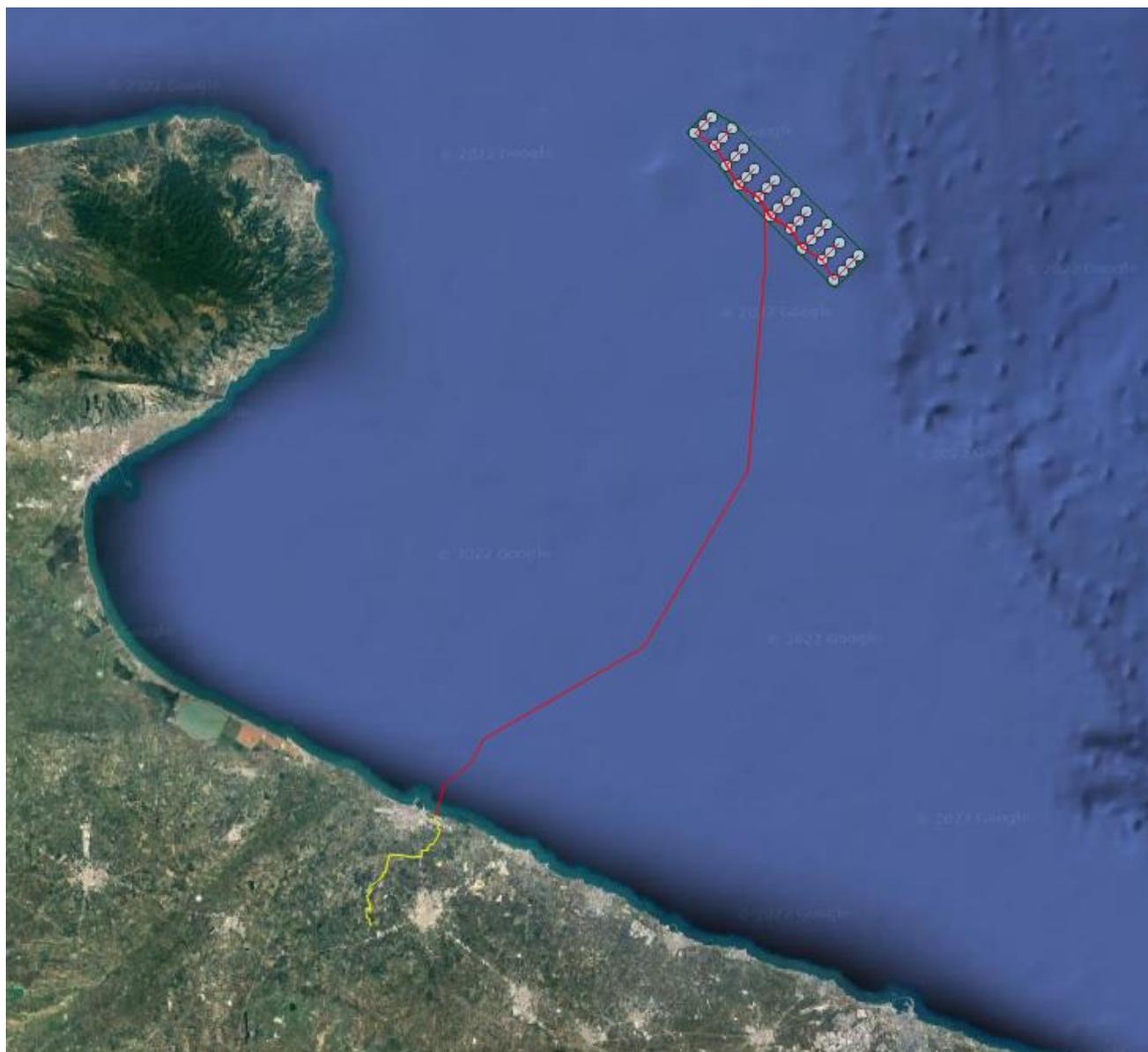


Figura 2 - Individuazione dell'impianto e delle relative opere su immagine satellitare

4 Parco eolico, aerogeneratori (WTG)

La disposizione delle N. 33 turbine eoliche (WTG) è conseguente allo studio di producibilità, che ha condizionato la scelta dell'area specifica e del distanziamento tra le turbine, ottimizzandole in funzione della ventosità e in modo che non ci siano interferenze tra esse.

Dalla figura 3 si noti che la velocità media, misurata ad una altezza di 150 m.s.l.m., che interessa la zona di installazione del parco eolico è tra 6 e 7m/s. Tale condizione risulta essere ottimale per il funzionamento vicino alle impostazioni nominali degli aerogeneratori.

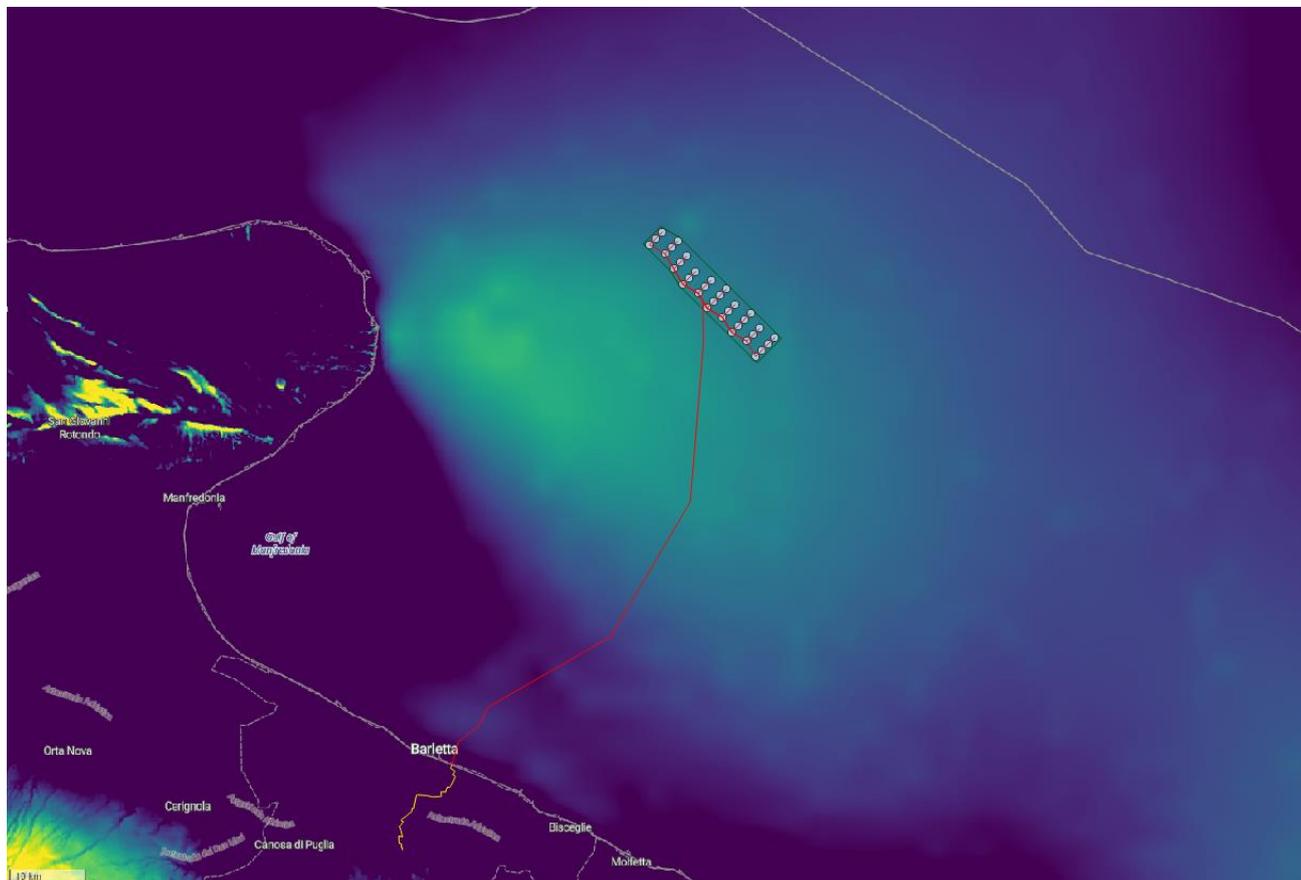


Figura 3 - Carta delle velocità medie dei venti al largo della Puglia (Fonte NEWA)

La distanza media tra i singoli generatori eolico è dell'ordine di 1,2 km sulla direzione Nord-Est/Sud-Ovest e di circa 2,4 km sulla direzione Nord-Ovest/Sud-Est. Tali distanze sono considerate adeguate all'evitare interferenze tra generatori lungo la direzione principale del vento.

Di seguito viene riportata una rappresentazione grafica della disposizione dei singoli generatori e della loro suddivisione in sottocampi.

Al fine di dettagliare al meglio la suddivisione funzionale, viene poi riportato un tabulato di riepilogo delle coordinate geografiche in gradi sessagesimali dei generatori eolici e dei principali punti di interesse del campo eolico, quali:

- La sottostazione offshore, alla quale convergeranno tutti i cavi dei sottocampi a 66kV e dove avverrà la trasformazione a 380kV per il trasporto verso la RTN.
- Il punto di giunzione mare-terra, dove il cavo sottomarino si collegherà elettricamente ai cavi di terra.

- La sottostazione onshore, alla quale convergono i cavidotti terrestri a 380kV per il trasporto alla RTN.
- La stazione di consegna alla RTN denominata ANDRIA sita in Comune di Andria (BT), dove verrà realizzata la connessione alla RTN gestita da TERNA a 380kV.

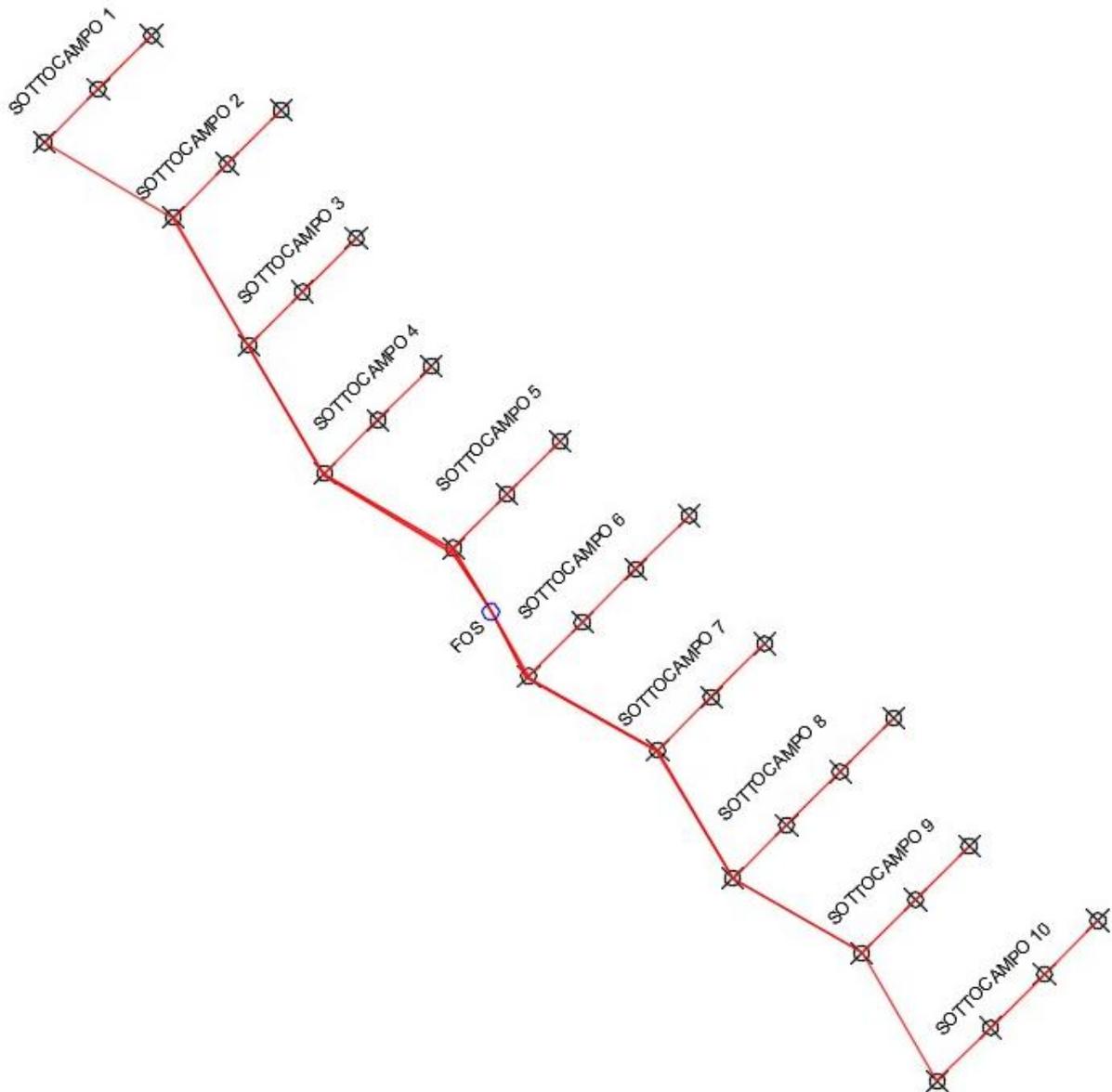


Figura 4 - Struttura del parco eolico con indicazione dei sottocampi e delle stazioni offshore

