

	REGIONE BASILICATA		PROVINCIA DI POTENZA
	COMUNE DI MONTEMILONE		COMUNE DI VENOSA

IMPIANTO EOLICO "PERILLO SOPRANO"



PROGETTO PER LA REALIZZAZIONE DI UN IMPIANTO PER LA PRODUZIONE DI ENERGIA ELETTRICA DA FONTE EOLICA, DELLE OPERE CONNESSE E DELLE STRUTTURE INDISPENSABILI, AI SENSI DEL D.LGS. N. 387 DEL 2003, COMPOSTO DA N° 10 AEROGENERATORI PER UNA POTENZA COMPLESSIVA DI 56 MW, SITO NEI COMUNI DI MONTEMILONE-VENOSA (PZ)

COD REG	DESCRIZIONE
PERSOP001	A.15_Disciplinare descrittivo e prestazionale elementi tecnici
SCALA DI RAPP.	

PROPONENTE	CONSULENTE	
MILLEK SRL, VIA TADINO N. 52 20124 MILANO P.IVA 09702620965 MAIL : info@millek.it PEC : postmaster@pec.millek.it		 renova progetti Corso Cornelio Tacito n.111 - 05100 Terni (TR) - P.Iva 01640650550 PEC: renovaprogetti@pec.it Ing. Daniele Cavallo Ordine degli Ingegneri della Provincia di Brindisi N.1220

REDATTO	VERIFICATO	APPROVATO
Ing. Giovanni Maria Perez	Ing. Daniele Cavallo	RENOVA PROGETTI

REV	REV	REV
001		
DATA	DATA	
02/09/2020		



Indice

A.1.a. PREMESSA	2
A.1.b. COMPONENTI DELL'IMPIANTO	2
A.1.c. TIPOLOGIA ED ALTEZZA DELLE TORRI	2
A.1.d. Descrizione del sistema di fondazioni	11
A.1.e. Quadro di campo MT	13
A.1.f. Cavi di collegamento MT	14
A.1.g. Rete di terra	16
➤ <i>Rete di terra aerogeneratori</i>	16
➤ <i>Rete di terra cabina di consegna</i>	17
➤ <i>Messa a terra dello schermo dei cavi MT</i>	18
A.1.h. Cabine elettriche	18
A.1.i. Stazioni elettriche utente e di rete	19
A.1.j. Gruppi di misura e punti di consegna	22
A.1.k. Sistema di controllo	22
A.1.l. Raccordi linee AT aeree e/o sotterranee con profili dei campi elettromagnetici	26



A.1.a. PREMESSA

Il disciplinare descrittivo e prestazionale precisa, sulla base delle specifiche tecniche, i contenuti prestazionali degli elementi previsti nel progetto. Esso contiene inoltre la descrizione, anche estetica, delle caratteristiche, della forma e delle principali dimensioni dell'intervento, dei materiali e dei componenti previsti in progetto. Di seguito verranno fornite indicazioni specifiche su alcuni elementi tecnici previsti in progetto, inteso che la Società proponente Millek srl ha intenzione di costruire una centrale eolica di potenza nominale pari a 56MWp costituita da n.10 aerogeneratori da 5,6MW cadauno e le relative opere di connessione, il tutto in agro di Montemilone e Venosa (PZ).

A.1.b. COMPONENTI DELL'IMPIANTO

L'impianto eolico è costituito da n. 10 Aerogeneratori della potenza nominale 5,6MWp, interconnessi da una rete di cavi interrati MT 30kV.

L'energia prodotta dall'insieme degli aerogeneratori viene convogliata, attraverso una dorsale MT interrata, alla stazione di trasformazione lato utente, dove l'energia viene elevata da 30 a 150KV per poi essere rilanciata alla stazione di rete (Terna).

A.1.c. TIPOLOGIA ED ALTEZZA DELLE TORRI

Il modello di turbina previsto dal progetto è del tipo **Vestas V150** con potenza 5,6 MW.

Gli aerogeneratori sono costituiti da tre elementi principali:

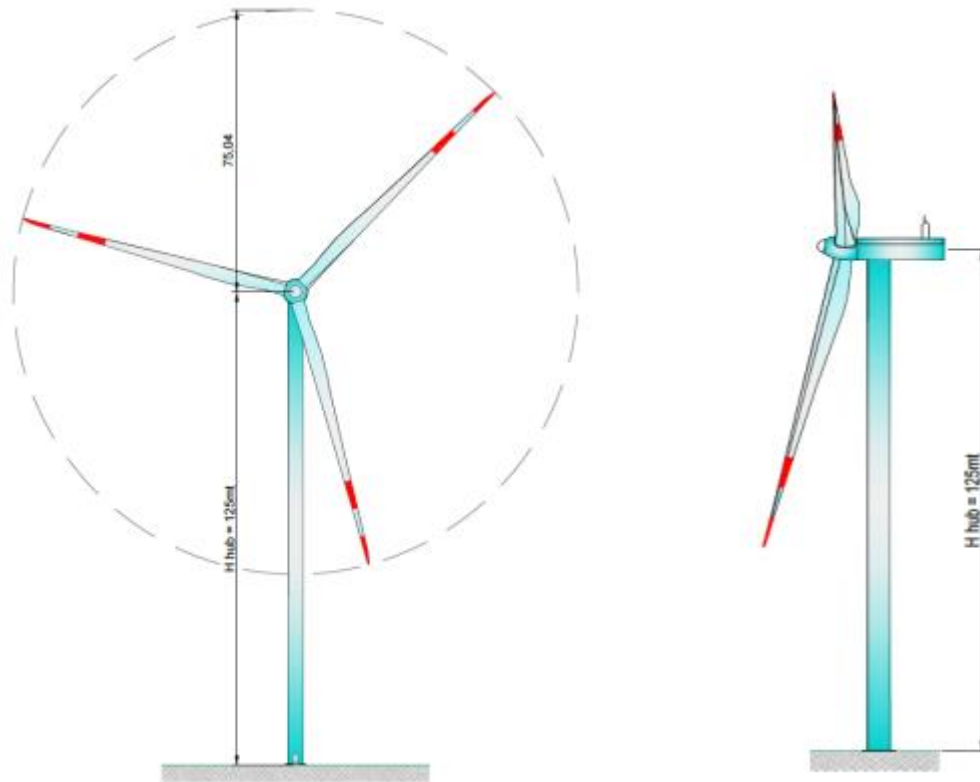
- una torre di sostegno;
- un rotore a tre pale;
- una navicella con gli organi meccanici di trasmissione;

La **torre** è di tipo tubolare di altezza pari a 125 m. La struttura è realizzata in acciaio, di forma tronco-conica, divisa in quattro tronchi, prodotti in officina e trasportati singolarmente in cantiere dove verranno assemblati. Per garantire la protezione alla corrosione, la torre sarà rivestita con un sistema di verniciatura multistrato in conformità alla norma EN ISO 12944; tutte le saldature saranno verificate a raggi X o con equivalenti sistemi ad ultrasuoni. La finitura esterna della struttura sarà di colore chiaro RAL 7035.

Le **pale** della macchina sono collegate a un **mozzo** e con questo formano il **rotore**. Le pale hanno una lunghezza pari a 73,66m, e sono realizzate in materiale composito formato da fibre di vetro in matrice epossidica.

Le pale sono costruite con un profilo alare che ottimizza la produzione di energia in funzione della velocità variabile del vento. Per offrire un impatto minore possibile sull'ambiente, le pale saranno verniciate con colore RAL 7035, una delle tre avrà una colorazione diversa per ridurre l'effetto "motion smear". È previsto un sistema parafulmine integrato che protegga le pale dalle scariche atmosferiche.

Considerando quindi un'altezza della torre di 125m e un rotore di diametro 150 m, l'altezza totale dell'aerogeneratore raggiunge i 200,00 m.



Durante il funzionamento, i sistemi di controllo della velocità e del passo interagiscono per ottenere il rapporto ottimale tra massima resa e minimo carico.

Nel caso in cui la velocità del vento sia bassa il generatore eolico opera a passo delle pale costante e velocità del rotore variabile, sfruttando costantemente la miglior aerodinamica possibile al fine di ottenere un'efficienza ottimale. A potenza nominale e ad alte velocità del vento il sistema di controllo del rotore agisce sull'attuatore del passo delle pale per mantenere una generazione di potenza costante. Le raffiche di vento fanno accelerare il rotore che viene gradualmente rallentato dal controllo del passo. Questo sistema di controllo permette una riduzione significativa del carico sul generatore eolico fornendo contemporaneamente alla rete energia ad alto livello di compatibilità.

La **navicella** è il corpo centrale dell'aerogeneratore, costituita da una struttura portante in acciaio e rivestita da un guscio in materiale composito (fibra di vetro in matrice epossidica), è vincolata alla testa della torre tramite un cuscinetto a strisciamento che le consente di ruotare sul suo asse di imbardata. La sospensione su tre punti del gruppo di trasmissione con un cuscinetto centrale del rotore e due supporti elastici a sostegno della scatola ingranaggi, nella sua configurazione a cono inclinato, permette di ottenere una costruzione leggera e molto compatta del basamento che, seppure in acciaio saldato, ha tuttavia un alto grado di rigidità.



