






REGIONI MOLISE, CAMPANIA E PUGLIA

Province di Campobasso, Benevento e Foggia

COMUNI DI TUFARA, SAN BARTOLOMEO IN GALDO E
SAN MARCO LA CATOLA



REV.	DESCRIZIONE	DATA	REDATTO	CONTROL.	APPROV.
1	EMISSIONE PER ENTI ESTERNI	28/03/22	ANTEX	FURNO C.	NASTASI A.
0	EMISSIONE PER COMMENTI	16/03/22	ANTEX	FURNO C.	NASTASI A.

Committente:				
WIND 2 ENERGY ITALY SRL				
Sede legale in Corso Statuto, 2/C, 12084, Mondovì (CN) Partita I.V.A. 03945600041 - PEC: wind2energyitalysrl@pec.it				
Società di Progettazione:			<i>Ingegneria & Innovazione</i>	
			Via Jonica, 16 - Loc. Belvedere - 96100 Siracusa (SR) Tel. 0931.1663409 Web: www.antexgroup.it e-mail: info@antexgroup.it	
Progetto:			Progettista/Resp. Tecnico:	
PARCO EOLICO DI "TUFARA"			Dott. Ing. Cesare Furno Ordine degli Ingegneri della Provincia di Catania n° 6130 sez. A	
Elaborato:			Progettista elettrico:	
RELAZIONE TECNICA CALCOLI PRELIMINARI DEGLI IMPIANTI			Dott. Ing. Giuseppe Basso Ordine degli Ingegneri della Provincia di Siracusa n° 1860 sez. A	
Scala:	Nome DIS/FILE:	Allegato:	F.to:	Livello:
NA	C21024S05-PD-RT-09-01	1/1	A4	DEFINITIVO
<i>Il presente documento è di proprietà della ANTEX GROUP srl. È vietato la comunicazione a terzi o la riproduzione senza il permesso scritto della suddetta. La società tutela i propri diritti a rigore di Legge.</i>				
			  	

INDICE

1. Premessa	3
2. Scopo	3
3. Dimensionamento dei cavi in funzione delle condizioni di posa	4
4. Specifiche Tecniche Cavi in Alluminio - ARG7H1R – 26/45 kV	6
5. Determinazione delle potenze/correnti di cortocircuito.....	6
6. Dimensionamento dei cavi in funzione delle sollecitazioni termiche di cortocircuito.....	9
7. Dimensionamento dei cavi in funzione della caduta di tensione.....	10
8. Dimensionamento dei cavi in funzione della temperatura di funzionamento.....	12
9. Linee elettriche in cavo interrato – Attraversamenti di canali.....	12
10. Linee elettriche in cavo interrato – Distanze di rispetto da impianti e opere interferenti.....	13
11. Dimensionamento quadri elettrici	13
12. Rete di terra	14
12.1. Dimensionamento termico del dispersore	14
12.1.1. Tensioni di contatto e di passo	14
12.2. Rete di terra aerogeneratori	15
12.3. Rete di terra connessione aerogeneratori.....	15
12.4. Rete di terra cabina di consegna	15
13. Riferimenti legislativi e normativi.....	17

1. Premessa

Su incarico di Wind 2 Energy Italy S.r.l., la società ANTEX GROUP Srl ha redatto il progetto definitivo per la realizzazione di un impianto di produzione di energia elettrica da fonte eolica, denominato Parco Eolico "Tufara", con potenza nominale installata pari a 30,6 MW, da realizzarsi nei territori dei Comuni di Tufara (CB) in Molise, San Bartolomeo in Galdo (BN) in Campania e San Marco La Catola (FG) in Puglia. Il numero totale di turbine eoliche che saranno installate è pari a 6 con una potenza nominale pari a 5,1 MW per ogni aerogeneratore.

Wind 2 Energy Italy S.r.l. ha già ricevuto ed accettato il preventivo di connessione (Cod. Pratica: 202000903) inviato da Terna per la connessione di un impianto di generazione da fonte rinnovabile (eolica) per una potenza in immissione pari a 29,5 MW. Tale STMG prevede l'inserimento dell'impianto alla RTN mediante collegamento in antenna a 150 kV con una futura stazione di smistamento RTN 150 kV da inserire in entra-esce alla linea RTN a 150 kV "Casalvecchio-Pietracatella", previa realizzazione di un nuovo elettrodotto RTN a 150 kV di collegamento fra la futura stazione di cui sopra e la Cabina Primaria denominata "Cercemaggiore".

A seguito della scelta della Società Wind 2 Energy Italy S.r.l. di rimodulare l'impianto eolico, impiegando delle turbine eoliche con potenza nominale pari a 6 MW esercite però con la modalità Sound Optimized Mode 2 (SO2) per una erogazione massima ridotta a 5,1 MW, è stato richiesto a Terna il riesame della STMG, che preveda sia la modifica della potenza in immissione sia una soluzione di connessione a 36 kV. Si è in attesa dell'elaborazione, da parte di Terna, della nuova STMG.