4.1 Posizione geografica degli aerogeneratori e delle stazioni AT

SC	GENERATORE	COD FUNZ.	COLLEG. SOTTOST.	POTENZA	LONGITUDINE	LATITUDINE
1	W001	WTG 1.1		15 MW	16°39'10.79" E	41°56'31.40" N
	W002	WTG 1.2		15 MW	16°38'33.96" E	41°56'04.81" N
	W003	WTG 1.3	X	15 MW	16°37'57.14" E	41°55'38.22" N
2	W004	WTG 2.1		15 MW	16°40'36.90" E	41°55'52.20" N
	W005	WTG 2.2		15 MW	16°40'00.07" E	41°55'25.61" N
	W006	WTG 2.3	X	15 MW	16°39'23.25" E	41°54'59.03" N
3	W007	WTG 3.1		15 MW	16°41'25.98" E	41°54'46.53" N
	W008	WTG 3.2		15 MW	16°40'49.16" E	41°54'19.95" N
	W009	WTG 3.3	X	15 MW	16°40'12.34" E	41°53'53.37" N
4	W010	WTG 4.1		15 MW	16°42'15.04" E	41°53'40.86" N
	W011	WTG 4.2		15 MW	16°41'38.22" E	41°53'14.28" N
	W012	WTG 4.3	X	15 MW	16°41'01.40" E	41°52'47.71" N
5	W013	WTG 5.1		15 MW	16°43'40.89" E	41°53'01.75" N
	W014	WTG 5.2		15 MW	16°43'04.06" E	41°52'35.18" N
	W015	WTG 5.3	X	15 MW	16°42'27.25" E	41°52'08.61" N
6	W016	WTG 6.1		15 MW	16°45'06.71" E	41°52'22.62" N
	W017	WTG 6.2		15 MW	16°44'29.88" E	41°51'56.06" N
	W018	WTG 6.3		16 MW	16°43'53.06" E	41°51'29.50" N
	W019	WTG 6.4	X	15 MW	16°43'16.25" E	41°51'02.93" N
7	W020	WTG 7.1		15 MW	16°45'55.67" E	41°51'16.93" N
	W021	WTG 7.2		15 MW	16°45'18.85" E	41°50'50.37" N
	W022	WTG 7.3	X	15 MW	16°44'42.03" E	41°50'23.81" N
8	W023	WTG 8.1		15 MW	16°47'21.43" E	41°50'37.77" N
	W024	WTG 8.2		15 MW	16°46'44.60" E	41°50'11.23" N
	W025	WTG 8.3		15 MW	16°46'07.79" E	41°49'44.67" N
	W026	WTG 8.4	X	15 MW	16°45'30.98" E	41°49'18.12" N
9	W027	WTG 9.1		15 MW	16°48'10.33" E	41°49'32.06" N
	W028	WTG 9.2		15 MW	16°47'33.51" E	41°49'05.52" N
	W029	WTG 9.3	X	15 MW	16°46'56.70" E	41°48'38.97" N
10	W030	WTG 10.1		15 MW	16°49'36.03" E	41°48'52.88" N
	W031	WTG 10.2		15 MW	16°48'59.20" E	41°48'26.35" N
	W032	WTG 10.3		15 MW	16°48'22.39" E	41°47'59.81" N
	W033	WTG 10.4	X	15 MW	16°47'45.58" E	41°47'33.26" N
SOTTOSTAZIONE OFFSHORE					16°42'51.75" E	41°51'35.77" N
GIUNZIONE CAVO MARINO - TERRESTRE					16°18'34.23" E	41°19'1.53" N
SOTTOSTAZIONE ONSHORE					16°13'49.06" E	41°12'56.32" N
SOTTOSTAZIONE RTN ANDRIA					16°13'40.14" E	41°12'49.60" N

4.2 Caratteristiche tecniche degli aerogeneratori (WTG)

In riferimento alla specifica area di installazione, con fondali tra 125m e 180m, si ritiene di utilizzare la tipologia “a fondazione galleggiante”, che rende più agevole la posa delle torri in situazioni di variabilità della profondità del mare e in fondali così profondi.

Nella situazione di riferimento, ogni turbina eolica è costituita da una torre con in testa una navicella ed il rotore eolico a 3 pale, sorretta da fondazione galleggiante.

Le principali caratteristiche delle turbine eoliche galleggianti (FOWT : Floating Offshore Wind Turbine) sono presentate dalla seguente tabella:



Figura 5 - turbina eolica V236-15MW

CARATTERISTICHE GENERALI DELLA TURBINA	
Potenza nominale	15 MW
Velocità di Cut-in	3 m/s
Velocità di Cut-off	30 m/s
Classe di ventosità (IEC)	S or S,T
Diametro del rotore	236 m
Area spazzata	43742m ²
Numero di pale	3
Altezza del mozzo sul m.s.l.	150 m / a seconda del sito

Tabella 1 - Caratteristiche generali delle turbine

Sulla base delle caratteristiche prestazionali, si individueranno i turbogeneratori in base alle situazioni specifiche di ventosità nella zona del campo eolico, scegliendo quindi con criteri tecnico-economici, il fornitore più adeguato a soddisfare i criteri di scelta. Dal punto di vista costruttivo, le pale sono realizzate in fibra di vetro, resina epossidica e materiali compositi, mentre la torre eolica ha una altezza di circa 150m, diametro base 8 metri, diametro in testa di circa 5 metri.

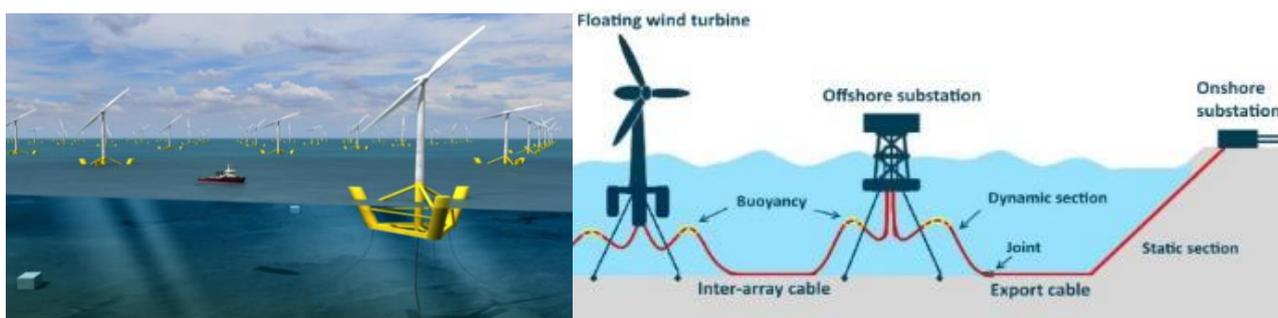


Figura 6 - Struttura di galleggiamento della turbina

Le turbine eoliche sono configurate per iniziare a funzionare a partire con velocità del vento a circa 3 m/s ed arrestarsi a 30 m/s. L'insieme strutturale è realizzato mediante assemblaggi di tubi d'acciaio, con processi di produzione ed installazione semplificati.

4.3 SISTEMI DI ANCORAGGIO

La posizione delle strutture galleggianti (fondazione galleggiante più torre eolica) viene vincolata tramite sistemi di ancoraggio di vario genere (ancora a gravità, pali infissi nel fondale, pali a siluro, etc.), in funzione dei dati del vento, delle onde e delle correnti. Nel caso specifico risulta come la più adatta l'ancora con trascinamento (Drag Anchors) che viene guidata più in profondità all'aumentare del tiro su di essa.

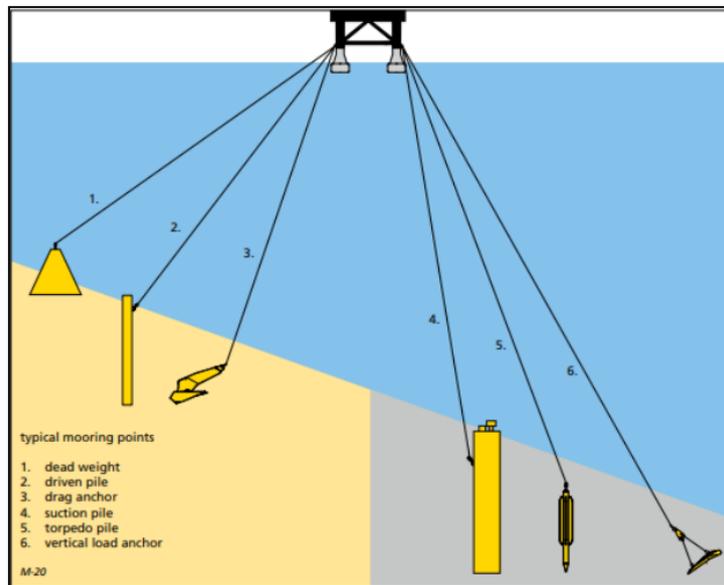


Figura 7 - principali sistemi di ancoraggio al fondale marino

Il sistema di ancoraggio sarà soprattutto funzione della tipologia dei fondali, della stratigrafia e dal punto di vista del comportamento geotecnico.

4.4 ELEMENTI ELETTRICI DEGLI AEROGENERATORI (WTG / FOWT)

I componenti elettromeccanici contenuti nella navicella sono sostanzialmente il generatore, il trasformatore BT/AT ed i sistemi di orientamento e di regolazione delle pale.

Oltre a questi, un aerogeneratore dispone di tre punti di connessione tra cavi, rappresentati nelle seguenti figure:

- Connettore (Connector), unisce la linea di potenza derivante dall'alternatore (Switchgear) in bassa tensione al trasformatore elevatore che porterà la tensione di trasporto dei cavi Array a 66kV. Va posizionato il più vicino possibile all'alternatore per poter ridurre al minimo la lunghezza del tratto in bassa tensione.
- Giunto lineare (Linear Joint), collega i cavi AT da 66kV dal trasformatore con il cavo che si collegherà alla cella di protezione del generatore. Non sono sempre presenti, soprattutto nei generatori di piccole dimensioni. Hanno la funzione di agevolare l'installazione dei cavi all'interno della torre, permettendo l'uso di spezzoni più corti. Alcuni modelli possono funzionare anche come sezionatore di linea. Può essere usato nei generatori di partenza dei sottocampi per collegare la linea del generatore al cavo sottomarino.
- Giunto di ramo (Branch Joint), ha la funzione di collegare tre cavi del generatore eolico con i cavi dinamici sottomarini, creando un saldo punto di connessione tra essi. Spesso tale funzione è fatta direttamente all'interno della cella di protezione del generatore e viene utilizzato nelle turbine intermedie o di collegamento alla stazione off-shore e svolgono la funzione di collegamento in parallelo di più generatori.



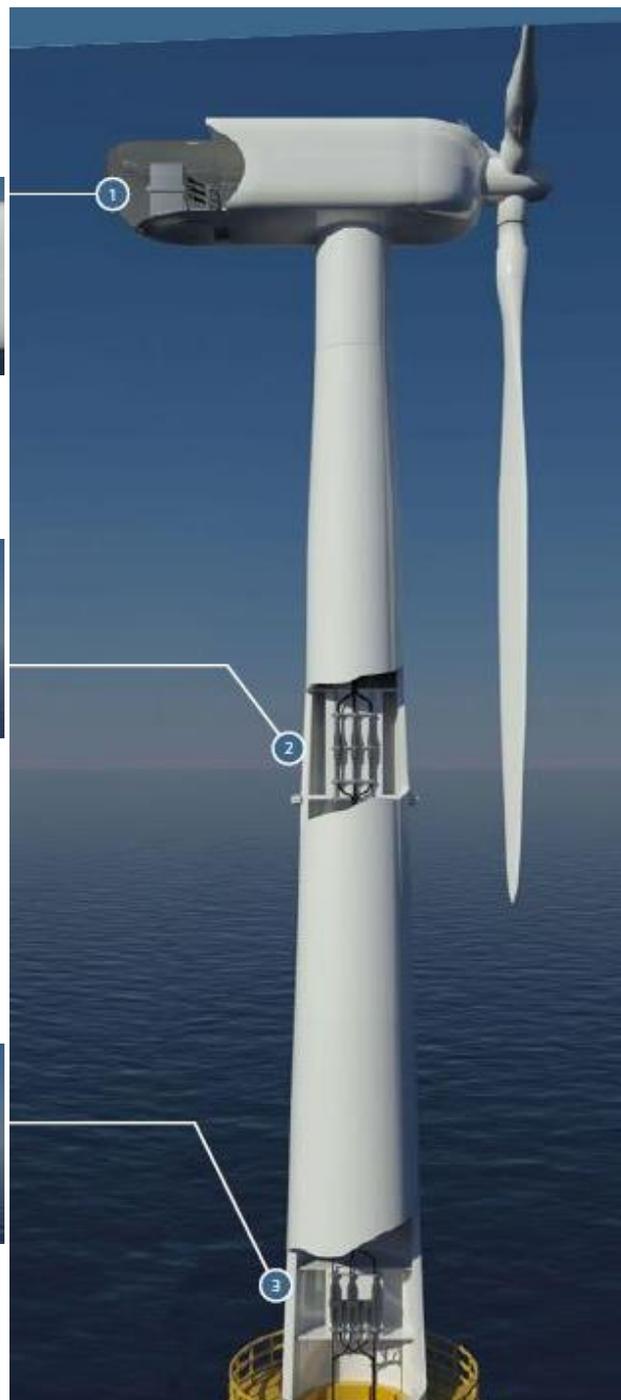
Figura 8 - Connector



Figura 9 - Linear Joint



Figura 10 - Branch Joint



Le fotografie sono parte del documento "66kV Submarine Cable System for Offshore Wind" redatto da Prysmian Group.