La migliore condizione di funzionamento di un aerogeneratore si verifica quando il rotore risulta perfettamente allineato alla direzione del vento principale. In questa posizione si evitano infatti carichi aggiuntivi, che gravano sulla macchina, e si sfruttano al massimo grado le capacità produttive ottenendo la migliore produzione attesa. Per assumere la posizione ideale in ogni condizione, l'aerogeneratore è dotato di due banderuole che, attraverso un sensore, rilevano lo scostamento dell'asse dell'aerogeneratore rispetto alla direzione del vento, e azionano un motore che riallinea la navicella. Il basamento del sistema è ancorato



alla torre attraverso una ralla a quattro contatti con una dentatura esterna. Il sistema di imbardata della navicella è regolato da un sistema di motoriduttori. Con questo meccanismo, tra un movimento di imbardata e l'altro, gli spostamenti della navicella vengono regolati dal freno d'imbardata, evitando che i sistemi di regolazione di direzione siano sottoposti a forti pressioni causate dal vento. Durante l'imbardata la dentatura potrebbe subire un'inversione di direzione, per evitare ciò e per proteggere il meccanismo, la pressione del freno viene ridotta.

La regolazione dei freni di imbardata avviene attraverso una centralina oleodinamica così come avviene per il freno di sicurezza del sistema di trasmissione.

Per garantire il funzionamento del sistema frenante in ogni condizione, l'impianto idraulico è dotato di accumulatori che consentono di regolare la pressione dei freni anche nel caso in cui venisse a mancare l'alimentazione.

Ogni funzione dell'aerogeneratore viene monitorata e controllata attraverso un sistema a microprocessori connesso, in tempo reale, ad un'architettura multiprocessore. I segnali originati dagli aerogeneratori vengono trasmessi attraverso i sensori di cavi a fibre ottiche. In questo modo il sistema risulta maggiormente protetto contro le correnti vaganti ed i fulmini ed è ottimizzata la velocità di trasferimento del segnale. I dati raccolti dalle macchine vengono registrati e analizzati attraverso un computer, collegato al sistema, da cui è possibile anche regolare i valori di velocità del rotore e del passo delle pale. Questo sistema garantisce quindi anche la supervisione dell'impianto elettrico e del meccanismo di regolazione del passo ubicato nel mozzo. Restituisce tutte le informazioni relative alla velocità del rotore e del generatore, alla tensione di rete, alla frequenza, alla fase, alla pressione dell'olio, alle vibrazioni, alle temperature di funzionamento, allo stato dei freni, ai cavi e perfino alle condizioni meteorologiche. Le apparecchiature e i meccanismi più sensibili vengono monitorati continuamente e, in caso di emergenza, è possibile arrestarne il funzionamento attraverso un circuito cablato, anche senza l'uso di un computer e di un'alimentazione esterna. Con questo tipo di sistema di controllo, è possibile monitorare tutte le componenti l'impianto anche a distanza, attraverso un computer collegato mediante una linea telefonica. In questo modo possono essere attivate in tempo reale le operazioni di manutenzione e si può garantire la continuità di funzionamento dell'impianto. Il sistema di controllo è inoltre strutturato a vari livelli, ognuno protetto da password, che permettono in alcuni casi anche il telecomando dell'aerogeneratore.

Di seguito vengono elencate le caratteristiche tecniche degli aerogeneratori VESTAS V 150 - 5.6 MW, certificate dal costruttore nel documento tecnico **0081-5017 V01**

Design Codes	
Nacelle and Hub	IEC 61400-1 Edition 4 EN 50308
Tower	IEC 61400-1 Edition 4
Blades	DNV-OS-J102 IEC 1024-1 IEC 60721-2-4 IEC 61400 (Part 1, 12 and 23) DEFU R25 DS/EN ISO 12944-2
Gearbox	IEC 61400-4
Generator	IEC 60034 (relevant parts)
Transformer	IEC 60076-11, IEC 60076-16, CENELEC HD637 S1
Lightning Protection	IEC 61400-24:2010
Safety of Machinery, Safety-related Parts of Control Systems	IEC 13849-1
Safety of Machinery – Electrical Equipment of Machines	IEC 60204-1

Rotor	V150	V162
Diameter	150 m	162 m
Swept Area	17671 m ²	20611 m ²
Speed, Dynamic Operation Range	4.9 - 12.6 rpm	4.3 -12.1 rpm
Rotational Direction	Clockwise (front view)	
Orientation	Upwind	
Tilt	6°	
Hub Coning	6°	
No. of Blades	3	
Aerodynamic Brakes	Full feathering	

Blades	V150	V162
Blade Length	73.65 m	79.35 m
Maximum Chord	4.2 m	4.3 m
Chord at 90% blade radius	1.4 m	1.57 m
Type Description	Structural airfoil shell	
Material	Fibreglass reinforced epoxy, carbon fibres and Solid Metal Tip (SMT)	
Blade Connection	Steel roots inserted	
Airfoils	High-lift profile	

Pitch System	
Type	Hydraulic
Number	1 cylinder per blade
Range	-5° to 95°

Hydraulic System	
Main Pump	Redundant internal-gear oil pumps
Pressure	Max. 260 bar
Filtration	3 µm (absolute) 40 µm in line

Hub	
Type	Ball shell hub
Material	Cast iron

Main Shaft	
Type Description	Hollow shaft
Material	Cast iron

Gearbox	
Type	2 Planetary stages
Gear House Material	Cast
Lubrication System	Pressure oil lubrication
Total Gear Oil Volume	800-1000 L
Oil Cleanliness Codes	ISO 4406-/15/12

Yaw System	
Type	Plain bearing system
Material	Forged yaw ring heat-treated. Plain bearings PETP
Yaw gear type	Multiple stages planetary gear
Yawing Speed (50 Hz)	Approx. 0.4°/sec.
Yawing Speed (60 Hz)	Approx. 0.5°/sec.

Generator	
Type	Permanent Magnet Synchronous generator
Rated Power [P_N]	Up to 5850 kW (depending on turbine variant)
Frequency range [f_N]	0-138 Hz
Voltage, Stator [U_{NS}]	3 x 800 V (at rated speed)
Number of Poles	36
Winding Type	Form with Vacuum Pressurized Impregnation
Winding Connection	Star
Operational speed range	0-460 rpm
Overspeed Limit (2 minutes)	TBD
Temperature Sensors, Stator	PT100 sensors placed in the stator hot spots.
Insulation Class	H
Enclosure	IP54

Converter	
Rated Apparent Power [S_N]	6850 kVA
Rated Grid Voltage	3 x 720 V
Rated Generator Voltage	3 x 800 V
Rated Grid Current	5500 A
Enclosure	IP54

Transformer	
Type description	Ecodesign liquid immersed transformer.
Basic layout	3 phase, 3 limb, 2 winding transformer.
Applied standards	IEC 60076-1, IEC 60076-16, IEC 61936-1
Cooling method	KF/WF
Rated power	7000 kVA
Rated voltage, turbine side	
U_m 1.1kV	0.720 kV
Rated voltage, grid side	
U_m 24.0kV	19.1-22.0 kV
U_m 36.0kV	22.1-33.0 kV
U_m 40.5kV	33.1-36.0 kV
Insulation level AC / LI / LIC	
U_m 1.1kV	3 / - / - kV
U_m 24.0kV	50 / 125 / 138 kV

Transformer	
U_m 36.0kV	70 / 170 / 187 kV
U_m 40.5kV	80 / 200 / 220 kV
Off-circuit tap changer	None
Frequency	50 Hz / 60 Hz
Vector group	Dyn11
No-load current	~ 0.5 % ¹
Positive sequence short-circuit impedance @ rated power, 75°C	9.9 % ^{1,2}
Positive sequence short-circuit resistance @ rated power, 75°C	~1.0 % ¹
Zero sequence short-circuit impedance @ rated power, 75°C	~9.0 % ¹
Zero sequence short-circuit resistance @ rated power, 75°C	~1.0 % ¹
No-load reactive power	~35 kVAr ¹
Full load reactive power	~700 kVAr ¹
Inrush peak current	5-8 x I _n ¹
Half crest time	~ 0.6 s ¹
Sound power level	≤ 80 dB(A) ¹
Max altitude	2000 m ¹
Insulation system	Hybrid insulation system. Winding insulation: 120 (E), Thermally Upgrader Paper 130 (B), High temperature insulation Other materials can have different class.
Average winding temperature rise	Class 120 (E) ≤75 K ¹ Class 130 (B) ≤85 K ¹
Insulation liquid, Type/Fire point	Synthetic ester, biodegradable/ K-class (>300°C)
Insulation liquid, Amount	≤ 3000 kg ¹
Corrosion class	C3 ¹
Weight	≤11000 kg ¹
Overvoltage protection	Plug-in surge arresters on HV bushings ¹
High voltage bushings	Outer cone, interface C1 ¹

HV Cables	
High-Voltage Cable Insulation Compound	Improved ethylene-propylene (EP) based material-EPR or high modulus or hard grade ethylene-propylene rubber-HEPR
Pre-terminated	T-Connector Type-C in transformer end. T-Connector Type-C in switchgear end.
Maximum Voltage	24 kV for 19.1-22.0 kV rated voltage 42 kV for 22.1-36.0 kV rated voltage
Conductor Cross Sections	3x70 + 70 mm ² (Single PE core) 3x70 + 3x70/3 mm ² (Split PE core)