Le attività di progettazione definitiva e di studio di impatto ambientale sono state sviluppate dalla società di ingegneria Antex Group Srl.

Antex Group Srl è una società che fornisce servizi globali di consulenza e management ad Aziende private ed Enti pubblici che intendono realizzare opere ed investimenti su scala nazionale ed internazionale.

È costituita da selezionati e qualificati professionisti uniti dalla comune esperienza professionale nell'ambito delle consulenze ingegneristiche, tecniche, ambientali, gestionali, legali e di finanza agevolata e pone a fondamento delle attività, quale elemento essenziale della propria esistenza come unità economica organizzata ed a garanzia di un futuro sviluppo, i principi della qualità, come espressi dalle norme ISO 9001, ISO 14001 e OHSAS 18001 nelle loro ultime edizioni.

Antex Group in un'ottica di sviluppo sostenibile proprio e per i propri clienti, è in possesso di un proprio Sistema di Gestione Qualità certificato ISO 9001:2015 per attività di "Servizi tecnico-professionali di ingegneria multidisciplinare".

2. Scopo

Scopo della presente relazione tecnica è il dimensionamento dei cavi a 36 kV da utilizzare nel Parco Eolico "Tufara" sito nei territori dei Comuni di Tufara (CB) in Molise, San Bartolomeo in Galdo (BN) in Campania e San Marco La Catola (FG) in Puglia.

3. Dimensionamento dei cavi in funzione delle condizioni di posa

La Norma CEI UNEL 35027 - "Cavi di energia per tensione nominale U da 1 kV a 30 kV - Portate di corrente in regime permanente - Posa in aria ed interrata", fornisce le portate in corrente dei cavi unificati MT in funzione delle condizioni di posa in terra ed in aria.

Per cavi interrati di queste categorie di tensioni viene fornita la portata in corrente di riferimento I_0 nelle seguenti condizioni:

- T_a temperatura ambiente 20 °C;
- Profondità di posa 1,0 m;
- R_t resistività termica media radiale del terreno 2,0 k*m/W;
- Connessione schermi metallici in cortocircuito e a terra ad entrambe le estremità (solid bonding).

Per condizioni diverse viene fornita poi la seguente formula correttiva:

$$I_z = I_0 * K_1 * K_2 * K_3 * K_4$$

Dove:

- I_z portata in corrente nelle condizioni in esame;
- I_0 portata in corrente nelle condizioni di riferimento;
- K_1 fattore di correzione per temperature del terreno diverse da 20°C;
- K_2 fattore di correzione per gruppi di più circuiti installati sullo stesso piano;
- K_3 fattore di correzione per profondità di interramento diverse da 0,8 m;
- K_4 fattore di correzione per resistività termica del terreno diversa da 1,5 k*m/W.

Le condizioni di posa dei cavi impiegati nel progetto in oggetto differiscono dalle condizioni di riferimento poiché:

- La profondità di interramento è pari a 1,0 m: $K_3 = 0,98$

Tab. IV **Fattori di correzione per differenti valori di profondità di posa**

Profondità di posa (m)	0,5	0,8	1,0	1,2	1,5
Fattore di correzione	1,02	1,00	0,98	0,96	0,94

- È stata considerata una resistività termica del terreno pari a 1,5 k*m/W (terreno secco): $K_4 = 1$

Tab. V **Fattori di correzione per differenti valori di resistività termica del terreno**

Resistività del terreno (K*m/W)	Cavi unipolari				
	1,0	1,2	1,5	2,0	2,5
Fattore di correzione	1,08	1,05	1,00	0,90	0,82

- È stato considerato il caso peggiore di raggruppamento dei circuiti presenti nello stesso strato (in questo progetto) 2 circuiti nello stesso strato distanziati tra loro 25 cm: $K_2 = 0,90$

Tab. III **Fattori di correzione per gruppi di più circuiti installati sullo stesso piano**

Numero di cavi	DISTANZA FRA I CIRCUITI ^(a) (m)			
	a contatto	0,25	0,5	1
2	0,85	0,90	0,95	0,95
3	0,75	0,85	0,90	0,95
4	0,70	0,80	0,85	0,90
5	0,65	0,80	0,85	0,90
6	0,60	0,80	0,80	0,90

- Resta invariata la temperatura del terreno pari a 20 °C: $K_1 = 1$

Pertanto la formula diventa:

$$I_z = I_0 * 1 * 0,90 * 0,98 * 1 = I_0 * 0,882$$

Si riporta di seguito la tabella delle portate in corrente dei cavi scelti alle condizioni di riferimento e alle condizioni operative impiegate nel progetto.