La figura sotto riportata, ripresa da brochure Siemens Energy, rappresenta sinteticamente il sistema di connessione d'impianto della WTG alla linea sottomarina con celle di protezione di parallelo (sinistra) e di testa di sottocampo (destra).

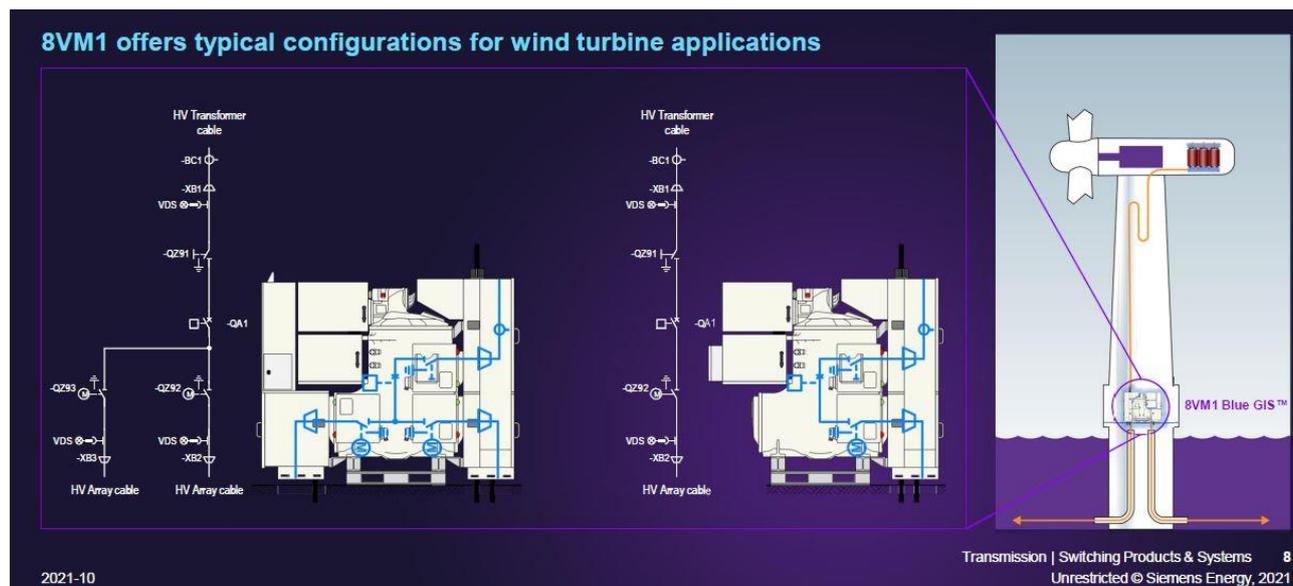


Figura 11 - Rappresentazione schematica delle celle di protezione in WTG (fonte Siemens)

5 Calcolo delle correnti su lato 66 kV del parco eolico

Il calcolo delle correnti che dovranno essere in grado di portare i cavi di collegamento viene fatta con l'utilizzo della seguente formula:

$$I_n = \frac{P_n}{\sqrt{3} * V_n * \cos \varphi}$$

Dove:

- I_n = Corrente nominale (A)
- P_n = Potenza attiva nominale (W)
- V_n = Tensione nominale (V)
- $\cos \varphi$ = Fattore di potenza

5.1 CALCOLO DELLE CORRENTI DEI SINGOLI GENERATORI

Utilizzando la formula di cui sopra si calcolano le correnti nominali dei generatori presenti nel campo eolico, ovvero n°33 generatori da 15MW di potenza.

Si considera come tensione nominale la tensione in uscita dalla torre eolica, assunta pari a 66kV.

Il $\cos \varphi$ viene considerato prudenzialmente pari a 0,95. Un sistema di compensazione dell'energia reattiva potrà migliorare il fattore di potenza, con riduzione delle perdite sulle tratte di cavo nei sottoparchi e da questi alla stazione offshore di trasformazione.

Generatore da 15 MW:
$$I_n = \frac{P_n}{\sqrt{3} * V_n * \cos \varphi} = \frac{15 * 10^6}{\sqrt{3} * 66'000 * 0,95} = \mathbf{138 A}$$

5.2 CALCOLO DELLE CORRENTI DEI SINGOLI GENERATORI

Le correnti qui calcolate sono quindi le portate in Ampere alla salita di ogni singola torre; tuttavia, il campo eolico è formato in sottocampi da 3 o 4 generatori. Le correnti si sommeranno quindi per ogni tratta di collegamento tra generatore eolico e il successivo a partire dal secondo della linea.

In altre parole, la corrente da calcolare per il tratto compreso tra l'ultimo generatore di linea del sottocampo e la sottostazione off-shore sarà la somma delle correnti dei singoli generatori che formano il sottocampo.

5.2.1 Correnti nei sottocampi con 4 aerogeneratori

Sottocampi 6 - 8 - 10					
P_{gen}	[MW]	15	15	15	15
P_{gen_cum}	[MW]	15	30	45	60
I_{gen}	[A]	138	276	414	552

5.2.2 Correnti nei sottocampi con 3 aerogeneratori

Sottocampi 1 – 2 – 3 – 4 – 5 – 7 - 9				
P_{gen}	[MW]	15	15	15
P_{gen_cum}	[MW]	15	30	45
I_{gen}	[A]	138	276	414

6 Calcolo delle correnti su lato 66 kV del parco eolico

La scelta dei cavi da utilizzare per realizzare le connessioni tra generatori, tra sottocampo e sottostazione e infine da sottostazione a stazione di consegna RTN dipendono da vari fattori, ovvero:

- La lunghezza del cavo
- La resistività del materiale conduttore selezionato
- La temperatura di esercizio, in regime transitorio e permanente, che dipende a sua volta dalla tipologia di posa e affiancamento di più conduttori tra loro.
- Fattore di potenza o $\cos \varphi$

Per quanto riguarda la resistività del materiale si prenderà in considerazione il valore relativo a cavi XLPE, che si considerano capaci di operare in regime permanente a 90°C, quindi prudenziale in riferimento al sovradimensionamento delle sezioni

	20°C ($\Omega \cdot \text{mm}^2/\text{m}$)	90°C ($\Omega \cdot \text{mm}^2/\text{m}$)
Rame (Cu)	0.017	0.0276

Tabella 2 - Resistività del rame

Il collegamento elettrico per la formazione dei sottocampi e da questi alle sbarre At 66 kV site nella stazione Off-shore è effettuato con cavi in rame del tipo tripolare, come ad esempio il cavo designato come 2X(FL)2YRAA, del tipo dinamico, in grado di non danneggiarsi in conseguenza delle continue flessioni alle quali sarà sottoposto in opera.

Dove:

- 1- Conduttore di Rame
- 2- Strato semiconduttore interno
- 3- Isolamento in XLPE
- 4- Strato semiconduttore esterno
- 5- Schermatura con foglio di alluminio
- 6- Isolante schermatura in Polietilene
- 7- Cavo integrato di fibra ottica
- 8- Profili di riempimento
- 9- Strato compattante in PP
- 10- Armatura in acciaio (o altri metalli)
- 11- Strato esterno in PP



Figura 12 - cavo 2X(FL)2YRAA - Fonte NKT Cables

Ogni collegamento di tipo dinamico sarà costituito dal cavo elettrico dinamico e vari accessori subacquei per garantire la sua integrità e formare la curva ad "S", come rappresentato dalla figura seguente.

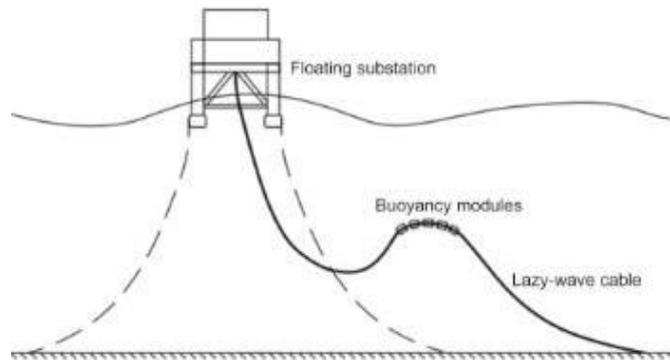


Figura 13 - Schema di collegamento del cavo dinamico (fonte A2A)

6.1 LUNGHEZZA TRATTE DI CAVO DINAMICO

Per l'individuazione della lunghezza delle tratte di cavo 66 kV di tipo dinamico si assume la somma della distanza tra le due torri oltre al doppio della profondità del fondale marino, moltiplicato per un coefficiente di sicurezza pari ad un incremento del 10%.

Le portate dei cavi di riferimento (I_z) provengono dal catalogo tecnico "XLPE Submarine Cable Systems - Attachment to XLPE Land Cable Systems - User's Guide" fornitoci da ABB.

L'immagine indica la portata di corrente in regime permanente dei cavi tripolari in XLPE calcolati in accordo con la norma IEC 60287, ovvero rispettando le seguenti condizioni:

- Un solo cavo tripolare in affiancamento per linea
- Temperatura del fondale marino di 20°C
- Profondità di posa nel fondale marino pari a 1m
- Resistività termica del fondale marino di 1 K*m/W

Nelle tabelle seguenti viene indicata la sezione dei cavi minima da rispettare per trasportare la corrente di lavoro (I_b). Per ridurre le perdite di energia dovute al trasporto si indica anche una sezione ottimale definita come "sezione di progetto" per la riduzione di perdite di energia e di caduta di tensione.

Table 33

10-90 kV XLPE 3-core cables		
Cross section mm ²	Copper conductor	Aluminium conductor
	A	A
95	300	235
120	340	265
150	375	300
185	420	335
240	480	385
300	530	430
400	590	485
500	655	540
630	715	600
800	775	660
1000	825	720

Figura 14 - portate cavi 3-core XLPE per tensioni 10-90kV (fonte ABB)

SOTTO CAMPO 1								
Pot	Lcavo	n.circ	Smin	S prog (>Smin)	L Cumul	Ib	Iz (Smin)	Iz (Sprog)
[MW]	[m]	[-]	[mm ²]	[mm ²]	[m]	[A]	[A]	[A]
15	1958	1	95	95	1958	138	300	300
30	1958	1	95	300	3916	276	300	530
45	11992	1	185	1000	15908	414	420	825

SOTTO CAMPO 2

Pot	Lcavo	n.circ	Smin	S prog (>Smin)	L Cumul	lb	Iz (Smin)	Iz (Sprog)
[MW]	[m]	[-]	[mm ²]	[mm ²]	[m]	[A]	[A]	[A]
15	1958	1	95	95	1958	138	300	300
30	1958	1	95	185	3916	276	300	420
45	9447	1	185	1000	13363	414	420	825

SOTTO CAMPO 3

Pot	Lcavo	n.circ	Smin	S prog (>Smin)	L Cumul	lb	Iz (Smin)	Iz (Sprog)
[MW]	[m]	[-]	[mm ²]	[mm ²]	[m]	[A]	[A]	[A]
15	1958	1	95	95	1958	138	300	300
30	1958	1	95	185	3916	276	300	420
45	6899	1	185	1000	10815	414	420	825

SOTTO CAMPO 4

Pot	Lcavo	n.circ	Smin	S prog (>Smin)	L Cumul	lb	Iz (Smin)	Iz (Sprog)
[MW]	[m]	[-]	[mm ²]	[mm ²]	[m]	[A]	[A]	[A]
15	1958	1	95	95	1958	138	300	300
30	1958	1	95	185	3916	276	300	420
45	4345	1	185	400	8261	414	420	590

SOTTO CAMPO 5

Pot	Lcavo	n.circ	Smin	S prog (>Smin)	L Cumul	lb	Iz (Smin)	Iz (Sprog)
[MW]	[m]	[-]	[mm ²]	[mm ²]	[m]	[A]	[A]	[A]
15	1958	1	95	95	1958	138	300	300
30	1958	1	95	185	3916	276	300	420
45	1804	1	185	300	5720	414	420	530

SOTTO CAMPO 6

Pot	Lcavo	n.circ	Smin	S prog (>Smin)	L Cumul	lb	Iz (Smin)	Iz (Sprog)
[MW]	[m]	[-]	[mm ²]	[mm ²]	[m]	[A]	[A]	[A]
15	1958	1	95	95	1958	138	300	300
30	1958	1	95	185	3916	276	300	420
45	1958	1	185	300	5874	414	420	530
60	1804	1	400	400	7678	552	590	590

SOTTO CAMPO 7								
Pot	Lcavo	n.circ	Smin	S prog (>Smin)	L Cumul	lb	Iz (Smin)	Iz (Sprog)
[MW]	[m]	[-]	[mm ²]	[mm ²]	[m]	[A]	[A]	[A]
15	1958	1	95	95	1958	138	300	300
30	1958	1	95	185	3916	276	300	420
45	4362	1	185	400	8278	414	420	590

SOTTO CAMPO 8								
Pot	Lcavo	n.circ	Smin	S prog (>Smin)	L Cumul	lb	Iz (Smin)	Iz (Sprog)
[MW]	[m]	[-]	[mm ²]	[mm ²]	[m]	[A]	[A]	[A]
15	1958	1	95	95	1958	138	300	300
30	1958	1	95	185	3916	276	300	420
45	1958	1	185	630	5874	414	420	715
60	6917	1	400	1000	12791	552	590	825

SOTTO CAMPO 9								
Pot	Lcavo	n.circ	Smin	S prog (>Smin)	L Cumul	lb	Iz (Smin)	Iz (Sprog)
[MW]	[m]	[-]	[mm ²]	[mm ²]	[m]	[A]	[A]	[A]
15	1958	1	95	95	1958	138	300	300
30	1958	1	95	185	3916	276	300	420
45	9467	1	185	1000	13383	414	420	825

SOTTO CAMPO 10								
Pot	Lcavo	n.circ	Smin	S prog (>Smin)	L Cumul	lb	Iz (Smin)	Iz (Sprog)
[MW]	[m]	[-]	[mm ²]	[mm ²]	[m]	[A]	[A]	[A]
15	1958	1	95	95	1958	138	300	300
30	1958	1	95	185	3916	276	300	420
45	1958	1	185	630	5874	414	420	715
60	12023	1	400	1000	17897	552	590	825

Tabella 3 – Dimensionamento preliminare dei sottocampi

7 Stazione AT offshore

7.1 CARATTERISTICHE DELLA STAZIONE DI TRASFORMAZIONE OFFSHORE 66 kV / 380 kV

La stazione elettrica offshore è una struttura complessa. Oltre agli apparecchi e macchine di alta tensione, che costituiscono l'asse portante di tutta la struttura elettrica, sono presenti ulteriori elementi al servizio sia dell'impiantistica principale che degli apparati di gestione, comunicazione, ospitalità, ecc.