HV Switchgear	
Type description	Gas Insulated Switchgear
Applied standards	IEC 62271-103 IEC 62271-1, 62271-100, 62271-102, 62271-200
Insulation medium	SF ₆
Rated voltage	
U _r 24.0kV	19.1-22.0 kV
U _r 36.0kV	22.1-33.0 kV
U _r 40.5kV	33.1-36.0 kV
Rated insulation level AC // LI Common value / across isolation distance	
U _r 24.0kV	50 / 60 // 125 / 145 kV
U _r 36.0kV	70 / 80 // 170 / 195 kV
U _r 40.5kV	85 / 90 // 185 / 215 kV
Rated frequency	50 Hz / 60 Hz
Rated normal current	630 A
Rated Short-time withstand current	
U _r 24.0kV	20 kA
U _r 36.0kV	25 kA
U _r 40.5kV	25 kA

HV Switchgear	
Rated peak withstand current 50 / 60 Hz	
U _r 24.0kV	50 / 52 kA
U _r 36.0kV	62.5 / 65 kA
U _r 40.5kV	62.5 / 65 kA
Rated duration of short-circuit	1 s
Internal arc classification (option)	
U _r 24.0kV	IAC A FLR 20 kA, 1 s
U _r 36.0kV	IAC A FLR 25 kA, 1 s
U _r 40.5kV	IAC A FLR 25 kA, 1 s
Connection interface	Outside cone plug-in bushings, IEC interface C1.
Loss of service continuity category	LSC2
Ingress protection	
Gas tank	IP 65
Enclosure	IP 2X
LV cabinet	IP 3X
Corrosion class	C3

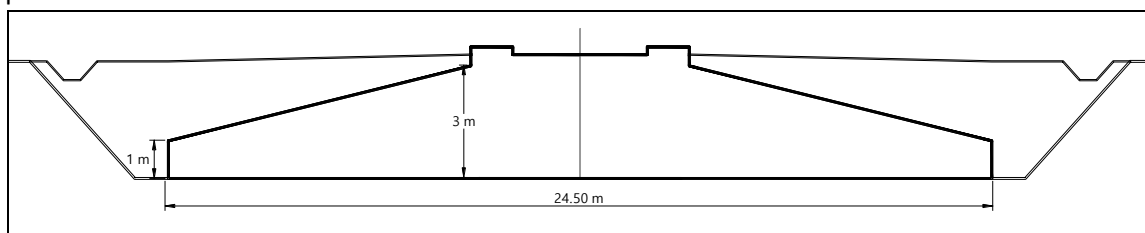
Operational Envelope – Temperature	
Ambient Temperature Interval (Standard Turbine)	-20° to +45°C
Ambient Temperature Interval (Low Temperature Turbine)	-30° to +45°C

Operational Envelope – Grid Connection		
Nominal Phase Voltage	[U _{NP}]	720 V
Nominal Frequency	[f _N]	50/60 Hz
Maximum Frequency Gradient	±4 Hz/sec.	
Maximum Negative Sequence Voltage	3% (connection) 2% (operation)	
Minimum Required Short Circuit Ratio at Turbine HV Connection	5.0 (contact Vestas for lower SCR levels)	
Maximum Short Circuit Current Contribution	1.05 p.u. (continuous) 1.45 p.u. (peak)	

Protection Settings	
Voltage Above 110%** of Nominal for 1800 Seconds	792 V
Voltage Above 116% of Nominal for 60 Seconds	835 V
Voltage Above 125% of Nominal for 2 Seconds	900 V
Voltage Above 136% of Nominal for 0.150 Seconds	979 V
Voltage Below 90%** of Nominal for 180 Seconds (FRT)	648 V
Voltage Below 85% of Nominal for 12 Seconds (FRT)	612 V
Voltage Below 80% of Nominal for 4.8 Seconds (FRT)	576 V
Frequency is Above 106% of Nominal for 0.2 Seconds	53/63.6 Hz
Frequency is Below 94% of Nominal for 0.2 Seconds	47/56.4 Hz

A.1.d. Descrizione del sistema di fondazioni

Le torri eoliche sono ancorate stabilmente al suolo mediante delle fondazioni in c.a. di forma tronco-conica, avente base circolare di diametro 24,5mt ed altezza variabile da 1mt, in corrispondenza del bordo, a 3mt in corrispondenza della zona centrale.



Il progetto scaturisce dalle azioni provenienti dalle strutture in elevazione – torri eoliche – e dalla caratterizzazione geologica del sito sulle quali dovranno essere edificate.

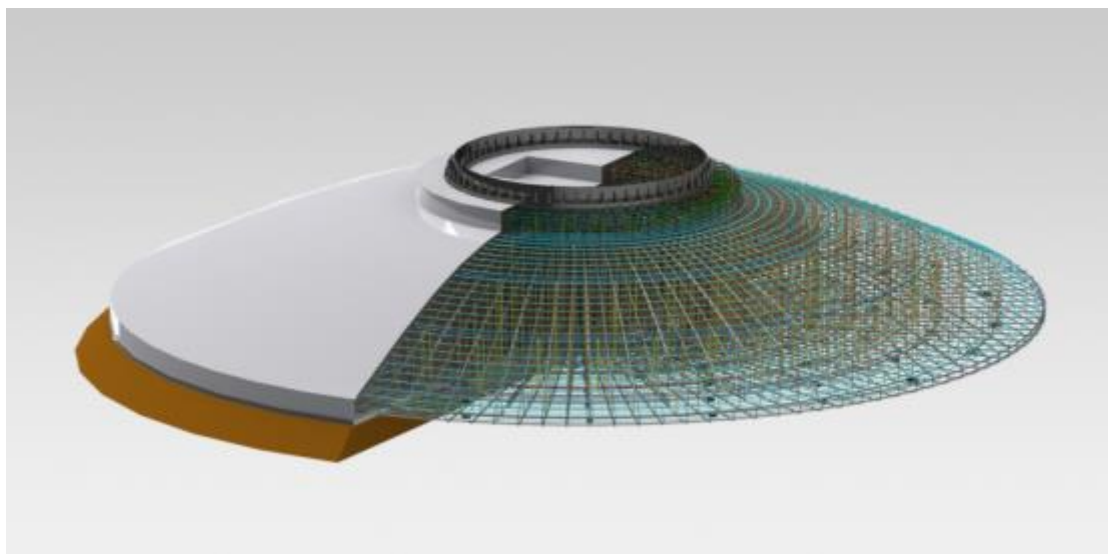
Il piano di posa delle stesse è situato a circa 3mt dal piano campagna, ben al di sotto della coltre del terreno vegetale, ed altresì dello strato interessato da gelo e/o significative variazioni di umidità stagionali; a tale profondità inoltre il piano di posa garantisce il riparo da fenomeni di erosione superficiale. Il piano di posa sarà opportunamente regolarizzato con conglomerato magro.

La base della torre è ancorata al plinto mediante un sistema di barre in acciaio pre-tese che vengono annegate all'interno del getto (anchor cages)



La fondazione viene poi armata con acciai da armatura lenta e successivamente gettato il calcestruzzo in opera. Le caratteristiche meccaniche degli elementi strutturali sono determinate nella fase esecutiva del progetto.





L'area interessata dalla realizzazione del parco eolico sarà interessata dalla costruzione delle opere di fondazione degli altri manufatti a servizio dell'impianto - stazione di trasformazione MT/AT

Le fondazioni di questi manufatti avranno dimensioni variabili, a seconda di quanti riportato sulle tavole di progetto esecutivo, e avranno profondità tale da raggiungere una quota che garantisca la sicurezza del manufatto stesso e da non interessare il terreno vegetale.

A.1.e. Quadro di campo MT

Per ogni aerogeneratore si prevede l'installazione di un quadro MT a bordo macchina per la connessione elettrica alla linea di raccolta interna al parco eolico, nella configurazione a singolo o doppio ingresso, in funzione della posizione dell'aerogeneratore all'interno del sistema elettrico di produzione secondo quanto previsto nello schema elettrico unifilare di progetto, al fine di minimizzare la lunghezza della linea MT e di migliorare la continuità di servizio.

Le tipologie di quadro MT a installarsi nell'impianto eolico in oggetto, sono le seguenti:

- tipologia 1: scomparto arrivo trafo e scomparto uscita linea MT;
- tipologia 2: scomparto arrivo trafo, scomparto uscita linea MT e scomparto arrivo linea MT;
- tipologia 3: scomparto arrivo trafo, scomparto uscita linea MT e doppio scomparto arrivo linea MT;

Si riportano di seguito le principali caratteristiche del quadro MT a bordo aerogeneratore:

Tensione nominale	30kV
Corrente nominale	630A
Corrente nominale ammissibile di breve durata (1s)	16kA
Corrente nominale alle sbarre	630A
Tipo di interruzione	<ul style="list-style-type: none"> • Sezionatore sottocarico (on/off) • Sezionatore di terra (on/off)
Cablaggio compartimento cavi	Resistenti all' arco elettrico
3 terminali (passaggio cavi/sbarre)	630A

A.1.f. Cavi di collegamento MT

Nel presente paragrafo si descrive il sistema di distribuzione dell'energia prodotta da ciascun aerogeneratore, fino alla connessione finale al quadro MT della cabina elettrica MT/AT, dove verrà eseguita l'elevazione di tensione necessaria alla connessione alla rete di trasmissione elettrica nazionale a 150 kV, il tutto come indicato dal preventivo di connessione (STMG).