Valori di I_0 alle condizioni di riferimento:

ARG7H1R 26/45kV - Al unipolare Sezione nominale [mmq]	Portata [A] (Trifoglio)	Resistenza apparente a 90°C e 50 Hz [Ohm/km]	Reattanza di fase [Ohm/km]	Impedenza a a 90°C e 50 Hz [Ohm/km]
70	199	0,3420	0,15	0,37
95	237	0,2460	0,14	0,28
120	269	0,1960	0,14	0,24
150	299	0,1590	0,13	0,21
185	338	0,1280	0,13	0,18
240	390	0,0985	0,12	0,16
300	438	0,0797	0,12	0,14
400	495	0,0638	0,11	0,13
500	558	0,0517	0,11	0,12
630	630	0,0425	0,10	0,11

Valori di I_z alle condizioni operative, (applicando i coefficienti correttivi):

ARG7H1R 26/45kV - Al unipolare Sezione nominale [mmq]	Portata [A]	Resistenza [Ohm/km]	Reattanza [Ohm/km]	Impedenza a 90°C e 50 Hz [Ohm/km]
70	175,52	0,3420	0,15	0,37
95	209,03	0,2460	0,14	0,28
120	237,26	0,1960	0,14	0,24
150	263,72	0,1590	0,13	0,21
185	298,12	0,1280	0,13	0,18
240	343,98	0,0985	0,12	0,16
300	386,32	0,0797	0,12	0,14
400	436,59	0,0638	0,11	0,13
500	492,16	0,0517	0,11	0,12
630	555,66	0,0425	0,1	0,11

4. Specifiche Tecniche Cavi in Alluminio - ARG7H1R – 26/45 kV

La Norma CEI 20-13 “Cavi con isolamento estruso in gomma per tensioni nominali da 1 a 30 kV” definisce le principali regole costruttive per i cavi isolati con gomme di qualità G5 e G7 a base di elastomeri etilenpropilenici e stabilisce le prescrizioni di prova a cui devono rispondere nel collaudo. Il paragrafo 4.1.02 “Portate di corrente” afferma che per le portate in regime permanente si deve fare riferimento alla Norma CEI 20-21 “Calcolo delle portate dei cavi elettrici in regime permanente (fattore di carico 100%)” e alle tabelle CEI-UNEL 35027 (nel nostro caso). La Norma CEI-UNEL 35027 è ricavata dalla serie di Norme CEI 20-21 (recepimento della Norma IEC 60287 - serie) ed incorpora la revisione dei valori delle portate in corrente citate nelle Norme CEI. Poiché la sezione massima dei conduttori citata in questa Norma è di 300 mm² (cavi in Cu e Al), per i valori di portata in corrente in regime permanente di cavi di dimensioni superiori rimanda alle specifiche tecniche rilasciate dai costruttori per i cavi costruiti in conformità alla CEI 20-13.

ARG7H1R 26/45kV - Al unipolare Sezione nominale [mmq]	Portata [A] (Trifoglio)	Resistenza apparente a 90°C e 50 Hz [Ohm/km]	Reattanza di fase [Ohm/km]	Impedenza a 90°C e 50 Hz [Ohm/km]
70	199	0,3420	0,15	0,37
95	237	0,2460	0,14	0,28
120	269	0,1960	0,14	0,24
150	299	0,1590	0,13	0,21
185	338	0,1280	0,13	0,18
240	390	0,0985	0,12	0,16
300	438	0,0797	0,12	0,14
400	495	0,0638	0,11	0,13
500	558	0,0517	0,11	0,12
630	630	0,0425	0,10	0,11

5. Determinazione delle potenze/correnti di cortocircuito

Per calcolare la potenza di cortocircuito in un punto dell'impianto, si può fare l'ipotesi che la resistenza sia trascurabile rispetto alla reattanza, perché solitamente il rapporto reattanza/resistenza di una rete di distribuzione (fino alle sbarre) è superiore a sette. In pratica, l'impedenza si può ritenere coincidente con la reattanza:

$$Z = \sqrt{(R^2 + X^2)} = \sqrt{(X/7)^2 + X^2} = \sqrt{(X^2/49) + X^2} = 1,01 * X \sim X$$

Questo consente, in questa fase preliminare, di calcolare la potenza di cortocircuito di un sistema elettrico costituito da n elementi in serie (generatori, linee, trasformatori) le cui potenze di cortocircuito siano P₁, P₂, ..., P_n.

La potenza (apparente) di cortocircuito trifase (P_{CC}) vale:

$$P_{cc} = \sqrt{3} * U_n * I_{cc}$$

Dove:

- U_n è la tensione nominale (concatenata);
- I_{cc} è la corrente di cortocircuito trifase.

D'altra parte, nell'ipotesi $X \sim Z$ si ha:

$$I_{cc} = E/X$$

Dove $E = U_n/\sqrt{3}$ è la tensione di fase:

$$I_{cc} = U_n/\sqrt{3} * X$$

Si ottiene dunque:

$$P_{cc} = \sqrt{3} * U_n * U_n/\sqrt{3} * X = U_n^2/X$$

La potenza di cortocircuito di un sistema a tensione U composto da n elementi in serie aventi reattanze X_1, X_2, \dots, X_n è:

$$P_{cc} = U_n^2/(X_1 + X_2 + \dots + X_n)$$

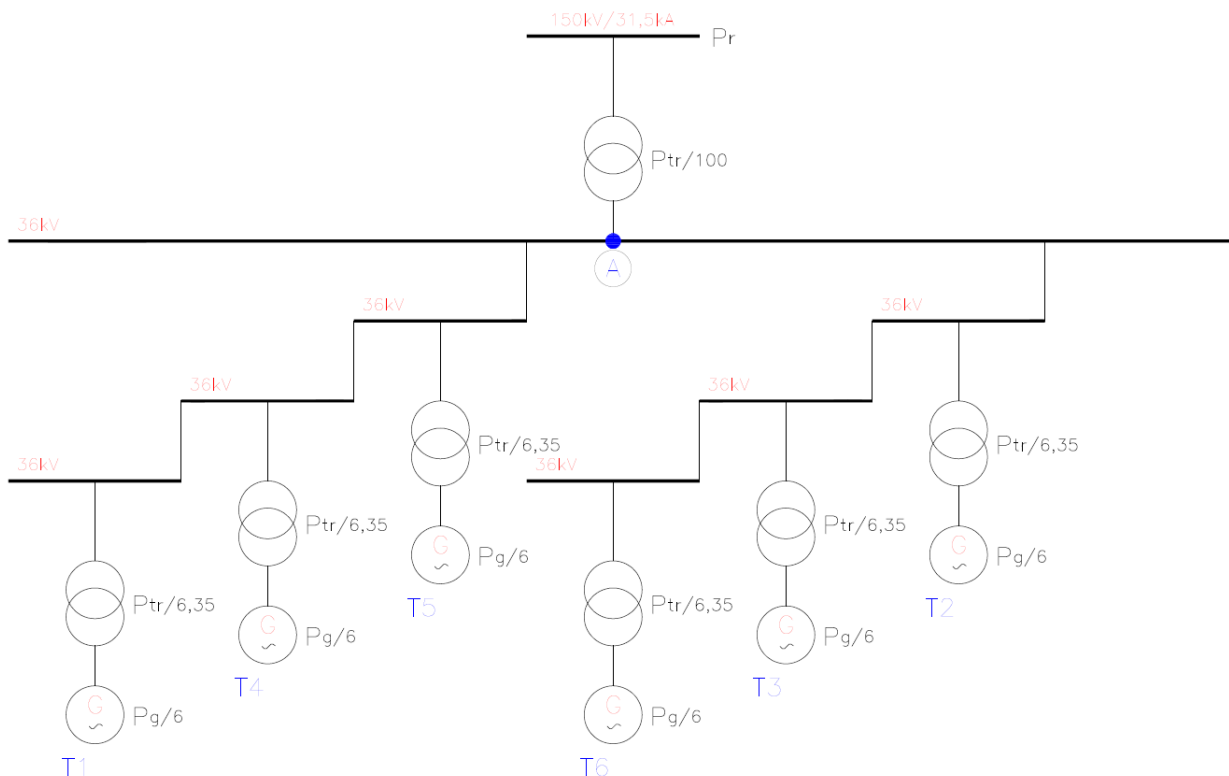
Poiché, la reattanza X_i del generico elemento del sistema elettrico con potenza di cortocircuito P_i vale:

$$X_i = U_n^2/ P_i$$

Dunque:

$$P_{cc} = U_n^2/(U_n^2/ P_1 + U_n^2/ P_2 + \dots + U_n^2/ P_n) = 1/[(1/P_1)+(1/P_2)+\dots+(1/P_n)]$$

Nella figura seguente viene schematizzato l'impianto in oggetto:



Potenza di cortocircuito della rete AT:

La potenza (apparente) di cortocircuito trifase (P_r) della rete AT è la potenza espressa in MVA, che si ottiene dalla corrente di cortocircuito simmetrica trifase (I_{cc}) alla tensione nominale della rete (U_n):

$$P_r = c * \sqrt{3} * U_n * I_{cc}$$

Dove:

- c coefficiente di margine indicato dalla Norma CEI per le reti AT e MT, che tiene conto del possibile aumento della tensione in rete (valore = 1,1).
- $U_n = 150$ kV
- $I_{cc} = 31,5$ kA

Pertanto:

$$P_r = 1,1 * \sqrt{3} * 150 * 31,5 = 9.002,33 \text{ MVA}$$

Potenza di cortocircuito di un trasformatore:

La potenza (apparente) di cortocircuito trifase (P_{tr}) di un trasformatore è:

$$P_{tr} = 100 * P/u_{cc}$$

Dove:

- P è la potenza nominale del trasformatore
- u_{cc} è la tensione di cortocircuito percentuale

La potenza di cortocircuito del trasformatore 150/36 kV da 100 MVA con $u_{cc} = 13,0\%$ è pari a:

$$P_{tr/100} = 100 * 100/13,0 = 769,23 \text{ MVA}$$

La potenza di cortocircuito del trasformatore 36/0,75 kV da 6,35 MVA con $u_{cc} = 8\%$ presente negli aerogeneratori vale:

$$P_{tr/6,35} = 100 * 6,35/8 = 79,375 \text{ MVA}$$

Potenza di cortocircuito di un generatore:

La potenza (apparente) di cortocircuito trifase (P_G) di un generatore è:

$$P_G = 100 * P/X_d''$$

Dove:

- P è la potenza nominale del generatore, 6 MVA
- X_d'' è la reattanza sub-transitoria diretta, (valore tipico pari 15%)

Quindi:

$$P_G = 100 * 6/15 = 40 \text{ MVA}$$

Potenza di cortocircuito massima alle sbarre 36kV dei quadri elettrici

La potenza di cortocircuito massima alle sbarre 36kV è data da:

$$\begin{aligned} P_{cc/A} &= \{1/[(1/P_r)+(1/P_{tr/100})]\} + \{1/[(1/P_{tr/6,35})+(1/P_G)]\} * 6 = \\ &= \{1/[(1/9002,33)+(1/769,23)]\} + \{1/[(1/79,375)+(1/40)]\} * 6 = 868,5 \text{ MVA} \end{aligned}$$

La corrente di cortocircuito massima alle sbarre 36kV (punto A) vale:

$$I_{cc/A} = P_{cc/A} / (\sqrt{3} * U_n) = 868,5 / (\sqrt{3} * 36) = 13,93 \text{ kA}$$

Questo è il valore di riferimento per il dimensionamento dei cavi (e delle apparecchiature MT). Poiché i valori tipici del potere d'interruzione delle apparecchiature MT sono: 16, 20, 25 kA, si è scelto un valore di di Icc pari a 20 kA.

6. Dimensionamento dei cavi in funzione delle sollecitazioni termiche di cortocircuito

La Norma CEI 11-17 al paragrafo 2.2.02 definisce le modalità di calcolo per la scelta del conduttore in relazioni a condizioni di sovracorrente. La scelta è fatta in modo tale che la temperatura del conduttore per effetto della sovracorrente non sia dannosa, come entità e durata, per l'isolamento o per gli altri materiali con cui il conduttore è in contatto o in prossimità.

Considerata la sovracorrente praticamente costante e il fenomeno termico sia di breve durata (cortocircuito) in modo da potersi considerare di puro accumulo (regime adiabatico), la sezione del conduttore può determinarsi mediante la seguente relazione:

$$K^2 S^2 \geq (I^2 t)$$

Dove:

- S è la sezione del conduttore in mm²;
- I è la corrente di cortocircuito, pari a 13,93 kA (valore precedentemente calcolato);
- t è la durata della corrente di cortocircuito, pari a 0,5 s (coincide con il tempo di eliminazione del guasto stabilito dal progettista)
- K costante termica del cavo scelto, (K = 92).

I valori del coefficiente K sono riportati nella seguente tabella per conduttori di rame e di alluminio in funzione delle temperature iniziali e finali di cortocircuito.

Tab. 2.2.02 Valori del coefficiente *K* in funzione delle temperature iniziali e finali di cortocircuito per conduttori di rame e di alluminio

	Temperatura iniziale θ_0 (°C)	1	2	3	4	5	6
		Temperatura finale θ_{cc} (°C)					
		140	160	180	200	220	250
Conduttori di rame	130	37	64	81	95	106	120
	120	53	74	89	102	113	126
	110	65	83	97	109	119	132
	100	76	92	105	116	125	138
	90	86	100	112	122	131	143
	85	90	104	115	125	134	146
	80	94	108	119	129	137	149
	75	99	111	122	132	140	151
	70	103	115	125	135	143	154
	65	107	119	129	138	146	157
	60	111	122	132	141	149	160
	50	118	129	139	147	155	165
	40	126	136	145	153	161	170
	30	133	143	152	159	166	176
20	141	150	158	165	172	181	
Conduttori di alluminio	130	24	41	52	61	68	78
	120	34	48	58	66	73	81
	110	42	54	63	70	77	85
	100	49	59	67	75	81	89
	90	55	64	72	79	85	92
	85	58	67	74	81	86	94
	80	61	69	77	83	88	96
	75	64	72	79	85	90	98
	70	66	74	81	87	92	99
	65	69	76	83	89	94	101
	60	72	79	85	91	96	103
	50	77	83	90	95	100	105
	40	81	88	94	99	104	110
	30	86	92	98	103	107	114
20	91	97	102	107	111	117	

Così come indicato nella Norma CEI 11-17, la temperatura iniziale del conduttore si assume uguale a quella massima ammissibile in regime permanente (massima temperatura di servizio) e la temperatura finale di cortocircuito si assume uguale a quella massima di cortocircuito per i diversi isolanti.

Nel nostro caso verranno impiegati cavi in Alluminio ARG7H1R – 26/45 kV con isolante in gomma HEPR di qualità G7 aventi massima temperatura di servizio pari a 90 °C e massima temperatura di cortocircuito pari a 250 °C. Pertanto con tali valori di temperatura si ricava il valore della costante termica *K* che è pari a 92. Risolvendo la relazione precedente per *S*:

$$S = (I_{cc} \cdot \sqrt{t}) / K = [13,93 \cdot \sqrt{(0,5)}] / 92 = 107,1 \text{ mm}^2$$

La sezione minima scelta è pari a 120 mm².