Nella presente relazione ed anche nello schema unifilare dell'impiantistica elettrica AT si privilegia la rappresentazione del flusso di energia dal campo eolico al punto di partenza- stazione offshore- dei cavi di trasporto dell'energia fino alla destinazione finale di consegna alla stazione AT di RTN (ANDRIA, 380kV) gestita da TERNA.

Per quanto riguarda gli aspetti più direttamente connessi alla ottimizzazione delle prestazioni energetiche, si pensa in primo luogo ai sistemi di rifasamento che possono riguardare il lato AT 66kV della produzione da WTG, sia il lato 380KV sulle sbarre in uscita dei trasformatori. Di fatto, si tratta di minimizzare la componente reattiva dovuta sia ai generatori eolici, con trasformatori da 20 MVA nelle torri eoliche, sia ai trasformatori da 320 MVA 66/380KV.

La stazione elettrica offshore, del tipo galleggiante, è disposta in posizione baricentrica rispetto ai sottocampi eolici. Ad essa, sul lato AT 66KV, sono connesse n. 10 linee provenienti dai sottocampi eolici, formati ognuno da gruppi di 3-4 generatori eolici.

Attraverso due trasformatori 66/380kV l'energia viene consegnata ai cavi di trasmissione per trasporto dell'energia alla stazione di connessione alla RTN di TERNA di Andria (BT).

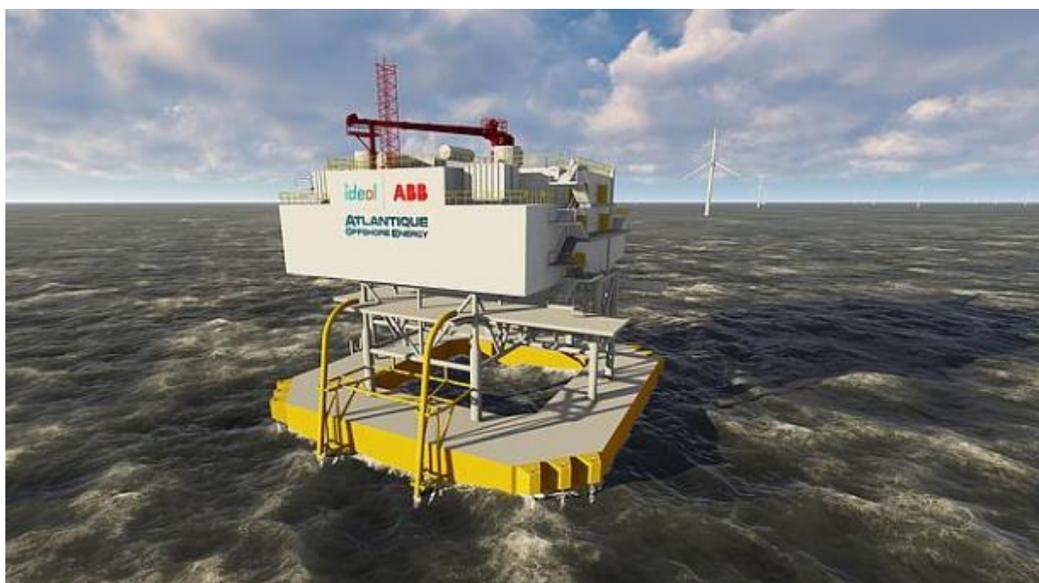


Figura 15 - Sottostazione elettrica offshore galleggiante - fonte: bw-ideol.com

Con riferimento alla potenza nominale dell'intero parco eolico di 495 MW, si ritiene di utilizzare n. 2 trasformatori con potenza unitaria di 320MVA in modo da ottimizzarne il rendimento, che è massimo a 3/4 della sua potenza nominale, con un margine che consenta, in caso di fuori servizio per guasto o manutenzione di uno di essi, di trasportare una significativa quota della totale energia producibile. In sede di progettazione esecutiva si valuterà la possibilità di ridurre od aumentare la taglia del

trasformatore, in riferimento ai tanti parametri che possono essere utilizzati per la definizione della effettiva potenza nominale di quest'ultimo.

Data la particolarità del luogo di installazione, i componenti elettrici che costituiscono la stazione offshore sono sostanzialmente diversi dagli analoghi utilizzati nella stazione AT a terra, in condizioni ambientali decisamente diverse. Di fatto, gli apparecchi di interruzione e di sezionamento, le sbarre, la quadristica elettrica e quanto altro da utilizzare in mezzo al mare sono realizzati con modalità "blindate" per il contenimento di gas isolante SF₆, con grande riduzione delle dimensioni dei corrispondenti apparecchi in aria.

7.2 CARATTERISTICHE TECNICHE GENERALI DEGLI APPARATI ELETTRICI

7.2.1 Trasformatori

La trasformazione dell'energia prodotta dal campo eolico alla tensione di 66 KV viene trasformata a 380 KV per essere trasportata fino alla Stazione onshore di Andria, dove sarà consegnata a 380 kV alla RTN gestita da TERNA.

La stazione di trasformazione offshore sarà costituita da n.2 trasformatori con le identiche caratteristiche che ne consentano il funzionamento in parallelo:

- Gruppo orario
- Tensione di cortocircuito

Ognuno dei n.2 trasformatori trifasi, del tipo a due avvolgimenti, ha raffreddamento naturale dell'estere ed è forzato dell'aria (KNAF), isolamento in estere naturale.

Caratteristiche:

	U.M.	Valore
Potenza nominale	MVA	320
Rapporto di trasformazione a vuoto	kV	380 ±8 x 1,25% / 66
Collegamento AT1/AT2		Stella con N / Triangolo
Gruppo di collegamento CEI		Ynd11
Frequenza	Hz	50
Temperatura ambiente	°C	-25/+40
Norme di esecuzione		CEI-EN 60076
Massima altitudine di installazione	m.s.l.m.	1000
Sovraccarico continuativo	%	+20%
Sovratemperatura hot-spot/avvolgimento/olio	°C	110/95/90 (estere naturale)
Corrente a vuoto a Vn	%	0,2
Tensione cortocircuito a 75°C	%	15

Tabella 4 - Caratteristiche trasformatori stazione off-shore

7.2.2 Apparecchi di manovra e sezionamento

Il complesso di manovra e sezionamento è costituito da interruttore in vuoto e da sezionatore. Per le installazioni off-shore, date le severe condizioni ambientali nei quali si trovano ad operare, le caratteristiche costruttive sono molto diverse da quelle utilizzate per le stazioni AT a terra, che

utilizzano tecnologie collaudate ed evolute nel tempo in corrispondenza dell'aumento delle tensioni delle linee di trasporto, tipicamente 220 kV e 380 kV.

Apparecchiature lato 66 kV

La figura sottostante costituisce un riferimento per tale ambito d'impiego.



8VM1 wind tower Blue GIS™ up to 72.5 kV Technical data

Rated voltage	up to 72.5 kV
Rated frequency	50/60 Hz
Rated short-duration power-frequency withstand voltage (1 min)	up to 140 kV
Rated lightning impulse withstand voltage (1.2/50µs)	up to 325 kV
Rated continuous current	up to 1250 A
Rated short-circuit breaking current	up to 31.5 kA
Rated peak withstand current	up to 85 kA
Rated short-time withstand current (up to 1 s)	up to 31.5 kA
Internal arc classification of HV cable compartments	IAC A FLR 31.5 kA, 1 s (acc. IEC 62271-200)
Leakage rate per year and gas compartment (type-tested)	< 0.1 %
Drive mechanism of circuit-breaker	stored energy spring
Rated operating sequence	O-0.3 s-CO-3 min-CO
Interrupter technology	vacuum
Insulation medium	clean air
Weight of SF ₆ or other fluorinated green-house gases	0 kg
Rated filling pressure	0.56 MPa abs
GIS width (depending on GIS configuration)	up to 2935 mm
GIS height depth (depending on GIS configuration)	2430 mm up to 1230 mm
GIS weight (depending on GIS configuration)	up to 2.6 t
Ambient temperature range	-30°C up to +45°C
Installation	Indoor
First major inspection	> 25 years
Expected lifetime	> 50 years
Standards	IEC / IEEE

Other values on request

Transmission | Switching Products & Systems 6
Unrestricted © Siemens Energy, 2021

Figura 16 - cella di protezione WTG - collegamento cavi dinamici (fonte Siemens)

Le analoghe apparecchiature per impieghi a 230- 380kV offshore, con gli stessi avvertimenti, sono rappresentabili dalle seguenti immagini:



Figura 17 - Celle AT 380kV in stazione Off-shore (fonte Siemens)

Typical bay configuration for export cable in offshore wind applications

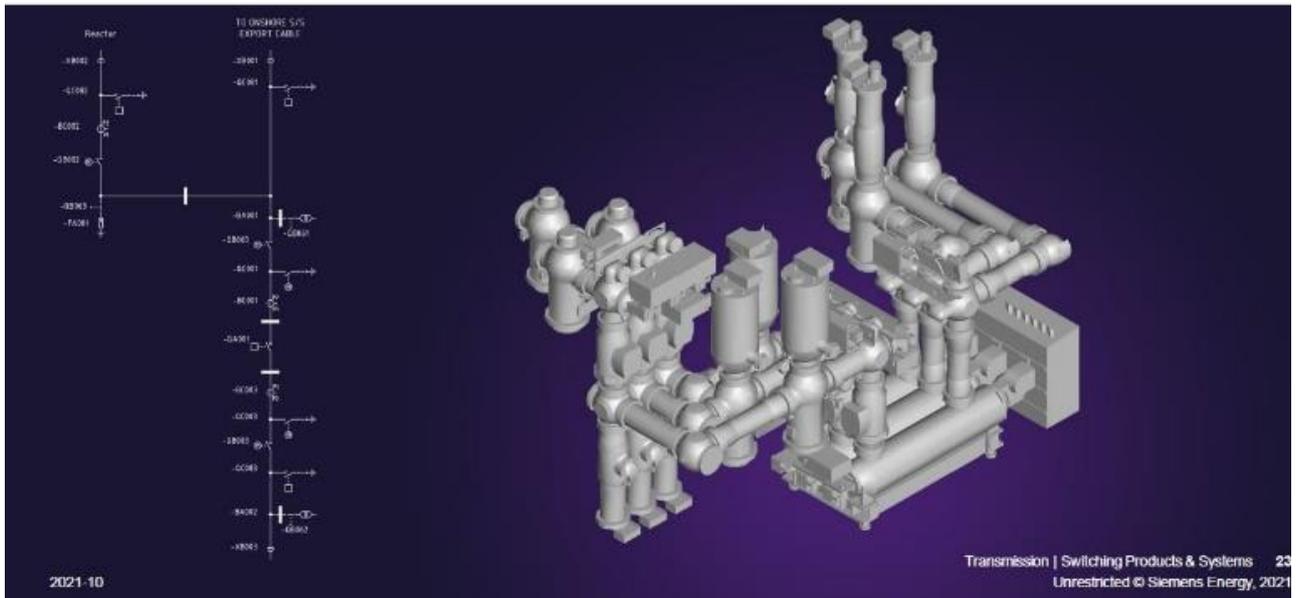


Figura 18 - Schema di configurazione di collegamento del cavo di trasporto alla stazione off-shore (fonte Siemens)

8 Sistemi di protezione

Nella scelta del sistema di protezione dei generatori entrano in gioco diverse varianti tra cui:

- tipo e potenza della macchina da proteggere;
- livello di tensione e corrente di cortocircuito polifase: in particolare occorre comunque assicurare una sicura protezione della macchina anche con minime correnti di guasto;
- stato del neutro: come già illustrato la presenza o meno di corrente in caso di guasto e la sua eventuale entità obbligano alla scelta di sistemi di protezioni tra loro totalmente differenti;
- servizio cui la macchina o il processo industriale è asservito: ad esempio la protezione che sia applica a due motori della medesima potenza, dedicati a pompe centrifughe, è profondamente diversa nel caso in cui una macchina sia dedicata al sistema antincendio e l'altra al normale processo industriale;
- funzione del sistema di protezione: allarme o intervento.