Il cavo selezionato per il trasporto dell'energia prodotta è del tipo unipolare per applicazioni in media tensione, che presenta le seguenti caratteristiche tecniche principali:

- Tensione di isolamento $U_0/U = 18/30$ kV;
- Conduttore a corda rotonda compatta di alluminio;
- Mescola in elastomero termoplastico (qualità HPTE);
- Guaina in polietilene di colore rosso (qualità DMP 2).

Il cavo rispetta le prescrizioni della norma HD 620 per quanto riguarda l'isolante, per tutte le altre caratteristiche rispetta le prescrizioni della IEC 60502-2.



Il cavo verrà posato direttamente all'interno del terreno, in apposita trincea, in conformità alla norma CEI 11-17.

La sezione dei cavi di distribuzione in media tensione è stata definita in accordo con la normativa di riferimento IEC 60502, "Power cables with extruded insulation and their accessories for rated voltages from 1 kV ($U_m = 1,2$ kV) up to 30 kV ($U_m = 36$ kV)".

Ogni circuito di media tensione sarà caratterizzato da una disposizione a trifoglio composta di tre cavi unipolari MT posati a una profondità di 1,1 m.

Nel caso di più circuiti posati all'interno dello stesso scavo di media tensione, la distanza tra gli stessi (distanza asse trifoglio - asse trifoglio) sarà pari a 20 centimetri.

Il dimensionamento dei suddetti circuiti è stato realizzato in conformità alla norma IEC 60502-2, nel rispetto dei criteri posa e verifica della portata dei circuiti di media tensione col metodo della massima caduta di tensione ammissibile. Quest'ultima, data dalla somma di tutte le c.d.t. parziali sulle diverse sezioni d'impianto, è stata considerata pari all'2% della tensione nominale del sistema. Il progetto ha previsto quindi che, nella distribuzione dal primo aerogeneratore al quadro di media tensione della cabina elettrica MT/AT, la massima caduta di tensione ammessa e rispettata mediante le sezioni scelte per i cavi di media tensione è stata pari al 1,83% della tensione nominale del sistema.

Per il dimensionamento delle sezioni effettive dei cavi di distribuzione si sono tenuti in considerazione i coefficienti di riduzione applicati alla portata nominale del cavo scelto. Questi sono di seguito elencati:

- K1: Fattore di correzione per temperature ambiente nel suolo diverse da 20°C (Tabella B.11 – IEC60505-2);
- K2: Fattore di correzione per aggruppamenti di circuiti trifase costituiti da cavi unipolari direttamente interrati nel suolo (Tabella B.11 – IEC60505-2);
- K3: Fattore di correzione per profondità di posa diverse da 0,8 m per cavi direttamente interrati nel suolo (Tabella B.12 – IEC60505-2);
- K4: Fattore di correzione per resistività termiche del suolo diverse da 1,5 k*m/W

A valle del calcolo delle sezioni si è eseguita la verifica delle stesse applicando il criterio della massima caduta di tensione ammissibile sulle diverse sezioni di impianto e quindi sull'intero percorso dei cavi stessi a partire dalla prima WTG e fino al collegamento terminale in sottostazione. La caduta di tensione massima ammissibile del sistema, data dalla somma di tutte le c.d.t. parziali sulle diverse sezioni di impianto, è stata considerata pari all'2% della tensione nominale del sistema. La caduta di tensione è stata calcolata mediante la seguente relazione:

$$\Delta V\% = 100 * \text{rad}(3) * I * L * (r_l * \cos\phi + x_l * \sin\phi) / V_n$$

Dove:

- I è la corrente di impiego del circuito;
- L è la lunghezza del circuito;
- r_l è la resistenza elettrica della linea in Ω/m ;
- x_l è la reattanza elettrica della linea in Ω/m ;
- $\cos\phi$ è il fattore di potenza;
- V_n è la tensione nominale del sistema.
-

La protezione dei circuiti nei confronti di un sovraccarico, per via della tipologia di impianto elettrico in oggetto, è stata omessa in quanto sarà impossibile l'insorgere di un sovraccarico essendo le potenze in gioco ben definite e limitate dal valore di producibilità massima delle turbine eoliche. Pertanto, il dimensionamento dei cavi di distribuzione garantisce intrinsecamente la condizione di normale esercizio in relazione alle correnti di impiego in gioco. Tuttavia le protezioni dei circuiti sono state scelte garantendo che la corrente nominale dell'interruttore automatico deve essere scelta in relazione alla portata del cavo, ossia deve essere superiore o uguale alla corrente massima transitabile nel cavo per un tempo indefinito, senza che in questo si raggiungano sovratemperature inaccettabili.

La protezione contro i cortocircuiti è stata perseguita con interruttore e relè controllati da relè di protezione posti nel quadro di distribuzione generale della sottostazione esercito a 30 kV. Secondo la norma IEC 60364-5-54, deve essere scelta una sezione minima del cavo che rispetti la seguente formula:

$$I^2 * t < K^2 * S^2$$

dove:

- t è durata del guasto in secondi;

- S rappresenta la sezione del cavo in millimetri quadrati;
- I è il valore della corrente di cortocircuito in Ampere;
- K è una costante caratteristica dei cavi che dipende sia dal materiale del conduttore sia dal tipo di isolante del cavo scelto.

In merito al valore di corrente di cortocircuito scelto a livello del quadro MT di sottostazione, si è considerata la massima delle correnti ammissibili dalle celle di media tensione. Ci si è posti quindi nelle condizioni peggiori di esercizio, garantendo quindi un corretto dimensionamento dei cavi. Il soddisfacimento della relazione di cui sopra garantisce che il cavo, nell'intervallo di tempo compreso tra lo stabilirsi del cortocircuito e l'istante di apertura del circuito da parte delle protezioni, non risulterà danneggiato dalla sovratemperatura determinata dalla corrente di cortocircuito stessa.

A.1.g. Rete di Terra

L'impianto di terra sarà dimensionato in modo da rendere le tensioni di passo e contatto, all'interno e nelle vicinanze delle aree su cui insistono gli impianti, inferiori ai valori prescritti dalle Norme di riferimento (CEI EN 50522). Inoltre, l'impianto di terra garantirà la protezione di impianti ed apparecchiature contro l'elettricità statica.

L'impianto di terra e l'impianto di protezione contro le scariche atmosferiche, sarà dimensionato per resistere anche alle sollecitazioni meccaniche ed alla corrosione; particolare cura sarà posta nella realizzazione delle connessioni e delle saldature tra le varie parti dell'impianto di terra, al fine di garantire l'adeguata continuità metallica dell'intero dello stesso.

Le specifiche tecniche per la realizzazione dell'impianto di terra devono seguire le indicazioni previste dalla seguente normativa di riferimento:

- Norma CEI 11-62 "Stazioni del cliente finale allacciate a reti di terza categoria"
- Norma CEI 11-32 "Impianti di produzione di energia elettrica connessi a sistemi di reti di terza categoria"
- Norma CEI 11-37 "Guida per l'esecuzione degli impianti di terra per sistemi di I, II, III categoria"
- Norma CEI 11-25 "Calcolo delle correnti di cortocircuito nelle reti trifase a corrente alternata"
- Requisiti delle stazioni elettriche di Terna con tensioni superiori a 120kV.
- Norma CEI 11-1 Cap. 9 "Impianti di Terra"

Per un corretto dimensionamento della rete di terra è necessario richiedere all'ente distributore le correnti di guasto monofase e bifase a terra e i relativi tempi di intervento delle protezioni al fine di poter coordinare il sistema di protezione del distributore (TERNA) con quello dell'utente. Nel seguito, si dettaglia quella che è stata sviluppata come prima ipotesi di rete di terra globale delle diverse sezioni di impianto, seguendo le norme precedentemente descritte.

➤ Rete di terra aerogeneratori

All'interno della canalizzazione per la posa dei cavi di media tensione interrata per il collegamento "entra - esci" fra gli aerogeneratori, verrà posato un ulteriore cavo di rame nudo di sezione non inferiore a 95 mm² per la connessione tra le diverse reti di terra degli aerogeneratori.

➤ *Rete di terra cabina di consegna*

Per la progettazione dell'impianto di terra si deve fare riferimento ad un insieme di dati che dipendono dalle caratteristiche di alimentazione e di quelle del sito di installazione della cabina. I principali parametri di riferimento di cui si deve disporre sono:

- la corrente massima di guasto a terra (IF);
- il tempo di eliminazione del guasto (tc);
- le tensioni di contatto e di passo tollerabili (UTP, USP);
- la configurazione e le caratteristiche della rete di alimentazione in media tensione;
- il luogo in cui l'impianto di terra deve essere realizzato;
- l'area da proteggere, (forma e caratteristiche del terreno);
- eventuali vincoli in relazione alla messa a terra del neutro in bassa tensione.