7. Dimensionamento dei cavi in funzione della caduta di tensione

Il fenomeno di abbassamento di tensione tra due punti, uno a monte e l'altro a valle, in una rete elettrica di distribuzione, viene denominato caduta di tensione. In tutti gli impianti elettrici occorre valutare che la differenza tra la tensione del punto d'origine dell'alimentazione e la tensione all'utilizzatore d'energia sia adeguatamente contenuta, nei limiti normativi e nei limiti di funzionamento delle apparecchiature utilizzatrici.

Un'eccessiva differenza tra i due valori nuoce al funzionamento ed al rendimento degli impianti, inoltre elevate differenze di tensione tra monte e valle è sinonimo di perdite sulla linea elettrica, con conseguente cattivo dimensionamento e non ottimizzazione dell'impianto di trasmissione dell'energia.

La caduta di tensione sarà contenuta mediante un corretto calcolo dimensionale delle linee. Il valore della caduta di tensione può essere determinato mediante la formula:

$$\Delta V = I * L * \sqrt{3} (R * \cos\phi + X * \sin\phi)$$

Dove:

- ΔV è la caduta di tensione in V;
- I è la corrente nominale della linea in A;
- R è la resistenza della linea (rif. 90 °C – 50 Hz) in Ω/km ;
- X è la reattanza della linea (rif. 90 °C – 50 Hz) in Ω/km ;
- L è la lunghezza della linea in km.

La caduta di tensione percentuale sarà quindi:

$$\Delta V\% = 100 * \Delta V / V$$

Dove:

- V è la tensione ad inizio linea in V.

La perdita di potenza è calcolata tramite la relazione:

$$P_{loss} = 3 * R * L * I_n^2$$

La perdita di potenza percentuale è calcolata tramite la relazione:

$$P_{loss}\% = 100 * P_{loss} / N_{WTG} * P_{WTG}$$

Dove:

- NWTG è il numero di aerogeneratori considerato nella linea
- PWTG è la potenza nominale del singolo aerogeneratore

Si riportano di seguito i dimensionamenti per le due linee dell'impianto

Condizioni di esercizio	cosφ= 0,900	
	senφ= 0,436	
	Pn= 5100 [kW]	
	In= 90,88 [A]	
	Vn= 36000 [V]	

LINEA N°1 - Linee in cavo unipolare posato a trifoglio (Impianto Utente)									
WTG N°	TRATTA	In [A]	Lunghezza [m]	Sez. cavo [mmq]	C.d.t. [V]	C.d.t. [%]	Ploss [kW]	Ploss [%]	Posa
1	T1>>T4	90,88	2862	120	107,0	0,297	13,9	0,000	ST - Trifoglio
2	T4>>T5	181,76	922	150	58,0	0,161	14,5	0,000	ST - Trifoglio
3	T5>>CC	272,64	4640	185	376,6	1,046	132,4	0,001	ST - Trifoglio
	TOTALE		8424		542	1,50	161	0,001	

LINEA N°2 - Linee in cavo unipolare posato a trifoglio (Impianto Utente)									
WTG N°	TRATTA	In [A]	Lunghezza [m]	Sez. cavo [mmq]	C.d.t. [V]	C.d.t. [%]	Ploss [kW]	Ploss [%]	Posa
1	T6>>T3	90,88	804	120	30,0	0,083	3,9	0,000	ST - Trifoglio
2	T3>>T2	181,76	2058	150	129,4	0,360	32,4	0,000	ST - Trifoglio
3	T2>>CC	272,64	7514	185	609,8	1,694	214,5	0,001	ST - Trifoglio
	TOTALE		10376		769	2,14	251	0,002	

8. Dimensionamento dei cavi in funzione della temperatura di funzionamento

Per il dimensionamento alla temperatura di funzionamento si è utilizzata la seguente relazione:

$$T_r = T_a + [(T_e - T_a) * (I_n / (N * I_z))^2]$$

Dove:

- T_r temperatura di regime (o di funzionamento) in °C;
- T_a temperatura ambiente del terreno, 20 °C;
- T_e temperatura massima di esercizio, 90 °C;
- I_n è la corrente nominale di linea in A;
- I_z è la portata nominale di linea (corretta dai coefficienti) in A;
- N è il numero di conduttori per fase, 1.

Si riportano di seguito i valori delle temperature di regime per le due linee dell'impianto:

Condizioni di esercizio	cosφ=	0,900	
	senφ=	0,436	
	Pn=	5100	[kW]
	In=	90,88	[A]
	Vn=	36000	[V]

Condizioni d'esercizio				
$T_0=$	20	[°C]	$T_{e,max}=$	90 [°C]

LINEA N°1 - Linee in cavo unipolare posato a trifoglio (Impianto Utente)

LINEA	TRATTA	In [A]	Sez. cavo [mmq]	Tr [°C]	Posa
1	T1>>T4	90,9	120	30,3	ST - Trifoglio
2	T4>>T5	181,8	150	53,3	ST - Trifoglio
3	T5>>CC	272,6	185	34,6	ST - Trifoglio

LINEA N°2 - Linee in cavo unipolare posato a trifoglio (Impianto Utente)

LINEA	TRATTA	In [A]	Sez. cavo [mmq]	Tr [°C]	Posa
1	T6>>T3	90,9	120	30,3	ST - Trifoglio
2	T3>>T2	181,8	150	53,3	ST - Trifoglio
3	T2>>CC	272,6	185	34,6	ST - Trifoglio

9. Linee elettriche in cavo interrato – Attraversamenti di canali

Qualora il tracciato delle linee elettriche dovessero presentare degli attraversamenti di canale, saranno eseguiti con una delle soluzioni tecniche descritte nelle tavole allegate nella documentazione progettuale e conformi a quanto indicato nella Norma CEI 1-17.