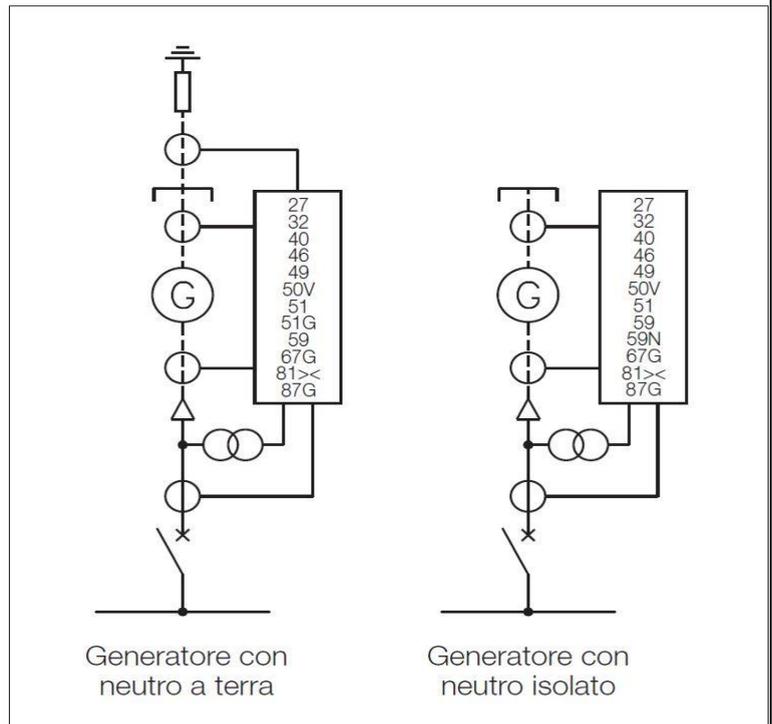


Figura 19 - Protezioni dei generatori (fonte ABB)

8.1 EVENTI CAUSA DI GUASTO

Nel seguito si utilizzeranno i codici numerici della Norma Cei 37-2 per indicare le funzioni di protezione e rendere conseguentemente più semplice la comprensione univoca delle stesse. Escludendo dalla presente descrizione le grosse macchine (generatori oltre 100 MVA ciascuno), ove la scelta del sistema di protezione è necessariamente in funzione anche dell'interfaccia verso il sistema di trasmissione, la filosofia dei relè di protezione è sviluppata sulla base della conoscenza che i guasti nei generatori possono essere suddivisi in due categorie principali:

- Funzionamenti e condizioni di lavoro anormali quali:
 - sovraccarico;
 - sovra velocità o rallentamenti;
 - massima e minima tensione;
 - carichi squilibrati;
 - guasti di eccitazione (circuito di campo o regolatore di tensione);
 - guasti del motore primo (o del regolatore di velocità).

- Guasti all'isolamento, quali:
 - guasti a terra (inclusi i guasti di rotore);
 - guasti fase-fase e trifase;
 - guasti tra le spire della stessa fase.

L'individuazione della condizione di funzionamento anomala è fatta dai relè di protezione la cui regolazione deve mantenere in servizio il più a lungo possibile la macchina senza che esista rischio di danneggiamento.

Il valore di regolazione della protezione deve essere calcolato al di sopra dei valori transitori di corrente, tensione e frequenza e il tempo di intervento deve essere tale da consentire il ripristino dei parametri elettrici nell'ambito dei valori normali di funzionamento.

8.2 TIPOLOGIA DI PROTEZIONI

Le protezioni di una macchina, sincrona o asincrona, possono poi essere suddivise nei seguenti sottogruppi principali:

- protezioni principali o protezioni di zona:

sono le funzioni di protezione che devono intervenire istantaneamente per guasti che si verificano all'interno della rispettiva zona e devono rimanere stabili per guasti esterni (guasti passanti);

- protezioni di ricalzo:

sono le funzioni di protezione che devono intervenire per guasti che si verificano a valle del loro punto di inserzione. Queste funzioni di protezione devono avere un ritardo intenzionale per consentire un intervento selettivo onde operare solo nella zona guasta;

- protezioni per il funzionamento e condizioni di lavoro anormali:

sono le funzioni di protezione che devono intervenire o predisporre un allarme per ogni condizione anormale che possa verificarsi durante la marcia. Le anomalie sono rilevate con la misura di appropriati parametri elettrici. La posizione dei TA che alimentano le varie funzioni di protezione di un generatore non è causale, i TA che alimentano le varie funzioni di protezione devono essere previsti lato centro stella e non lato linea.

8.3 FUNZIONE DI PROTEZIONE

A seconda della potenza nominale della macchina e del tipo di applicazione, tutte o in parte le seguenti funzioni di protezione possono essere adottate per la protezione del generatore:

CODICE	FUNZIONE
relè 87	protezione differenziale generatore (a volte denominata anche 87G)
relè 49	protezione termica per sovraccarico statore
relè 51	protezione di massima corrente

relè 40	protezione per guasti di eccitazione (mancanza campo)
relè 32	protezione di potenza inversa (ritorno d'energia)
relè 46	protezione di massima corrente di sequenza inversa
relè 21	protezione di minima impedenza (in alternativa alla protezione di massima corrente omopolare a controllo di tensione quando esiste trasformatore di unità)
relè 50V	protezione di massima corrente a controllo di tensione (in alternativa alla protezione di minima impedenza quando non esiste trasformatore di unità)
relè 27	protezione di minima tensione
relè 59	protezione di massima tensione
relè 81	protezione di massima e minima frequenza
relè 24	protezione di massimo flusso
relè 64R	protezione di terra rotore
relè 64S	protezione di terra statore (funzione del tipo di stato del neutro)

Tabella 5 - funzioni di protezione componenti attivi di impianto

Esistono altre funzioni di protezione che si usano per la protezione degli alternatori, quali ad esempio:

relè 5	energizzazione accidentale
relè 37	minima potenza
relè 49R (o 51R)	sovraccarico rotore
relè 60	A bilancia di tensione
relè 78	Perdita di passo

Tabella 6 - funzione di protezione specifiche degli alternatori

Questi ultimi vengono utilizzati in generale per macchine di grossa potenza.

Per ognuna delle macchine e apparecchiature di manovra e protezione si fa riferimento alla norma CEI 11-32 per sistemi elettrici di III categoria e relativa variante V1 per gli impianti di produzione eolica, secondo la denominazione standard di tali sistemi (*fonte ABB, Guida tecnica criteri di protezione delle reti elettriche*).

8.3.1 Protezione del generatore a bordo di WTG

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

relè 40	mancanza di eccitazione al rotore
relè 32	ritorno di energia attiva dalla rete verso il generatore
relè 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)
relè 49	protezione termica per sovraccarico rotorica e/o statorica
relè 46	squilibrio, sequenza inversa

Tabella 7 - funzioni di protezione specifiche dei WTG

8.3.2 Protezione del Trasformatore a bordo di WTG

Il trasformatore a bordo di ogni WTG ha il compito di innalzare la tensione da 0,7kV in uscita dal generatore alla tensione di 66kV. Sarà dotato delle protezioni necessarie ad isolarlo sia verso monte che a valle, tipicamente le seguenti:

relè 87	Protezione da corrente differenziale
relè 49	Protezione da sovraccarico
relè 50,51,51N	Protezione da cortocircuito

Tabella 8 - funzioni di protezione specifiche dei trasformatori in WTG

8.3.3 Sistema di protezione generale

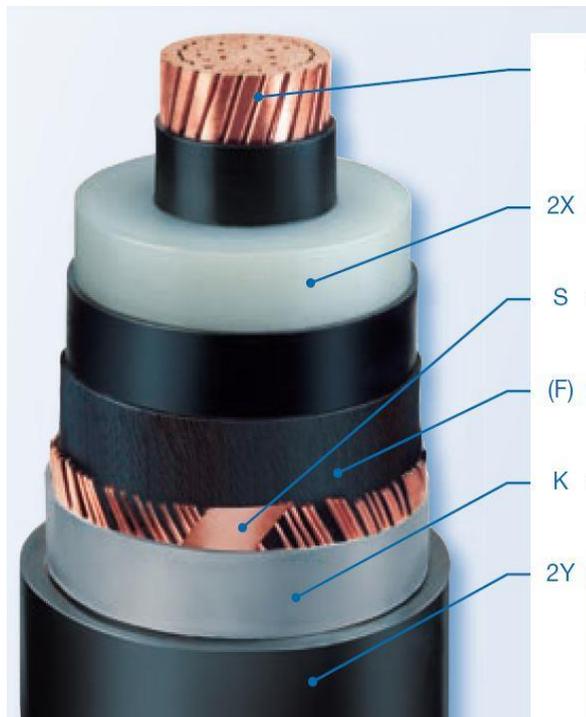
Il sistema di protezione sopra rappresentato per il generatore ed il trasformatore di ogni WTG, dovrà essere coordinato con quello del resto delle apparecchiature che li separano dal punto di interfaccia con RTN.

Data l'ubicazione del parco eolico, sarà necessario un sistema di gestione remota mediante interconnessione in fibra tra stazione off-shore e stazione onshore; oltre al sistema di protezioni tradizionali che attuano sulla base di rilevatori di grandezze elettriche e/o relè elettromeccanici.

9 Linea di trasporto a 380kV da stazione off-shore a on-shore

9.1 CAVO DI TRASPORTO MARINO

Il cavo selezionato per la posa della linea di trasmissione è del tipo 2XS(F)K2Y, ovvero cavi unipolari XLPE per tensioni fino a 420kV in rame, la cui designazione significa:



- a. Conduttore di Rame - nessuna designazione
- b. 2X= Isolante conduttore termostabile XLPE
- c. S = Schermatura con cavi di rame
- d. (F) = del tipo WET per cavi sottomarini, per il tratto terrestre può essere omesso
- e. K = Armatura o scudo in Piombo
- f. 2Y = isolante esterno in Polietilene

Non designato né rappresentato nell'immagine è la presenza di un cavo in fibra ottica, inserito tra la schermatura e la armatura di protezione, per tutta la lunghezza del tracciato.

Ai fini elettrici la fibra ottica non ha alcuna funzione, ma permette di inviare una serie di dati diagnostici sullo stato del cavo, permettendo soprattutto l'individuazione della esatta posizione di guasti, permettendo interventi mirati e rapidi, di conseguenza quindi una manutenzione meno costosa.

Figura 20 - cavo 2XS(F)K2Y - NKT Cables

La scelta del tipo di cavo, sia nel materiale conduttore che per la sezione in riferimento alla portata in corrente, potrà essere confermata o meno in fase di progettazione esecutiva, sulla base di convenienze tecnico-economiche.

Nel percorso sul fondale marino, i cavi saranno posati entro uno scavo di circa 1 metro di profondità, ed essere poi protetti da specifici manufatti.

Nel percorso a terra, i cavi saranno disposti entro tubazioni di diametro adeguato, ad una profondità di almeno 1,5 metri

Per la posa in mare sarà necessario l'uso di apposita imbarcazione, che eseguirà in una prima fase una analisi del fondale tramite ecoscandaglio in modo da individuare eventuali ostacoli quali fosse o affioramenti rocciosi lungo il percorso.



Figura 21 - Esempio di tubazione di protezione all'arrivo a terra - NKT Cables



Figura 22 - Particolare dell'imbarcazione posa cavi - NKT Cables

L'imbarcazione è dotata di un "aratro" che scava un solco di circa un metro di profondità sul fondale marino e in contemporanea posa la tubazione con il cavo presente al suo interno.

Appositi rover sottomarini robotizzati potranno assistere tutte le fasi, agendo fisicamente su eventuali problemi che si possono verificare nelle operazioni di posa in affiancamento a sommozzatori specializzati. La profondità di posa per la zona del campo eolico è compresa tra i 125 e i 180m.

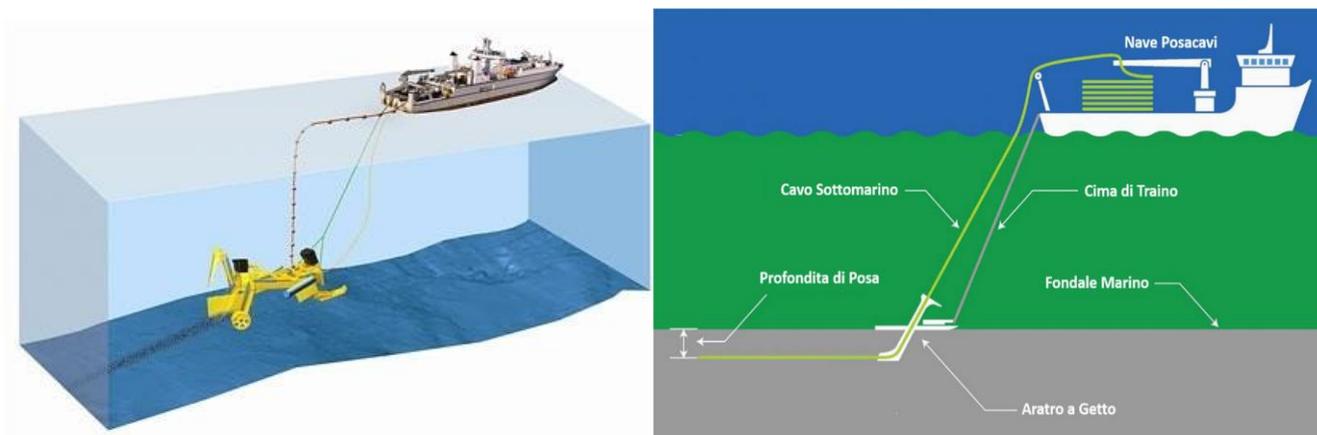


Figura 23 - Schematizzazione della modalità di posa del cavo sottomarino - fonte Capitaneria porto di Ostia (Roma)

9.2 CAVO DI TRASPORTO TERRESTRE

Il cavo previsto per la posa entro cavidotto interrato sarà analogo a quello per la posa marina.