Durante la progettazione, al fine di tenere conto di possibili variazioni nel tempo dei citati parametri, è opportuno scegliere gli stessi in relazione alle condizioni più sfavorevoli che si possano verificare.

Solitamente per le cabine si utilizzano dispersori ad anello che consentono di ottenere con maggiore facilità basse resistenze di terra. L'anello viene realizzato interrando un conduttore nudo (tondino, corda o piattina di acciaio zincato a caldo o di rame o di acciaio ramato) intorno alla fondazione della cabina ad una profondità di almeno 0,5 m. Questo tipo di dispersore può essere integrato con spandenti e picchetti per ridurre, ove necessario, la resistenza di terra. È opportuno che i picchetti siano collocati in pozzetti ispezionabili, con coperchi isolanti per evitare pericolose tensioni di passo.

I conduttori di terra si dipartono dal collettore e vanno a collegare le masse da mettere a terra. Le sezioni dei conduttori di terra non devono essere inferiori a 16 mm² se di rame, 35 mm² se d'alluminio, 50 mm² se d'acciaio.

I conduttori di terra devono avere percorsi brevi ed essere posati preferibilmente nudi.

Si collegheranno all'impianto di terra i seguenti elementi metallici:

- ripari di protezione dei circuiti MT;
- la carpenteria metallica degli scomparti MT;
- il cassone del trasformatore MT/BT per servizi ausiliari;
- la carcassa dei TA e TV ed un polo del circuito secondario;
- i telai dei sezionatori di terra;
- le intelaiature di supporto degli isolatori;
- i terminali e le guaine dei cavi MT provenienti dalla cabina di raccolta;
- i cavi di rame nudo per la connessione della rete di terra tra la cabina di raccolta e la cabina di consegna;
- i ganci di ancoraggio delle linee aeree MT;
- gli organi di manovra manuale delle apparecchiature;
- i quadri porta sbarre BT e porta interruttori;
- gli interruttori BT;
- la cassa dei condensatori BT;
- la corda di rame nudo da 63 mm² per la connessione alla rete di Stazione.
- la corda di rame nudo da 35 mm² per la connessione dei pali di illuminazione dell'area di Stazione.

➤ *Messa a terra dello schermo dei cavi MT*

Lo schermo dei circuiti di media tensione va collegato a terra ad entrambe le estremità.

Per collegamenti di grande lunghezza è preferibile mettere a terra il rivestimento metallico anche in corrispondenza dei giunti a distanze non superiori ai 5 km. Per collegamenti corti, normalmente non superiori al km, è tuttavia ammessa la messa a terra del rivestimento metallico in un solo punto purché vengano adottate le opportune cautele indicate nella norma CEI 11-17 al par 5.3.2 (CEI 20-89).

Tuttavia la norma consente di collegare a terra lo schermo di un cavo, lungo fino a 1 Km, ad una sola estremità nei casi in cui:

- Lo schermo, se accessibile, sia considerato a tensione pericolosa all'estremità non collegata a terra e nelle giunzioni
- La guaina di materiale isolante che ricopre lo schermo sopporti la tensione totale dell'impianto di terra al quale è collegata l'altra estremità.

Nel caso di impianti eolici poiché gli aerogeneratori sono dotati del proprio impianto di terra è consigliabile collegare allo stesso entrambe le estremità del cavo al fine di realizzare una globale equipotenzialità in caso di guasto a terra.

A.1.h. Cabine elettriche

Nel presente paragrafo si descrive il sistema di connessione alla rete di trasmissione elettrica nazionale a 150 kV, come indicato dal preventivo di connessione ricevuto (STMG).

Il circuito terminale di collegamento tra l'ultima WTG della configurazione radiale d'impianto e il quadro MT della cabina elettrica MT/AT, si attesta su apposito scomparto di MT caratterizzato dalle seguenti caratteristiche tecniche:

Tipo di isolamento	SF6
Tensione nominale di isolamento	36kV
Frequenza nominale	50Hz
Tensione nominale di tenuta frequenza industriale	50kV
Tensione di tenuta ad impulso	125kV
Corrente nominale in uscita	400A
Corrente nominale ammissibile di breve durata (1s)	20kA
Corrente alle sbarre	630A
Unità funzionale	<ul style="list-style-type: none"> • Sezionatore a vuoto (sbarre) • Interruttore SF6 • Sezionatore di terra
Sistema di protezione lato Mt	Sonde di temperatura Protezione di back-up della turbina Soglie intervento $I >, I >>, I >>>$ (CEI 0-16)

Tensione ausiliari elettrici	230 V
Numero di cicli di operazioni	1000

A.1.i. Stazioni elettriche utente e di rete

Lo schema di allacciamento alla RTN, in base alla STMG ricevuta da Terna con CP 201900678, prevede il collegamento in antenna della sottostazione di trasformazione utente al sistema di sbarre a 150kV della futura stazione Elettrica di Trasformazione SE della RTN 380/150 kV, da inserire in entra esci sulla linea 380 kV Genzano - Bisaccia.

La realizzazione della sottostazione di trasformazione utente 30/150 kV, da condividere con la medesima società proprietaria di una seconda richiesta di connessione, è frutto di un accordo di condivisione fra le società per la realizzazione delle parti comuni.

Per l'allacciamento dell'impianto sarà quindi prevista la costruzione di una sottostazione elettrica di trasformazione dell'energia prodotta dal parco eolico (SE di utenza) alla quale convergeranno i cavi di potenza e controllo provenienti dal parco eolico.

Il cavo AT 150kV in uscita dalla sottostazione utente verrà collegato al sistema di sbarre a 150kV della futura stazione Elettrica di Trasformazione SE della RTN 380/150 kV.

L'impianto elettrico per la connessione alla RTN è composto fundamentalmente dai macrosistemi:

- Sistema prolungamento sbarre per connessione alla rete RTN di Terna;
- Stazione di trasformazione MT/AT a sua volta costituita da:
 - Quadro AT isolato in aria;
 - Edificio di comando e controllo;
 - Edificio MT e TLC.

La stazione elettrica di interfaccia rete-utente contiene, oltre alle apparecchiature AT ed MT, una serie di impianti e di sistemi che rendono possibile il sicuro funzionamento dell'intera installazione, e le comunicazioni al suo interno e verso il mondo esterno (Terna, Produttore remoto).

Le caratteristiche di queste ultime sono qui trattate.

Considerato che le stesse campeggiano nel corpo di diversi elaborati, sia grafici che testuali, si riportano nel seguito della presente le informazioni non contenute altrove. Si riporta di seguito l'elenco delle principali caratteristiche delle apparecchiature AT. Le stesse sono riportate anche sugli schemi unifilari.

Trasformatore MT/AT

Per la connessione del parco alla rete AT è necessario innanzitutto elevare la tensione partendo al livello di quella di distribuzione interna al parco che è pari a 30 kV. È chiamato a svolgere tale compito un trasformatore MT/AT da 24 MVA raffreddamento ONAN/ONAF e gruppo YNd11.

Esso in virtù di una esplicita richiesta del Codice di Rete Terna e necessario che sia ad isolamento pieno dal centro stella verso terra e che sia dotato di VSC (regolazione richiesta 150 +/- 12%).

Tra questo e il punto di consegna sono inserite sia le apparecchiature di protezione e sezionamento che quelle di misura lato AT. Per la sezione 150 kV il livello di isolamento esterno e pari a quello adottato da Terna nelle proprie installazioni, ovvero 750 kV picco a impulso atmosferico e di 325 kV a f.i. con distanze minime di isolamento in aria fase- terra e fase-fase di 150 cm.

Le distanze implementate sono sempre superiori al minimo riportato.

Connessioni AT

Le apparecchiature AT sono collegate tramite corda di alluminio da 36 mm. Il collegamento della stazione di utente alla stazione RTN 150 KV di Terna avverrà per mezzo di prolungamento sbarre AT 150 kV e portale unificato Terna da 15,5 ml.