10. Linee elettriche in cavo interrato – Distanze di rispetto da impianti e opere interferenti

Le interferenze che si dovessero presentare lungo il tracciato delle linee elettriche saranno trattate con una delle soluzioni tecniche descritte nelle tavole allegate nella documentazione progettuale e conformi a quanto indicato nella Norma CEI 1-17.

11. Dimensionamento quadri elettrici

Come già calcolato al paragrafo 6, la corrente di cortocircuito massima alle sbarre 36kV vale:

$$I_{cc/A} = P_{cc/A} / (\sqrt{3} * U_n) = 868,5 / (\sqrt{3} * 36) = 13,93 \text{ kA}$$

Questo è il valore di riferimento per il dimensionamento dei cavi (e delle apparecchiature MT). Poiché i valori tipici del potere d'interruzione delle apparecchiature elettriche sono: 16, 20, 25 kA, si è scelto un valore di I_{cc} pari a 20 kA.

I quadri elettrici saranno installati all'interno della cabina di consegna (protezione e sezionamento delle linee provenienti dalla cabina di raccolta, protezione generale della linea di collegamento al trasformatore AT/MT secondo norma CEI 0-16).

Caratteristiche elettriche principali:

- Tensione nominale 52 kV
- Tensione nominale di tenuta a frequenza industriale
- 50 Hz/1 min valore efficace 50 kV
- Tensione nominale di tenuta a impulso atmosferico
- 1,2 / 50 microsec. valore di picco 170 kV
- Tensione di esercizio 36 kV
- Frequenza nominale 50 Hz
- N° fasi 3
- Corrente nominale sbarre principali 1250A
- Corrente nominale sbarre derivazione 630/1250A
- Corrente nominale ammissibile di breve durata 20 kA
- Corrente nominale di picco 50 kA
- Potere di interruzione degli interruttori alla V nominale 20 kA
- Durata nominale del corto circuito 3 sec

Nuova Cabina di Consegna Utente:

- n. 1 scomparto arrivo trasformatore di potenza MT/AT, con interruttore, TA, TV, relè a microprocessore per le protezioni max. I (50-51-51N-27-59- 59N) e con le misure di A , V , W VAR , cosfi, frequenza;
- n. 5 scomparti di arrivo linea, con interruttore, TA, relè a microprocessore per le protezioni max. I (50-51-67N) e con le misure di A , V , W ,VAR , cosfi, frequenza;
- n. 1 cella TV (eventualmente integrata nella cella arrivo trasformatore).

- n. 1 scomparto arrivo trasformatore ausiliario BT/MT.

12. Rete di terra

Dimensionamento di massima della rete di terra

La rete di terra sarà dimensionata in accordo alla Norma CEI 11-1.

In particolare si procederà:

- al dimensionamento termico del dispersore e dei conduttori di terra in accordo all'Allegato B della Norma CEI 11-1;
- alla definizione delle caratteristiche geometriche del dispersore, in modo da garantire il rispetto delle tensioni di contatto e di passo secondo la curva di sicurezza di cui alla Fig.C-2 della Norma CEI 11-1.

12.1. Dimensionamento termico del dispersore

Il dispersore sarà realizzato con corda nuda in rame, la cui sezione può essere determinata con la seguente formula:

$$A = \frac{I}{K} \sqrt{\frac{t}{\ln \frac{\Theta_f + \beta}{\Theta_i + \beta}}}$$

Dove:

- A = sezione minima del conduttore di terra, in mm²
- I = corrente del conduttore, in A
- t = durata della corrente di guasto, in s
- K = 226 Amm-2s^{1/2} (rame)
- β = 234,5 °C
- Θ_i = temperatura iniziale in °C
- Θ_f = temperatura finale in °C

12.1.1. Tensioni di contatto e di passo

La definizione della geometria del dispersore al fine di garantire il rispetto dei limiti di tensione di contatto e di passo sarà effettuata in fase di progetto definitivo, quando saranno noti i valori di resistività del terreno, da determinare con apposita campagna di misure;

In via preliminare, sulla base degli standard normalmente adottati e di precedenti esperienze, può essere ipotizzato un dispersore orizzontale a maglia, con lato di maglia di 5 m.

In caso di terreno non omogeneo con strati superiori ad elevata resistività si potrà procedere all'installazione di dispersori

verticali (picchetti) di lunghezza sufficiente a penetrare negli strati di terreno a resistività più bassa, in modo da ridurre la resistenza di terra dell'intero dispersore.