9.3 DIMENSIONAMENTO DEI CAVI DALLA SOTTOSTAZIONE OFF-SHORE ALLA STAZIONE RTN DI ANDRIA, CONSIDERAZIONI PRELIMINARI

Il percorso dei cavi da stazione offshore al punto di connessione con RTN è effettuato sia in posa marina che in posa entro cavidotto interrato. Al termine della tratta posata sul fondale marino, in apposito vano interrato sarà realizzata la connessione a cavo adatto a posa entro cavidotto interrato.

In ordine alla scelta progettuale, condivisa col Committente, di impiegare due linee a 380KV con cavo in rame, sezione 1000mm², sono state prese in considerazione due specifiche necessità:

- Continuità del servizio di trasporto dell'energia: se una delle due linee, per qualsivoglia motivo, dovesse risultare fuori servizio, la seconda linea sarebbe in grado di trasportare, tutta od in gran parte, l'energia prodotta dall'intero sottocampo eolico collegato alla relativa sottostazione offshore.
- Riduzione delle perdite di energia nel trasporto: la scelta di impiegare due linee di elevata sezione comporta importanti benefici in ordine alla riduzione dell'energia dissipata dalla resistenza del cavo. L'ottimizzazione della scelta tra i costi più elevati (due linee, sezione elevata del cavo) ed i benefici di continuità nel trasporto con riduzione deve essere valutata in funzione di almeno i seguenti due parametri:
- Valore dell'energia elettrica: l'attuale situazione geopolitica consente di fare questa valutazione sulla base di un valore medio del PUN nel periodo di crisi ad oggi dell'ordine di

248 € /MWh (media primo semestre 2022 - fonte GME, vedi tabelle di dettaglio successivo paragrafo)

- Costi delle materie prime, dei cavi nel loro complesso di fornitura e posa in opera;

Non potendo prevedere come evolveranno i parametri presi in considerazione, si potranno allineare, in sede di progettazione esecutiva, i dati disponibili in tale ambito, riconsiderando le ipotesi assunti a base della scelta preliminare.

La lunghezza dei cavi, per la tratta marina e per la tratta terrestre, calcolati con coefficiente di sicurezza sulla lunghezza del 10%, sono:

Cavo sottomarino	Cavo terrestre	L totale
[m]	[m]	[m]
82'315	21'582	103'897

Tabella 9 - lunghezza tratte cavo di trasporto

La tipologia di cavi da utilizzare è del tipo dinamico in quanto la sottostazione offshore sarà del tipo galleggiante.

Le ipotesi preliminari assunte a riferimento dei calcoli seguenti, intesi a definire le possibili sezioni.

9.4 SEZIONE DEI CAVI DALLA STAZIONE AT OFFSHORE ALLA STAZIONE AT DI ANDRIA CON TENSIONE DI 380KV E DUE LINEE, FORMATA CIASCUNA DA N.3 CAVI UNIPOLARI.

Dai cataloghi dei maggiori costruttori di cavi si deduce che, per la tensione di 380 kV, la disponibilità di cavi tripolari in rame, presenta un limite nella sezione massima di 630mm². Quindi, allo stato attuale, cavi con sezione maggiore sono in via di omologazione/commercializzazione.

Ai fini dei calcoli seguenti, la precisazione sopra espressa è ininfluente, in quanto le perdite di energia sono legate alla resistenza ed alla intensità di corrente.

I cavi destinati al trasporto di energia da ognuna delle stazioni offshore a stazione di connessione con RTN dovranno essere quindi capaci di sopportare la corrente calcolata con la seguente formula:

$$I_{ct} = \frac{P_{tot}}{\sqrt{3} * V_n * \cos \varphi} = \frac{495 * 10^6}{\sqrt{3} * 380'000 * 0,98} = 767 A$$

Dove:

- I_{ct} = Corrente totale (A)
- P_{tot} = Potenza attiva nominale del parco che converge ad una sottostazione offshore (W)
- V_n = Tensione nominale pari a 380kV (V)
- $\cos\varphi$ = Fattore di potenza, assunto pari a 0,98

Table 36

Cross section Cu conductor mm ²	Rated voltage 100 - 420 kV	
	Wide spacing A	Close spacing A
185	580	445
240	670	505
300	750	560
400	845	620
500	950	690
630	1065	760
800	1180	830
1000	1290	895

Ai fini di calcoli preliminari di raffronto, si assume che l'intensità di corrente totale per ogni sottostazione offshore sia $I_t = 800 \text{ A}$

Si assumono, inoltre, le seguenti ipotesi:

- Trasporto mediante n.2 linee trifasi, destinate a portare, ognuna, metà della corrente totale (400 A);
- Riserva 100% della portata: anche una sola delle linee deve essere in grado di trasportare la corrente totale di 800 A.

Le portate dei cavi di riferimento (I_z) provengono dal catalogo tecnico "XLPE Submarine Cable Systems - Attachment to XLPE Land Cable Systems - User's Guide" di ABB

L'immagine sopra indica la corrente in regime permanente dei cavi unipolari in XLPE calcolati in accordo con la norma IEC 60287, ovvero rispettando la condizione di 3 cavi unipolari in specifiche condizioni di posa:

- Si utilizzerà la colonna "Close spacing" per ulteriori margini di sicurezza che equivale all'impiego dei tre conduttori di fase in un'unica tubazione (tipico della posa interrata)

Nota: Per la sezione 1000mm^2 con tensione nominale 380 kV i costruttori, allo stato attuale, rendono disponibili cavi unipolari, limitando a 630mm^2 la formazione in cavo tripolare. Questo fatto, ai fini dei calcoli delle potenze dissipate in linea, non comporta alcuna variazione. Durante la fase esecutiva verrà confermata la tipologia del cavo sulla base del fornitore selezionato.

9.4.1 Resistenza del cavo

La resistenza del cavo, per singola fase, va calcolata in funzione della resistività (ρ) del Rame a 90°C (cavi XLPE, regime permanente), della lunghezza della linea (L) e della sezione del cavo (S) secondo la seguente formula:

$$R = \rho \frac{L}{S}$$

I risultati di calcolo sono relativi alla tratta dalla Stazione Off-shore alla Stazione RTN di ANDRIA, assumendo l'uso di conduttori di Rame sia per la parte sottomarina, sia per la parte posata a terra:

Sezione (mm^2)	Rame (0,0276 [$\Omega \cdot \text{mm}^2/\text{m}$])
185	15.50
400	7.17
800	3.58
1000	2.87

Tabella 10 - Calcolo della resistenza dei cavi di trasporto a differenti sezioni per ogni sezione valutata

Nella seguente figura, estratta dal catalogo tecnico dei cavi in Alta tensione di NKT Cables, si nota come varia la componente di capacitanza (μF) e reattanza (mH) in funzione della sezione del cavo:

400 kV Single Core XLPE Cables with Copper Wire Screen and APL Sheath					
Type (A)2XS(FL)2Y 1 x RM/170 230/400 kV with stranded compacted conductor (RM)					
Dimensions/Cross Sections		mm ²	630	800	1000
Conductor, Cu or Al, round, stranded, Ø	approx.	mm	30,0	34,2	38,1
XLPE insulation	nom.	mm	33,0	31,0	29,0
Screen, copper wire, cross section	nom.	mm ²	170	170	170
Outer diameter	approx.	mm	118	118	118
Cable weight (Cu/Al)	approx.	kg/m	17/13	18/13	20/14
Permissible pulling force (Cu/Al)	max.	kN	32/19	40/24	50/30
Bending radius during laying	min.	m	2,95	2,95	2,95
at terminations	min.	m	1,75	1,75	1,75
Electrical Data					
Cu conductor DC resistance at 20°C	max.	Ω/km	0,0283	0,0221	0,0176
Al conductor	max.	Ω/km	0,0469	0,0367	0,0291
Cu conductor AC resistance at 90°C	approx.	Ω/km	0,0393	0,0317	0,0276
Al conductor	approx.	Ω/km	0,0622	0,0500	0,0409
Field strength at U ₀ at conductor screen	approx.	kV/mm	12,8	12,7	12,8
at core screen	approx.	kV/mm	4,2	4,7	5,2
Capacitance per core	approx.	μF/km	0,119	0,134	0,150
Inductance	approx.	mH/km	0,46	0,44	0,41
Current Ratings/Power Ratings (continuous load)			trefoil installation		
Cu conductor cables	1 circuit	A/MVA	594/412	636/441	671/465
	2 circuits	A/MVA	481/333	512/355	538/373
Al conductor cables	1 circuit	A/MVA	499/346	545/378	587/407
	2 circuits	A/MVA	406/281	440/305	471/326

Figura 24 - Scheda tecnica cavi unipolari 400kV - fonte NKT Cables

I valori evidenziati consentono di definire le potenze reattive, di tipo induttivi e capacitivo dei cavi.

In fase di progettazione esecutiva si dovranno verificare i valori delle potenze reattive relative ad ognuno dei componenti il sistema di produzione-trasformazione-trasporto e consegna dell'energia, dati al momento non disponibili.

In ogni caso, si imporrà il trasporto di energia con un $\cos \phi$ minimo di 0,98, da garantire tramite l'utilizzo di sistemi di compensazione dell'energia reattiva. I calcoli eseguiti infatti considerano tale valore di $\cos \phi$ come riferimento.

9.4.2 Potenza ed energia dissipata

Per calcolare la potenza dissipata da ogni singolo cavo, si applicherà la seguente formula:

$$P_{df} = R_f * I^2$$

L'intensità di linea considerata è pari alla metà dell'intensità complessiva del sottocampo (n.2 circuiti).

Tabella di comparazione delle sezioni di 185, 400, 800 e 1000mm² a 380kV

Sezione (Cu) [mm ²]	Resistenza [Ω]	Potenza dissipata totale [MW]	Energia <i>P_{d,tot}</i> /anno (CF=40%) [MWh/yr]
185	15.50	13.69	47'980
400	7.17	6.33	22'191
800	3.58	3.17	11'095
1000	2.87	2.53	8'876

Tabella 11 - calcolo potenza ed energia dissipata cavo di trasporto a differenti sezioni

Anche il cavo con conduttori da 800 mm² di sezione è sufficiente per un uso come unica linea di sicurezza (rottura accidentale di un circuito), cioè con la corrente complessiva del sottocampo convergente ad una delle due sottostazioni offshore.

Il raffronto sopra rappresentato fornisce i dati di energia dissipata in un anno nel trasporto, ipotesi di 3.500 ore/anno normalizzate (CF=40%).

Lo scopo è unicamente di fornire elementi di valutazione in ordine al fatto che, aumentando la sezione, diminuiscono le perdite di energia. La scelta della effettiva sezione da impiegare sarà effettuata di considerazioni tecnico- economiche sulla base di dati aggiornati ed ipotizzabili nella prospettiva delle annualità di utilizzo dell'impianto eolico e dell'eventuale costo del cavo al momento dell'ordine.

10 Valorizzazione economica dell'energia dissipata

I beni prodotti, ovvero l'energia elettrica, vengono quantificati sulla base del PUN giornaliero del mercato elettrico, individuabili al seguente link: <https://mercatoelettrico.org/it/>.

Dai grafici si nota che tale prezzo medio del valore dell'energia elettrica varia ampiamente in funzione del rapporto domanda/offerta che a sua volta dipende da una serie di fattori geopolitici, ambientali e stagionali.

dati di sintesi MPE-MGP – riepilogo							
sintesi annuale							
periodo	Prezzo d'acquisto. PUN (€/MWh)			Quantità totali (MWh)	Liquidità (%)	n. operatori al 31/12	
	media	min	max				
2004*	51,60	1,10	189,19	231.571.983	29,1	73	
2005	58,59	10,42	170,61	323.184.850	62,8	91	
2006	74,75	15,06	378,47	329.790.030	59,6	103	
2007	70,99	21,44	242,42	329.949.207	67,1	127	
2008	86,99	21,54	211,99	336.961.297	69,0	151	
2009	63,72	9,07	172,25	313.425.166	68,0	167	
2010	64,12	10,00	174,62	318.561.565	62,6	198	
2011	72,23	10,00	164,80	311.493.877	57,9	181	
2012	75,48	12,14	324,20	298.668.836	59,8	192	
2013	62,99	0,00	151,88	289.153.546	71,6	214	
2014	52,08	2,23	149,43	281.997.370	65,9	251	
2015	52,31	5,62	144,57	287.132.081	67,8	259	
2016	42,78	10,94	150,00	289.700.706	70,0	253	
2017	53,95	10,00	170,00	292.197.128	72,2	254	
2018	61,31	6,97	159,40	295.561.956	72,0	271	
2019	52,32	1,00	108,38	295.827.948	72,1	286	
2020	38,92	0,00	162,57	280.179.361	74,9	283	
2021	125,46	3,00	533,19	290.400.194	76,2	283	

* I dati sono relativi ai nove mesi dal 01/04/2004 al 31/12/2004

Figura 25 - media annuale prezzo di vendita di PUN dal 2004 al 2021 (fonte Gestore Mercati Elettrici)

Gli scenari energetici attuali hanno una forte tendenza all'aumento del prezzo dell'energia, ma non è questa la sede per prospettare le aspettative su un arco di 30 anni.