Interruttori a tensione nominale 150 kV

- Salinità di tenuta a 98 kV (Kg/m³) valori minimi da 14 a 561
- Poli (n°) 3
- Tensione massima (kV) 170
- Corrente nominale (A) 1250
- Frequenza nominale (Hz) 50
- Tensione nominale di tenuta ad i. a. verso massa (kV) 750
- Tensione nominale di tenuta a f. i. verso massa (kV) 325
- Corrente nominale di corto circuito (kA) 31.5
- Durata nominale di corto circuito (s) 1

Sezionatori orizzontali a tensione nominale 150 kV con lame di messa a terra

- Poli (n°) 3
- Tensione massima (kV) 170
- Corrente nominale (A) 1250
- Frequenza nominale (Hz) 50
- Corrente nominale di breve durata:
 - valore efficace (kA) 40-31.5
 - valore di cresta (kA) 100-80
- Durata ammissibile della corrente di breve durata (s) 1
- Tensione di prova ad impulso atmosferico:
 - verso massa (kV) 650
 - sul sezionamento (kV) 750
- Tensione di prova a frequenza di esercizio:
 - verso massa (kV) 275
 - sul sezionamento (kV) 315

Trasformatori di corrente a tensione nominale 150 kV

- Tensione massima (kV) 170
- Frequenza (Hz) 50
- Rapporto di trasformazione (A/A) 200-400/5
- Numero di nuclei (n°) 3
- Corrente massima permanente (p.u.) 1,2
- Corrente termica di corto circuito (kA) 31,5
- Prestazioni e classi di precisione:
 - o I II nucleo (VA) 10/0,2 20/0,2
 - o III nucleo (VA) 30/3P30
- Tensione di tenuta a f.i. per 1 minuto (kV) 325
- Tensione di tenuta a i.a. (kV) 750
- Salinità di tenuta alla tensione di 98 kV (kg/m³) da 14 a 562

Trasformatore di tensione induttivo per protezioni a tensione nominale 150 kV

- Tensione massima di riferimento per l'isolamento (kV) 170
- Rapporto di trasformazione (150000/1,73)/(100/1,73)/(100/1,73)(100:3)
- Frequenza nominale (Hz) 50
- Prestazioni nominali (VA/classe) 20/0,2-30/3P-30/3P
- Fattore di tensione nominale con tempo di funzionamento di 30 s 1,5
- Tensione di tenuta a f.i. per 1 minuto (kV) 325
- Tensione di tenuta a i.a. (kV) 750
- Salinità di tenuta alla tensione di 98 kV (kg/m³) Da 14 a 56(*)³

Trasformatore di tensione induttivo per misure UTF a tensione nominale 150kV

- Tensione massima di riferimento per l'isolamento (kV) 170
- Tensione nominale primaria (V) 150.000/√3
- Tensione nominale secondaria (V) 100/√3
- Frequenza nominale (Hz) 50
- Prestazione nominale (VA) 10
- Classe di precisione 0,2
- Fattore di tensione nominale con tempo di funzionamento di 30 s 1,5
- Tensione di tenuta a f.i. per 1 minuto (kV) 325
- Tensione di tenuta a i.a. (kV) 750
- Salinità di tenuta alla tensione di 98 kV (kg/m³) Da 14 a 564

Scaricatori per tensione nominale a 150 kV

- Tensione di servizio continuo (kV) 108
- Frequenza (Hz) 50
- Salinità di tenuta alla tensione di 98 kV (kg/m³) Da 14 a 565
- Massima tensione temporanea per 1s (kV) 158
- Tensione residua con impulsi atmosferici di corrente (alla corrente nominale 8/20 μs) (kV) 396
- Tensione residua con impulsi di corrente a fronte ripido (10 kA - fronte 1 μs) (kV) 455
- Tensione residua con impulsi di corrente di manovra (500 A, 30/60 μs) (kV) 318
- Corrente nominale di scarica (kA) 10
- Valore di cresta degli impulsi di forte corrente (kA) 100
- Classe relativa alla prova di tenuta ad impulsi di lunga durata 3
- Valore efficace della corrente elevata per la prova del dispositivo di sicurezza contro le esplosioni (kA) 40.

Apparecchiature MT

Le apparecchiature di media tensione da installarsi nella stazione sono:

- quadro di arrivo linee dal parco
- partenza verso il piazzale e trasformatore MT/AT
- trasformatore MT/BT per l'alimentazione dei servizi ausiliari e generali di stazione.

Il disegno del complessivo elettromeccanico e gli schemi del QMT saranno da prodursi a cura del quadrista in sede di progettazione esecutiva.

Per quanto riguarda il trasformatore dei SA è stata considerata una macchina da 100 kVA.

A.1.j. Gruppi di misura e punti di consegna

Il sistema di misura dell'energia prodotta sarà fondamentalmente costituito da:

- Trasformatore di misura di corrente (TA);
- Trasformatore di misura di tensione (TV);
- Apparecchiatura di misura (ADM) principale;
- Apparecchiature di misura addizionali;
- Dispositivo di comunicazione.

Saranno installati contatori anche per misure addizionali ovvero un contatore per ogni singola linea proveniente dal parco e collegante i gruppi di aerogeneratori e un contatore per la misura dell'energia assorbita dai servizi ausiliari.

Teletrasmissione delle misure – RTU

In ottemperanza ai dettami delle Guide Tecniche, il Gestore dovrà acquisire dagli impianti di produzione le informazioni che possono esserle utili al fine del corretto funzionamento della rete stessa, ovvero:

- Telemisure: potenza attiva e reattiva bidirezionali misurate sul montante AT 150 kV del trasformatore, corrente AT (una fase), tensione AT (concatenata), posizione del VSC in scala assoluta (misure obbligatorie)
- direzione ed intensità del vento da un anemometro ritenuto rappresentativo dell'intero parco (misure facoltative);
- Tele segnali: stato dell'interruttore AT (152) dell'impianto criterizzato con il sezionatore generale (189).

Tali informazioni sono trasmesse al Dispacciamento Terna via CDN alla sede di Pozzuoli e via FR (di operatore distinto rispetto alla CDN) alla sede di Roma Nord. Eventuali sedi diverse sono da concordarsi con il gestore di rete.

A tale fine sarà prevista una Unita Remota (RTU) a CPU ridondata, da installare nel locale quadri BT dell'edificio utente, avente il compito di gestire la comunicazione con TERNA, acquisire i dati locali di I/O. L'unità comunica con postazioni remote attraverso i protocolli standard, studiati appositamente per le applicazioni nel settore elettrico, IEC870-5-104 ed IEC870-5-101.

A.1.k. Sistema di controllo

Sistema di protezione e comando/controllo

Compito del sistema sarà quello di garantire la protezione dell'impianto contro tutti i possibili guasti interni ed il distacco dello stesso dalla rete per guasti o anomalie su di essa. Il sistema sarà inoltre chiamato a garantire la massima affidabilità di esercizio per la sicurezza delle persone e dell'impianto. Esso provvederà alla sicura ed efficiente gestione sia dei singoli componenti che dell'impianto visto nel suo insieme, garantendone in ogni istante le proprietà di controllabilità, osservabilità e raggiungibilità.

Il disegno del complessivo elettromeccanico e gli schemi saranno da prodursi a cura del quadrista in sede di progettazione esecutiva.

Le caratteristiche del sistema di controllo succitate, quali la controllabilità, l'osservabilità e la raggiungibilità vengono di seguito dettagliate.

- La controllabilità consiste nella possibilità di analizzare in tempo reale o differito lo stato dell'impianto, attraverso la conoscenza delle variabili acquisite (stati, misure, allarmi, eventi, trasferimento di file).
- L'osservabilità definisce la possibilità di estrarre informazioni dall'impianto stesso.
- La raggiungibilità implica la possibilità di poter interagire con l'impianto (tramite comandi e regolazioni).

Le suddette proprietà consentiranno l'espletamento delle seguenti attività:

- a) Conduzione: attuazione delle manovre di esercizio normale e di emergenza avvalendosi della conoscenza in tempo reale dello stato dell'impianto;
- b) Teleconduzione: remotizzazione totale o parziale dell'attività di conduzione;
- c) Telecontrollo: invio al sistema di controllo centralizzato del cliente di informazioni in tempo reale (stati, eventi, allarmi, misure) o in tempo differito;
- d) Manutenzione: operazioni ed interventi atti a conservare, migliorare o ripristinare il livello di efficienza dell'impianto

Per sistema di comando e controllo si intende il complesso degli apparati e circuiti predisposti a fini di comando degli organi di protezione, di registrazione locale, di misura, di rilevazione di segnali di stato, di anomalia, di perturbazione, di sintesi degli stessi, di segnalazione sui quadri locali di comando, di interfacciamento con gli apparati di comando e controllo remoti. Al par. 8 della Norma CEI 11-1 sono indicati alcuni requisiti generali del sistema di protezione, comando e controllo riferito ai seguenti aspetti:

- Funzionali (es. funzioni di protezione, manovre elementari, sequenze logiche, controlli ed interblocchi, grandezze processate, segnalazioni visive, etc.);
- Di configurabilità, parametrizzazione e taratura (campi di regolazione, parametri regolabili, I/O, etc.)
- Di precisione;
- Di autodiagnostica, monitoraggio interno ed interfaccia uomo-macchina (MMI);
- Di compatibilità, in termini di interfacce e comunicazione, con altri sistemi.

Il sistema di comando, di tipo modulare e di facile espandibilità, avrà di base la seguente filosofia:

- dovrà ottimizzare l'uso dello stallo minimizzando il numero di manovre nel massimo rispetto della sicurezza;
- dovrà permettere quante più manovre possibili (al limite tutte) anche dalla centrale di controllo remota, condizionando tali manovre con opportuni interblocchi hardware e software, di modo che la teleconduzione avvenga in massima sicurezza, evitando manovre con personale presente in stazione o addirittura in campo.

Pertanto la teleconduzione da centro remoto sarà verificata e subordinata a effettive condizioni di sicurezza per il personale addetto. Più in generale la possibilità di diverse modalità di comando impone un coordinamento tra di esse: non sarà possibile la presenza contemporanea di due modalità di comando ed eventualmente sarà definito un livello di priorità.

Le manovre devono essere condizionate da interblocchi che evitino sequenze pericolose per il personale, dannose per gli organi stessi o comunque incompatibili per il loro stato;

Il comando interruttori proveniente dalle protezioni utilizzerà una via diretta e indipendente dalle altre: a prescindere dalla possibilità di comando remoto, le apparecchiature saranno predisposte per poter governare l'impianto in locale a livello di stallo. La conduzione locale avverrà da opportuno pannello di comando installato all'interno del locale comando e controllo dell'edificio utente.

In pratica il comando e controllo dell'impianto avverrà su tre livelli:

- a. *livello di stallo;*

- b. *livello di stazione;*
- c. *livello remoto.*

Le funzioni di acquisizione dati, monitoraggio locale e comando, interblocchi, protezione, sono collocati a *livello di stallo*. Le funzioni di supervisione, monitoraggio, comando, registrazione di eventi e allarmi, reporting storico, diagnosi sono collocate a *livello di stazione*. I due livelli comunicheranno fra loro tramite opportuno sistema. Tipicamente la connessione fisica avviene tramite porta seriale, tra il pannello del *livello di stallo* e il computer server del *livello di stazione*.

Inoltre tale computer server sarà collegato tramite rete geografica (ADSL) al *livello remoto* in cui saranno collocate le stesse funzioni del livello di stazione ovvero le funzioni di supervisione, monitoraggio, comando, registrazione di eventi e allarmi, reporting storico e diagnosi.

Il livello di stallo è fisicamente rappresentato da un pannello di controllo (componente di classe secondaria) direttamente collegato con gli organi di manovra, TA e TV (componenti di classe primaria), installato nel locale comando e controllo.

Il livello di stazione sarà fisicamente rappresentato da un computer server, in cui saranno installati opportuni software che permetteranno di acquisire i dati provenienti dal livello inferiore, elaborarli ed impartire comandi ai dispositivi di livello inferiore stessi.

Anche il livello remoto sarà fisicamente rappresentato da un computer server con gli opportuni software di acquisizione ed elaborazione dati e per l'invio di segnali di comando, è sarà installato nella centrale di controllo remota.

Gli apparati a livello di stallo sono di classe primaria (apparecchi di manovra, TA e TV) e classe secondaria (componenti dedicati alla protezione e controllo dei componenti primari).

Pertanto ciascun componente di classe primaria dovrà essere "accessoriato" con componenti di classe secondaria. Tali componenti dovranno "dialogare" fra loro e con il livello superiore (*livello di stazione*), che comprende l'apparecchiatura di supervisione e monitoring. Il protocollo di interfaccia dovrà essere tale da assicurare la comunicazione con il PC-server del livello di stazione.

Pertanto, l'accesso all'intera stazione avviene attraverso le apparecchiature a *livello di stallo* di "classe secondaria", intendendo per *accesso* l'acquisizione di dati e la possibilità di impartire comandi.

Le principali funzioni che genericamente sono denominate di "protezione e controllo" sono:

- a) Protezione
- b) Misure
- c) Monitoring
- d) Supervisione
- e) Controllo

I dispositivi a *livello di stallo* (dispositivo di controllo e supervisione, relé di protezione, trasduttori), sono fisicamente installati in un unico pannello installato nel locale di comando e controllo.

Il dispositivo a *livello di stallo* dovrà assicurare almeno le seguenti funzioni base:

- a) Monitoraggio locale
- b) Comando
- c) Ordini di apertura/chiusura
- d) Interblocchi
- e) Richiusura automatica unipolare, tripolare, uni-tripolare

- f) Clock interno
- g) Informazioni su data e ora (leggibili a livelli superiori)
- h) Gestione di eventi e allarmi
- i) Funzioni di controllo

Pertanto, oltre ad acquisire ed elaborare i segnali binari di ingresso provenienti dai dispositivi di misura e protezione, detto pannello di stallo, sarà equipaggiato con un modello di comando per inviare gli ordini di apertura/chiusura all'apparecchiatura di manovra.

I dispositivi a *livello di stallo* per il controllo e la supervisione dell'apparecchiatura primaria, acquisiranno direttamente i dati delle apparecchiature primarie stesse, tipicamente con tecnologia convenzionale, cioè fili e contatti.

Funzioni software, normalizzate o adattate alle esigenze del cliente, quali il comando degli apparecchi AT, gli interblocchi, la richiusura automatica, saranno effettuate a livello di stallo con lo stesso hardware del pannello di controllo.

Il sistema così progettato con un *livello di stallo* rappresentato da un terminale di controllo (componente di classe secondaria) direttamente collegato con gli organi di manovra, TA e TV (componenti di classe primaria), assicurerà anche nel caso di perdita della comunicazione tra i due livelli (*livello di stallo* e *livello di stazione*):

- Funzionalità della protezione
- Controllo dell'apparecchiatura primaria
- Monitoraggio dello stato dell'apparecchiatura primaria
- Visualizzazione degli allarmi più importanti a *livello di stallo*.

Inoltre si provvederà affinché opportune sicurezze evitino manovre da remoto in concomitanza di presenza di operatori in campo.

Le soluzioni realizzative proposte dovranno essere individuate nel rispetto dei seguenti requisiti:

- Aderenza agli standard internazionali tecnici e di mercato (MMI, importazione/esportazione dei dati, protocolli di commutazione);
- Interoperabilità, al fine di minimizzare lo sforzo di integrazione tra apparati di costruttori o serie costruttive diversi;
- Remotizzazione delle funzioni diagnostiche e di configurazione degli apparati;
- Modularità ed adattabilità delle apparecchiature a diverse configurazioni/espansioni di impianto;
- Gestione flessibile degli aggiornamenti (scalabilità);
- Affidabilità;
- Adeguatezza delle prestazioni;
- Conformità alla normativa internazionale di riferimento in termini di compatibilità elettromagnetica, immunità, caratteristiche elettriche e meccaniche;
- Compatibilità con il sistema di controllo del Cliente;

Caratteristiche quadro protezioni e controllo:

Il quadro sarà costruito in lamiera verniciata, spessore 2 mm, con struttura autoportante, fondo chiuso da piastre asportabili per ingresso cavi e sarà composto da più pannelli.

Pannello per trasformatore TR lato AT:

Sul fronte del pannello saranno montati e connessi:

- n. 1 relè per le protezioni massima corrente (50-51) per il trasformatore TR1, le misure di I, V, P,Q, f, e la porta comunicazione. Tipo Siprotec 7SJ64.
- n. 1 relè a microprocessore per la protezione differenziale del trasformatore TR1(87T), con porta di comunicazione Tipo Siprotec 7UT612.
- n. 1 regolatore di tensione automatico (90) per il trasformatore TR1, con porta di comunicazione.

All'interno del quadro saranno montati e connessi:

- n.1 set di relè ausiliari;
- n.1 set di interruttori automatici modulari.

Caratteristiche sistema di supervisione per la sottostazione AT/MT

Sarà previsto un pannello cablato con montato e connesso:

- alimentatore 110V cc / 24 V cc;
- unità di acquisizione dati apparecchiature AT /MT;
- GPS;
- Server tipo SICAM PAS.

A.1.I. Raccordi linee AT aeree e/o sotterranee con profili dei campi elettromagnetici

I raccordi verranno effettuati mediante la realizzazione di soli tre nuovi sostegni di cui un sostegno propriamente detto e due cavalletti per sottopasso linea esistente. La denominazione del nuovo sostegno scaturisce dalla denominazione di quelli preesistenti (traliccio 164 e 165), secondo lo standard in uso nella realizzazione di nuove linee derivate da quelle esistenti (164/1).

I raccordi a 150 kVsi sviluppano su un territorio pianeggiante (con altitudini variabili dagli 85 ai 100 m s.l.m), seguendo il profilo del terreno.

Lo sviluppo complessivo dell'intervento è di circa 660 ml, di cui 110 ml per realizzare il raccordo verso la CP di Rotondella e 550 ml per la realizzazione del raccordo lato "Pisticci".

Tutto il territorio interessato dal tracciato è destinato ad uso agricolo (uliveti, seminativo incolto e piccole aree a sistemi colturali permanenti).

Tale tracciato non interferisce con zone urbanizzate o di potenziale urbanizzazione e consente di mantenere le distanze dalle abitazioni e dalle infrastrutture viarie rurali tali da rispettare i valori limite, in corrispondenza di esse, di campo elettrico e magnetico generati previsti dalla normativa vigente.

I tralici di nuova realizzazione saranno in numero di 3, nessun traliccio esistente verrà rimosso, verranno riutilizzati i vertici esistenti a seguito del risultato positivo dell'avvenuta verifica della capacità portante dei suddetti sostegni secondo i nuovi parametri di tesatura del conduttore.

Metodologia di calcolo delle fasce di rispetto DPA

Il DPCM 8 luglio 2003, all'art. 6, 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 eseguito, ai sensi del § 5.1.2 dell'allegato al Decreto 29 maggio 2008 (G.U. n. 156 del 5 luglio 2008), sulla base delle caratteristiche geometriche, meccaniche ed elettriche della linea, tenendo conto della presenza di eventuali altri elettrodotti. Detto calcolo delle fasce di rispetto va eseguito utilizzando modelli:

- bidimensionali (2D), se sono rispettate le condizioni di cui al § 6.1 della norma CEI 106-11 Parte I;
- tridimensionali (3D), in tutti gli altri casi.