Risulta pertanto utile alla comprensione della presente analisi eseguire un confronto su un prezzo fisso aleatorio, stimato a 248€/MWh del PUN, pari alla media dei primi 6 mesi del 2022

sintesi mensile - anno 2022							
aggiornato al 29/06/2022							
periodo	Prezzo d'acquisto. PUN (€/MWh)			Quantità totali (MWh)	Liquidità (%)	download pdf	
	media	min	max				
gennaio	224,50	67,99	392,95	25.537.288	75,5	pdf	
febbraio	211,69	153,76	349,00	23.506.964	74,3	pdf	
marzo	308,07	93,99	688,59	24.790.550	69,0	pdf	
aprile	245,97	10,00	470,00	22.148.654	76,1	pdf	
maggio	230,06	119,43	400,00	23.095.321	76,4	pdf	
giugno	268,09	95,80	470,90	24.206.716	75,0	pdf	

Figura 26 - Prezzo medio di vendita del PUN dei primi mesi del 2022 (fonte Gestore Mercati Elettrici)

10.1 Confronto economico export

Di seguito viene riportato il confronto economico ad un prezzo del PUN di 248€/MWh , considerando una vita operativa di 30 anni considerando un CF=40% e n.2 circuiti di export per ogni sottostazione.

Sezione (Cu) [mm ²]	Energia Dissipata /anno [MWh/yr]	Energia Dissipata (vita utile) [MWh]	Valore dell'energia dissipata/anno [M€]	Valore dell'energia dissipata (vita utile) [M€]
185	47'980	1'439'414	11.9	357.0
400	22'191	665'729	5.5	165.1
800	11'095	332'865	2.8	82.6
1000	8'876	266'292	2.2	66.0

Tabella 12 - Confronto economico delle dispersioni del cavo di trasporto a differenti sezioni

11 Cabina di consegna e misura in alta tensione

La stazione di consegna e connessione a RTN di ANDRIA è attrezzata con una sezione a 380kV.

Come da procedura di connessione alla RTN tutte le apparecchiature che si intendono mettere in opera nel punto di connessione saranno definite in progettazione esecutiva secondo le prescrizioni di TERNA.

Non appare quindi necessario elencare le caratteristiche tecniche e prestazionali degli apparati AT da mettere in opera nella stazione di connessione; tale rappresentazione è rimandata alle successive fasi progettuali.



Figura 27 - Fotografia satellitare (Google Maps) della stazione di Andria (BT)

11.1 CONDIZIONI AMBIENTALI

Nella individuazione delle apparecchiature da installare nella stazione di connessione sono da tenere in considerazione i seguenti dati ambientali:

- Altitudine: < 1000 m s.l.m.
- Temperatura ambiente: -10 /+45 °C
- Umidità relativa: 10/ 90%
- Velocità del vento max: 30 m/s

11.2 OPERE ELETTRICHE PRIMARIE

Le opere principali della Stazione di connessione saranno in accordo con le disposizioni di TERNA e costituite da:

- Un sistema di barrature aeree lato 380 KV a connessione con RTN;
- Montante AT 380 kV da Parco Eolico;
- Montante AT lato Terna.

Dal montante di consegna sarà derivata la connessione mediante cavi AT 380 kV fino al punto di connessione lato RTN, secondo gli accordi e prescrizioni con TERNA.

Tutte le apparecchiature rappresentate in “schema unifilare” per la parte “Stazione di connessione” saranno disposte all’interno dell’area resa recintata, nella quale, oltre agli apparati AT, saranno realizzati fabbricati di servizio.

Sull’area sarà presente anche una fornitura ENEL destinata ai “servizi ausiliari”, con fornitura MT oppure bt in relazione alle potenze necessarie a tutti i servizi da prevedere per la gestione degli impianti, realizzata in conformità a “Guida ENEL alle interconnessioni”.

In parallelo a tale fornitura sarà previsto un Gruppo elettrogeno come ulteriore sorgente di energia destinata a supplire alla mancanza su Rete ENEL MT /BT

11.3 PROTEZIONI NELLA STAZIONE DI CONSEGNA

Le protezioni saranno conformi a Norme CEI 0-16, tipicamente le seguenti:

- Per ogni montante: 27-50-51-51N,59,64,81<, 81>, 87 T
- Per la linea 380 KV: 27,59,59N,81<,81>, 87L

Restando inteso che i componenti saranno rispondenti a specifiche TERNA

Oltre che sul sistema di supervisione, tutte le protezioni saranno ripetute su ulteriore apparato di gestione.

La stazione AT 380 KV è nel suo insieme una struttura complessa per la quale una rappresentazione preliminare è molto diversa da una rappresentazione esecutiva e costruttiva, che non si esaurisce nella fondamentale sezione AT di arrivo/trasformazione/consegna a RTN, ma necessita di ulteriori importanti componenti elettrici e non elettrici ai quali si fa cenno al paragrafo successivo.



Figura 28 - Esempio di aspetto di stazione AT RTN - fonte Web, free license

11.4 DESCRIZIONE DELLE PRINCIPALI APPARECCHIATURE ELETTRICHE DI ALTA TENSIONE

Al fine di illustrare la tipologia dei principali apparecchi che si intendono adatti all'impiego sull'Alta Tensione 380 KV si riportano le schede tecniche di materiale Siemens, da considerare come mero riferimento prestazionale.

11.4.1 Interruttori - circuit breaker



Figura 29 - interruttore 420kV (fonte Siemens)

Type		3AP1						3AP2/3		3AP4/5
Rated voltage	[kV]	72.5	123	145	170	245	300	420	550	800
Number of interrupter units per pole		1						2		4
Rated short-duration power-frequency withstand voltage	[kV]	140	230	275	325	460	460	610	800	830
Rated lightning impulse withstand voltage/min	[kV]	325	550	650	750	1,050	1,050	1,425	1,550	2,100
Rated switching impulse withstand voltage	[kV]	-	-	-	-	-	850	1,050	1,175	1,425
Rated normal current, up to	[A]	2,500	4,000	4,000	4,000	4,000	4,000	5,000	5,000	5,000
Rated short-time withstand current (1 s–3 s), up to	[kA _{rms}]	31.5	40	40	40	50	40	63	63	63
Rated short-circuit breaking current, up to	[kA]	31.5	40	40	40	50	40	80	63	63
Temperature range	[°C]	- 60 up to +55*								
Rated operating sequence		0-0.3 s-CO-3 min-CO or CO-15 s-CO								
Rated break time		3 cycles						2 cycles		
Rated frequency	[Hz]	50/60								
Maintenance after		25 years								
Type		3AV1								
Rated voltage	[kV]	72.5								
Number of interrupter units per pole		1								
Rated normal current, up to	[A]	2,500								
Rated short-time withstand current, up to	[kA]	31.5								
Rated short-circuit breaking current, up to	[kA]	31.5								
Rated frequency	[Hz]	50								
Rated power-frequency withstand voltage	[kV]	140								
Rated lightning impulse withstand voltage	[kV]	325								
Rated duration of short circuit	[s]	3								
Rated peak withstand current (2.7 p.u.)	[kA]	85								
First-pole-to-clear-factor	[p.u.]	1.5/1.3								
Capacitive voltage factor	[p.u.]	1.4								
Temperature range	[°C]	-55 up to +40								
Maintenance after		25 years								
Insulating medium		N ₂								
All values in accordance with IEC; other values on request										

Figura 30 - Scheda tecnica interruttori AT fonte Siemens

11.4.2 Sezionatori - disconnector

Technical data										
										
Design		Center break								
Rated voltage		72.5	123	145	170	245	300	362	420	550
Rated power-frequency withstand voltage 50 Hz/1 min										
To earth and between phases	[kV]	140	230	275	325	460	380	450	520	620
Across the isolating distance	[kV]	160	265	315	375	530	435	520	610	800
Rated lightning impulse withstand voltage 1.2/50 μs										
To earth and between phases	[kV]	325	550	650	750	1,050	1,050	1,175	1,425	1,550
Across the isolating distance	[kV]	375	630	750	860	1,200	1,050 (+170)	1,175 (+205)	1,425 (+240)	1,550 (+315)
Rated switching impulse withstand voltage 250/2,500 μs										
To earth and between phases	[kV]	-	-	-	-	-	850	950	1,050	1,175
Across the isolating distance	[kV]	-	-	-	-	-	700 (+245)	800 (+295)	900 (+345)	900 (+450)
Rated normal current up to	[A]	4,000								
Rated peak withstand current up to	[kA]	160								
Rated short-time withstand current up to	[kA]	63								
Rated duration of short circuit	[s]	1/3								
Icing class		10/20								
Temperature range	[°C]	-60/+55								
Operating mechanism type		Motor operation/Manual operation								
Control voltage	[V, DC] [V, AC]	60/110/125/220 220...230, 1~, 50/60 Hz								
Motor voltage	[V, DC] [V, AC]	60/110/125/220 110/125/220, 1~, 50/60 Hz 220/380/415, 3~, 50/60 Hz								
Maintenance		25 years								
All values in accordance with IEC; other values on request										

Figura 31 - scheda tecnica sezionatori AT - fonte Siemens

11.4.3 Scaricatori - surge arrester

	3EP5	3EP4	3EP6	3EP3	3EL5	3EL1	3EL2	3EL3	3EQ1	3EQ4	3EQ3	3EQ5
												
Applications	Medium- and high-voltage systems	Medium- and high-voltage systems	High-voltage systems	High-voltage systems, HVDC, SC&SVC applications	Medium- and high-voltage systems, station and line surge arrester	Medium- and high-voltage systems, station and line surge arrester	Medium- and high-voltage systems, station and line surge arrester	High-voltage systems, station and line surge arrester	Medium- and high-voltage systems	High-voltage systems	High-voltage systems, HVDC, SC&SVC applications	High-voltage systems, HVDC applications
Highest voltage of the system (U_n) kV	123	362	800	800	145	252	550	800	362	800	800	1200
Maximum rated voltage (U_r) kV	96	288	588	624	126	288	468	588	288	588	624	850
Maximum nominal discharge current (I_n) kA	10	10	20	20	10	10	20	20	10	20	20	20
Maximum thermal energy rating (W_{th}) kJ/kV _r	7.0	7.0	14.0	42.0	4.5	6.0	9.0	14.0	7.0	18.0	42.0	48.0
Maximum repetitive charge transfer rating (Q_{rr}) C	2	2	3.6	12.0	1	1.6	2.4	3.6	2	6	12.0	16.0
Rated short-circuit current (I_s) kA	50	65	65	65	20	65	65	65	50	80	80	80
Bending moment dynamic SSL kNm	2.0	4.5	30.0	34.0	0.5	1.2	4.0	10.0	6.0	38.0	72.0	225.0
Housing material	Porcelain	Porcelain	Porcelain	Porcelain	Silicone	Silicone	Silicone	Silicone	Silicone	Silicone	Silicone	Silicone
Design principle	Hollow insulator				Cage design, silicone directly molded onto MOV				Hollow insulator, silicone molded onto FRP tube			
Installation	Outdoor											
Standard	IEC 60099-4, Ed. 3.0 (2014) and IEEE C62.11 (2012)											

Figura 32 - Scheda tecnica scaricatori AT - fonte Siemens

11.4.4 Trasformatori di tensione (tv)

Voltage transformers/RC dividers for air-insulated switchgear (AIS)											
											
Type		SVS	TVG	VEOT/VEOS	TCVT	AC RCD	DC RCD				
Voltage range	[kV]	72.5 – 800	72.5 – 420	72.5 – 550	72.5 – 1200	72.5 – 800	72.5 – 800				
Insulation medium		SF ₆	SF ₆	Oil	Oil	Oil	Oil/SF ₆				
Composite insulator		x	x	x	x	x	x				
Porcelain insulator			x	x	x	x	x				
Technical data											
Voltage level	[kV]	72.5	123	145	170	245	300	362	420	550	800
Rated power-frequency withstand voltage	[kV]	140	230	275	325	460	460	510	630	680	975
Rated lightning impulse withstand voltage	[kV]	325	550	650	750	1,050	1,050	1,175	1,425	1,550	2,100
Rated switching impulse withstand voltage	[kV]	–	–	–	–	–	850	950	1,050	1,175	1,550
Output voltage	[V]	110/√3 – 200/√3 (other values upon request) (AC&DC RC divider: 5 – 200V)									
Rated voltage factor		1.2 – 1.5 – 1.9 (other values upon request)									
Rated frequency	[Hz]	16 ⅔ – 50 – 60 (AC&DC RC divider: 0 – 1 MHz)									
Creepage distance	[mm/kV]	25 – 31 (higher upon request)									
Temperature range	[°C]	–50 – +40 (other values upon request)									
Insulation class		E (SF ₆ insulated devices) – A (oil-insulated devices)									
Metering accuracy class		0.1 – 0.2 – 0.5 – 1.0 – 3.0									
Output burden (only AC)		for different classes according to customer specification (very low output burden for RC divider > 100 kΩ)									
Protection accuracy class		3P – 6P									
Output burden (only AC)		for different classes according to customer specification									
Thermal limiting output	[VA]	3,000 ¹⁾									
Values in accordance with IEC; other values like ANSI are available; ¹⁾ valid only for voltage transformers											

Figura 33 - Scheda tecnica trasformatori di tensione AT - fonte Siemens

11.4.5 Trasformatori di corrente (ta)

Current transformers for air-insulated switchgear (AIS)											
											
Type		SAS	TAG	IOSK							
Voltage range	[kV]	72.5 – 800	72.5 – 550	72.5 – 550							
Insulation medium		SF ₆	SF ₆	Oil							
Composite insulator		×	×	×							
Porcelain insulator			×	×							
		Technical data									
Voltage level	[kV]	72.5	123	145	170	245	300	362	420	550	800
Rated power-frequency withstand voltage	[kV]	140	230	275	325	460	460	510	630	680	975
Rated lightning impulse withstand voltage	[kV]	325	550	650	750	1,050	1,050	1,175	1,425	1,550	2,100
Rated switching impulse withstand voltage	[kV]	–	–	–	–	–	850	950	1,050	1,175	1,550
Rated normal current up to	[A]	5,000 (6,000 on special request for gas-insulated units)									
Output current	[A]	1 – 2 – 5									
Rated short-time thermal current	[kA]	63 (100 on special request)									
Rated duration of short circuit	[s]	1 – 3									
Rated dynamic current	[kA]	160 (200 on special request)									
Rated frequency	[Hz]	16 ⅔ – 50 – 60									
Creepage distance	[mm/ kV]	25 – 31 (higher upon request)									
Temperature range	[°C]	–50 – +40 (other values upon request)									
Insulation class		E (SF ₆ -insulated devices) – A (oil-insulated devices)									
Metering accuracy class		0.1 – 0.2 – 0.25 – 0.5 – 0.5S – 1.0									
Protection accuracy class		5P – 10P – TPY – TPX – TPZ – TPS – PR – PX									
Values in accordance with IEC; other values like ANSI are available.											