Le dimensioni delle fasce di rispetto devono essere fornite con una approssimazione non superiore a 1 m. Al fine di agevolare la gestione territoriale ed il calcolo delle fasce di rispetto il Decreto introduce una procedura semplificata (§ 5.1.3), per il calcolo della DPA ai sensi della CEI 106-11 che fa riferimento ad un modello bidimensionale semplificato, valido per conduttori orizzontali paralleli, secondo il quale il proprietario/gestore deve:

1. calcolare la fascia di rispetto combinando la configurazione dei conduttori, geometrica e di fase, e la portata in corrente in servizio normale che forniscono il risultato più cautelativo sull'intero tronco di linea (la configurazione ottenuta potrebbe non corrispondere ad alcuna campata reale);
2. proiettare al suolo verticalmente tale fascia;
3. comunicare l'estensione rispetto alla proiezione al centro linea: tale distanza (DPA) sarà adottata in modo costante lungo il tronco.

Per il calcolo delle DPA del caso in oggetto si sono presi a riferimento i seguenti documenti:

1. DPA dei sostegni TERNA
2. Documento ENEL "Linea Guida per l'applicazione del § 5.1.3 dell'Allegato al DM 29.05.08" – "

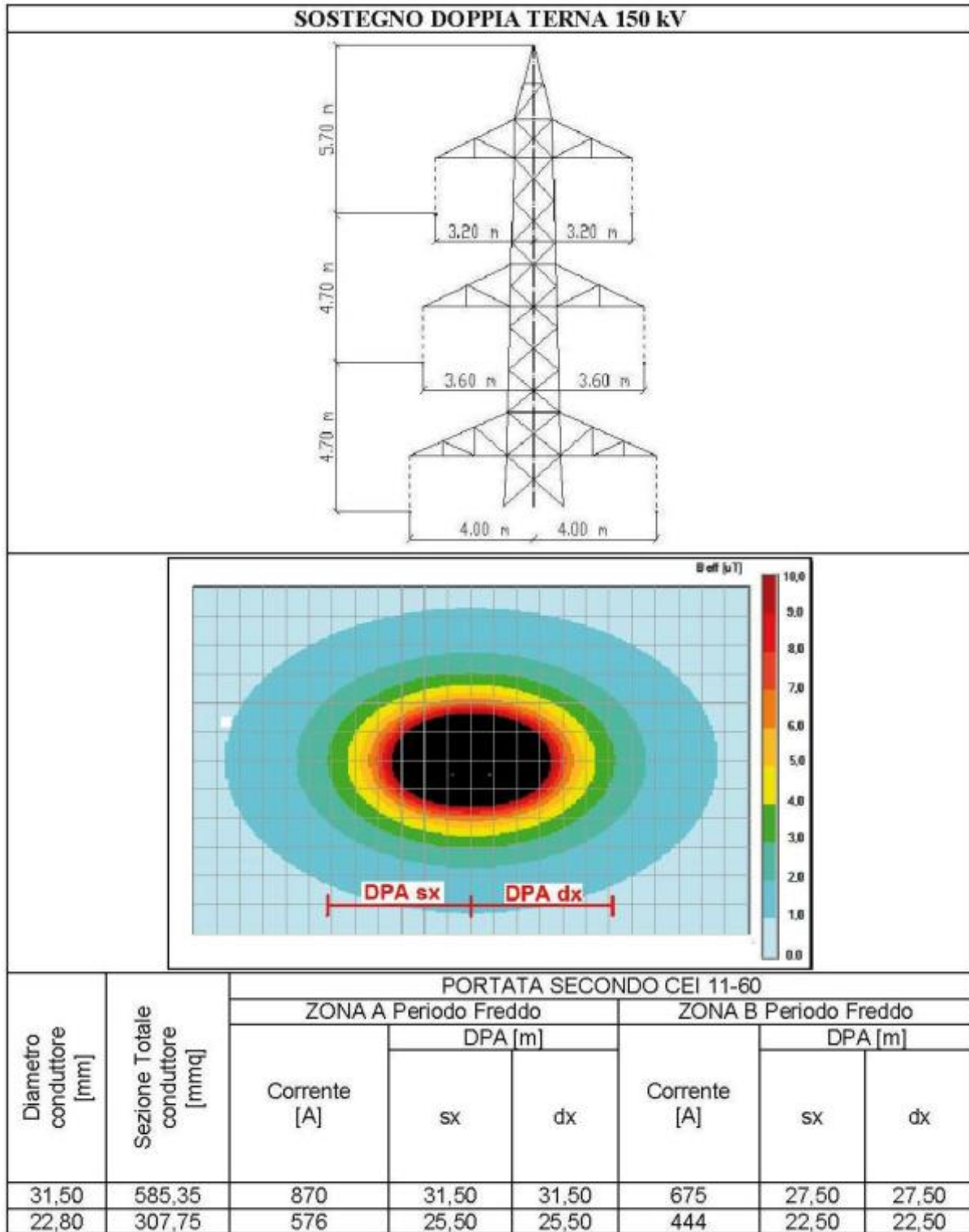
Distanza di prima approssimazione (DPA) da linee e cabine elettriche"

3. Casi esemplificativi per parallelismi come enunciati sul DM 29/05/2008.

Per quanto riguarda il sostegno cui confluiranno i due raccordi si è preso a riferimento il documento n. 1 di cui di seguito si riporta uno stralcio.

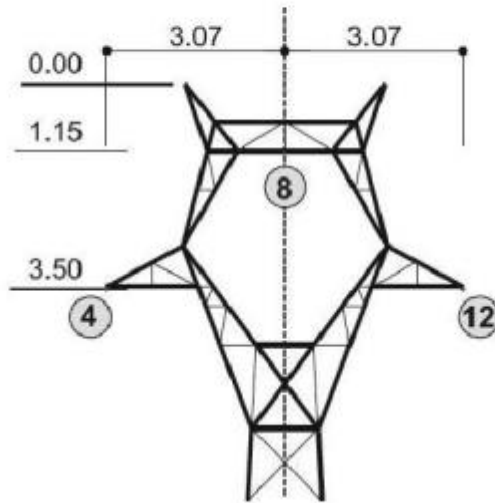
Si precisa che le fasce di rispetto derivanti dalla presente relazione e riportate nell'elaborato grafico sono conservative rispetto a quelle reali per i seguenti motivi:

1. La linea attualmente a 220 kV presenta una portata massima in corrente inferiore agli 870 A nominali di cui alla tabella seguente in quanto composta da un conduttore di diametro 29,7 anziché 31,5 mm;
2. Si è considerato il caso di una doppia terna 150 anziché 220 kV; pertanto aumentando il livello di tensione nominale e diminuendo l'intensità di corrente, diminuisce anche il corrispondente campo elettromagnetico generato.

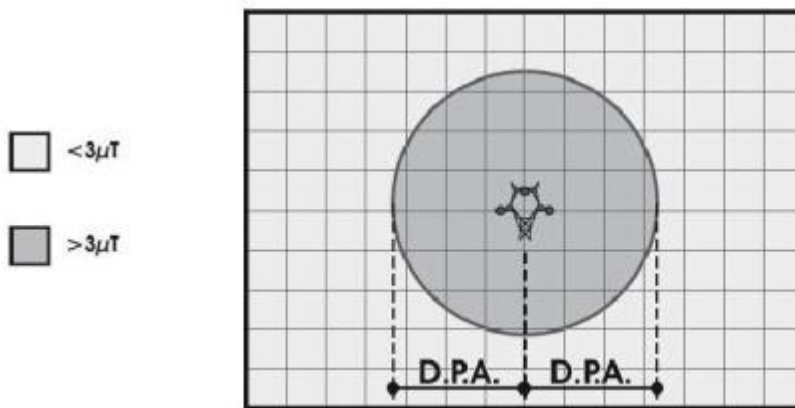


Per il calcolo delle DPA della porzione di raccordo che dal sostegno di cui sopra giunge in stazione si è preso a riferimento il documento n. 2 di cui di seguito si riporta uno stralcio:

A7 - Semplice Terna tipo portale (serie 132/150 kV)



RAPPRESENTAZIONE DELLA FASCIA DI RISPETTO E DELLA D.P.A.



CONDUTTORI IN ALLUMINIO-ACCIAIO							
Diametro Esterno [mm]	Sezione Totale [mm ²]	CEI - 11-60 Portata [A]					
		ZONA A			ZONA B		
		Corrente A	D.P.A. m	Rif.to	Corrente A	D.P.A. m	Rif.to
22.8	307.75	576	16	A7a	444	14	A7b
31.5	585.35	870	19	A7c	675	17	A7d

Il valore assunto è di 19 metri da ambi i lati del conduttore.



Poiché i raccordi corrono paralleli tra loro e a loro volta paralleli all'esistente linea a 220 kV sono stati apportati fattori correttivi relativi al parallelismo linee come riportate nel documento di riferimento n. 3. Nell'allegato grafico sono riportate le misure sopra riportate e sono state identificate con diversa retinatura cromatica.