Figura 34 - scheda tecnica trasformatori di corrente AT - fonte Siemens

11.5 ULTERIORI ELEMENTI COSTITUTIVI DELLA STAZIONE

La stazione AT, oltre alle apparecchiature principali di manovra, protezione e misura, richiede la presenza di ulteriori apparecchiature destinate ad altre fondamentali funzioni, delle quali si rappresentano le più significative.

11.5.1 Sistemi di compensazione dell'energia reattiva

Il rifasamento degli impianti è un provvedimento inteso a ridurre la componente reattiva della corrente che percorre le linee elettriche.



Figura 35 - shunt capacity reactor - fonte Siemens

La potenza reattiva generata dai generatori eolici deve essere compensata prima di essere iniettata in rete tramite l'installazione di un sistema di compensazione dell'energia reattiva, il quale consente notevoli benefici in termini di incremento dei livelli di sicurezza e stabilità del sistema elettrico associate alla variazione degli scenari di carico e generazione nell'area nordorientale della Puglia.

La dimensione capacitiva del sistema di compensazione dovrà essere concordata con Terna per definire la tipologia di intervento e la taglia del gruppo di compensazione della potenza reattiva da installare.

Parte di questa energia reattiva si potrà compensare anche nella stazione AT off-shore, ovvero quella generata all'interno delle WTG e nei trasformatori della stazione off-shore. Ciò alleggerirà il carico complessivo di corrente elettrica nei cavi di trasporto, permettendo una riduzione della sezione o in alternativa, a pari sezione, minori dispersioni energetiche. L'obiettivo preliminare è quello di raggiungere un fattore di potenza in partenza nella linea di trasporto di 0,98.

Una volta giunti alla stazione di ANDRIA ulteriori componenti reattive si sono aggiunte al sistema, ovvero la induttanza del cavo, nella quale domina la parte reattiva.

Con riferimento alla effettiva WTG individuata in fase esecutiva, si potrà valutare la possibilità di ridurre la componente reattiva direttamente in ogni WTG così da utilizzare il sistema al meglio della sua efficienza elettrica, con riduzione della componente reattiva della corrente, migliore regolazione della tensione, eliminazione di una parte delle armoniche.

L'interazione dell'impedenza di rete esistente con la rete del parco eolico può portare a risonanze significative che amplificano le armoniche emesse dal parco eolico e le armoniche preesistenti nella rete, con il rischio di generare criticità alla rete che possono arrivare fino a guasti gravi della stessa.

Con la delibera ARERA - AEEG 421/2014/R/EEL, dal 31/12/2015 è fatto obbligatorio per tutti i produttori di energia eolica (e fotovoltaica) con potenza superiore a 100kWp e collegati alle reti di media e alta tensione predisporre un sistema di tele distacco in modo da permettere al gestore di rete di disconnettere da remoto gli impianti dalla rete di distribuzione, a partire dagli impianti con valori di $\cos \varphi$ minori, ovvero maggiormente disturbanti per la rete nazionale.

11.5.2 Impianto di terra

Il sistema dispersore sarà dimensionato e definito nei suoi elementi costitutivi sulla base di diversi parametri:

- Corrente di guasto a terra e tempo di intervento delle protezioni su RTN, forniti da TERNA
- Valore di R_t da conseguire per protezione da tensione di contatto e di passo

In riferimento alla resistività del terreno, da valutare mediante specifiche misure elettriche, vengono definite le dimensioni delle maglie della rete di terra, da disporre orizzontalmente nel terreno.

In caso di necessità, si provvederà ad integrare il dispersore orizzontale con dispersori verticali a puntazza, nel numero e di lunghezza adeguata. Le dimensioni della maglia saranno dell'ordine dei metri, come d'abitudine consolidata; una maglia più fitta darà garanzie migliori in ordine alla riduzione delle tensioni di passo e contatto.

Ulteriore appiattimento del potenziale si otterrà con maglie di ferro annegate nella piattaforma del calcestruzzo e/o anche con la stesura di manto d'asfalto.

Al sistema dispersore, generale ed unico, saranno connesse tutte le masse metalliche, i conduttori di terra e di protezione in modo che non siano accessibili parti metalliche non siano collegate con un conduttore equipotenziale.

11.5.3 Sistema centralizzato di controllo

In apposito locale saranno installate gli apparati di telegestione e telecontrollo per consentire l'azionamento a distanza di tutti gli apparecchi di manovra e protezione costitutivi dell'intero impianto di produzione, trasporto e consegna dell'energia, oltre che di monitorare gli aspetti funzionali del sistema elettrico. Il sistema di telecontrollo e monitoraggio dovrà essere di grande affidabilità, conseguibili con la realizzazione ridondante ed affidata ad almeno due tecnologie differenti. La trasmissione dati sarà effettuata in fibra ottica, per scongiurare ogni tipo di disturbo elettromagnetico. Di regola, tutti gli elementi d'impianto destinato all'azionamento degli apparecchi di protezione e manovra sono alimentati da stazione di energia 110V corrente continua, ridondante in tutti gli elementi costitutivi.

12 Distanza di prima approssimazione da linee e cabine alta tensione (dpa)

12.1 Premessa

Ai fini della presente relazione, per i calcoli e valutazioni su DPA, si ritiene di attenersi alla Illustrazione Operativa "Campi magnetici da correnti 50 Hz - Distanza di prima Approssimazione da linee e cabine elettriche" elaborata da Enel Distribuzione S.p.A. in riferimento all'Allegato al DM 29 maggio 2008 in ordine al "Procedimento semplificato: calcolo delle distanze di sicurezza di prima approssimazione"

Detta Istruzione ha lo scopo di fornire un indirizzo comune alle Unità Produttive di Enel relativamente all'iter autorizzativo per la costruzione ed esercizio degli elettrodotti (linee e cabine elettriche) ed alla fornitura di dati tecnici alle amministrazioni locali, in sede di progettazione di nuovi luoghi tutelati, pubblici o privati.

Si va a costituire una corrispondenza biunivoca tra la presenza di "luoghi tutelati" così definiti da Legge 36/2001: aree di gioco per l'infanzia, ambienti abitativi, ambienti scolastici, sanitari e luoghi adibiti a permanenza non inferiore a 4 ore giornaliere.

Nel caso specifico - costruzione di nuovo elettrodotto- sarà questo a dover rispettare la DPA nei confronti di luoghi tutelati come sopra rappresentati.

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 μ T del campo magnetico (art.4 del DPCM 8 Luglio 2003).

Enel Distribuzione S.p.A. ha elaborato le schede sintetiche con le DPA per le tipologie ricorrenti di linee e cabine elettriche di nuova realizzazione, calcolate in conformità al procedimento semplificato per il calcolo della fascia di rispetto di cui al par. 5.1.3 del Decreto 29 maggio 2008 che precisa che la tutela in merito alle fasce di rispetto si applica alle linee elettriche aeree ed interrate, sostanzialmente alle linee AT, in quanto sono escluse dall'obbligo di verifica le linee esercite a frequenza diversa da quella di rete di 50Hz (,alimentazione mezzi di trasporto), linee di classe zero (telecomunicazione), bassa tensione, Media Tensione in cavo cordato ad elica. In questi casi le fasce di rispetto hanno un'ampiezza ridotta, inferiore alle distanze previste da DM 21 marzo 1988, n. 449 e s.m.i.

12.2 Metodologia di calcolo delle fasce di rispetto /DPA

Il DPCM 8 luglio 2003 prevede che il proprietario/gestore dell'elettrodotto comunichi alle autorità competenti l'ampiezza delle fasce di rispetto ed i dati utilizzati per il calcolo dell'induzione magnetica, che va eseguita ai sensi del par.5.1.2 dell'Allegato al Decreto 29 maggio 2008. Nel caso specifico, al fine di agevolare il calcolo delle fasce di rispetto, il Decreto introduce una procedura semplificata per il calcolo delle DPA ai sensi della Norma CEI 106-11, che fa riferimento ad un modello bidimensionale semplificato, valido per conduttori orizzontali paralleli. Nei casi più complessi, (incroci tra linee, cambi di direzione) si può definire l'Area di Prima Approssimazione, che ha la stessa valenza della DPA.

Il calcolo sarà effettuato con modello bidimensionale (2D) se sono rispettate le condizioni di cui alla norma CEI 106-11, o con modello tridimensionale (3D) in caso contrario.

Allo stato attuale non sono ipotizzabili percorsi di cavidotti in corrispondenza di “Luoghi tutelati”, in quanto si ritiene di posare le nuove linee in corrispondenza di strade esistenti. Se in sede di progettazione esecutiva/costruttiva si riscontreranno situazioni diverse, dovrà essere effettuato il richiesto calcolo delle DPA riferita allo specifico caso.

Nella presente relazione si ritiene di utilizzare, per la definizione della DPA da cavi AT, le tabelle Enel, formate in ottemperanza alle Norme e leggi vigenti in materia.

12.2.1 DPA di linee e cabine

In sede di progettazione di nuove linee e cabine elettriche, nel rispetto dell'obiettivo di qualità, sarà dichiarata la DPA ed i dati di calcolo corrispondenti. La DPA, analogamente al caso di verifica preliminare, va individuata tra le schede dell'Allegato A “DPA per linee AT e Cabine Primarie”

12.2.2 Linee in cavo

La trasmissione di energia a 380 kV dalla stazione offshore fino alla stazione di consegna a RTN TERNA, sia in posa marina che terrestre, verrà effettuata con cavi adeguato allo scopo, mediante impiego di cavi unipolari oppure, del tipo tripolare, in riferimento alla disponibilità commerciale di cavi tripolari con sezione maggiore di 630 mm².

Nel caso specifico si ritiene di utilizzare cavi in rame, con sezione di 1000 mm²; la tabella “A14- Cavi interrati disposti in piano” (quindi cavi unipolari affiancati), in corrispondenza di una corrente di riferimento di una sezione totale di 1.600 mm² e di corrente 1110 A, prospetta una **DPA = 5,10 m** ;

Con riferimento alla “Scheda A15 - cavi disposti a trifoglio i cavi sono invece disposti a trifoglio”, si riporta una **DPA = 3,10 m**

In entrambe le situazioni, per la posa interrata, è indicata una profondità di 1,5 metri.

12.3 Stazioni primarie

12.3.1 Stazione offshore

La stazione AT offshore, in condizioni normali, sarà esercita in tele conduzione, senza personale se non per interventi di manutenzione. L'Impianto sarà comunque rispondente alla Legislazione vigente in ordine a sicurezza ed igiene nei luoghi di lavoro. Data la specifica impiantistica delle stazioni offshore, costituita da cavi AT e da apparati elettrici del tipo isolato in SF6, i valori limite di intensità e durata di esposizione a campi magnetici non sono indicati. Saranno effettuati i rilievi dei valori di campo magnetico in sede di collaudo, con le conseguenti indicazioni in ordine alla sicurezza nei confronti di agenti fisici.

12.3.2 Stazione di connessione a RTN

La stazione AT di connessione con RTN, ai fini della individuazione di DPA, rientra nel caso della “Scheda A16- cabina primaria isolata in aria” dalla quale si evince che **la DPA è di 14 metri dal centro delle sbarre AT.**

Oltre tale distanza il valore del campo magnetico è assunto minore del limite di 3 µT

Quindi all'esterno della recinzione e nelle aree secondarie della stazione non sono presenti valori oltre il limite consentito.

13 NORME E DISPOSIZIONI DI LEGGE

Tutte le opere elettriche saranno realizzate in conformità con le seguenti norme e disposizioni di legge:

- Norme IEC / CEI / ENEL;
- Norme ISO;
- Codice di Rete TERNA;
- Guida ENEL per le connessioni;
- DM37 del 22 gennaio 2008, L. 626/94;
- Prescrizioni ISPESL.

Le apparecchiature installate dovranno rispondere per progettazione, fabbricazione e prove alle seguenti norme:

IEC-60056	HV Alternating currents Circuit Breakers
IEC-60439	LV Switchgear and control gear assemblies
IEC-60502	Extruded solid dielectric insulated power cables for rated voltages from 1 kV up to 66kV
IEC-60947	LV switchgear and control gear
IEC-60227	Electrical equipment within LV systems
EN-50164, 61663	Lightning protection system
IEC-60076	Transformers and reactors
IEC-60831	Specifications for capacitors
IEC-60354	Loading guide for oil-immersed power transformers
IEC-60296	On-Load tap-changers

Tabella 13 - Elenco norme internazionali di riferimento