In ogni caso, qualora risultasse la presenza di zone periferiche con tensioni di contatto superiori ai limiti, si procederà all'adozione di uno o più dei cosiddetti provvedimenti "M" di cui all'Allegato D della Norma CEI 11-1.

12.2. Rete di terra aerogeneratori

Il trasformatore elevatore di tensione avrà il primario collegato a stella, con il centro stella posto a terra e collegato con lo stesso impianto di messa a terra della turbina eolica. La connessione alla rete elettrica dovrà quindi essere eseguito in configurazione TN-S.

L'impianto di messa a terra deve essere predisposto in sede di realizzazione delle fondazioni e con collegamento ai ferri d'armatura. Esso sarà costituito da un conduttore di rame nudo da almeno 50 mm² posto orizzontalmente ad un metro di distanza dalla fondazione e ad un metro di profondità, che segue il perimetro della struttura fino a richiudersi su se stesso; esso sarà inoltre integrato con due picchetti di messa a terra in acciaio ramato della lunghezza di 6 m ciascuno e del diametro di almeno 14 mm, piantati verticalmente in posizioni diametralmente opposte rispetto alla torre. Il conduttore circolare viene collegato a due perni di fissaggio alla fondazione, sui lati opposti della torre, ed agli stessi punti si conetterà il quadro di controllo a base torre.

La disposizione dell'impianto di messa a terra ad anello chiuso attorno alla struttura limita la tensione di passo e contatto per le persone eventualmente presenti alla base della torre in caso di fulminazione diretta della struttura stessa ed allo stesso tempo, i picchetti verticali accoppiati al medesimo impianto facilitano l'ottenimento di un basso valore della resistenza complessiva di terra.

12.3. Rete di terra connessione 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.

12.4. 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 possono verificare.

Il tipo di impianto da realizzare dipende dalle caratteristiche morfologiche del terreno dell'area da proteggere, che possono influenzare fortemente il valore di resistività (es. presenza di rocce, profondità del terreno vegetale, ecc.). Poiché la resistività può inoltre variare anche nel tempo, per il progetto è necessario effettuare più rilievi nell'area interessata per stabilire conseguentemente un valore medio di riferimento. Per terreni non omogenei è necessario scegliere un valore di resistività di riferimento prudenziale, leggermente più elevato del valore medio (almeno 1,5 volte).

In base al tipo di cabina da realizzare è possibile individuare il dispersore da utilizzare e la disposizione dei conduttori del dispersore. I dispersori non devono essere facilmente deteriorabili per effetto dell'umidità o per l'azione chimica del terreno, e devono mantenere inalterate nel tempo le caratteristiche elettriche.

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.

Vanno collegati 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;
- 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 dal parco eolico;
- i cavi di rame nudo per la connessione della rete di terra tra gli aerogeneratori;
- 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.

Si devono collegare all'impianto di terra anche le parti metalliche e le strutture di notevole estensione come porte, finestre, griglie di aerazione, scale, parapetti di protezione, lamiere copri cunicoli.

13. Riferimenti legislativi e normativi

Di seguito sono riportati i principali riferimenti normativi applicati nella progettazione dell'impianto o comunque di supporto:

- Decreto Legislativo 16 marzo 1999, n. 79/99: "Attuazione della direttiva 96/92/CE recante norme comuni per il mercato interno dell'energia elettrica";
- Delibera Autorità per l'energia elettrica ed il gas n. 281 del 19 dicembre 2005: "Condizioni per l'erogazione del servizio di connessione alle reti elettriche con tensione nominale superiore ad 1 kV i cui gestori hanno obbligo di connessione di terzi";
- Delibera Autorità per l'energia elettrica ed il gas n. 168 del 30 dicembre 2003: "Condizioni per l'erogazione del pubblico servizio di dispacciamento dell'energia elettrica sul territorio nazionale e per l'approvvigionamento delle relative risorse su base di merito economico, ai sensi degli articoli 3 e 5 del decreto legislativo 16 marzo 1999, n. 79" e relativo Allegato A modificato con ultima deliberazione n.20/06;
- Delibera Autorità per l'energia elettrica ed il gas n. 39 del 28 febbraio 2001: "Approvazione delle regole tecniche adottate dal Gestore della rete di trasmissione nazionale ai sensi dell'articolo 3, comma 6, del decreto legislativo 16 marzo 1999, n. 79";
- Delibera Autorità per l'energia elettrica ed il gas n. 333 del 21 dicembre 2007: "Testo integrato della regolazione della qualità dei servizi di distribuzione, misura e vendita dell'energia elettrica" – TIQE;
- Delibera Autorità per l'energia elettrica ed il gas n. 348 del 29 dicembre 2007: "Testo integrato delle disposizioni dell'Autorità per l'energia elettrica e il gas per l'erogazione dei servizi di trasmissione, distribuzione e misura dell'energia elettrica per il periodo di regolazione 2008-2011 e disposizioni in materia di condizioni economiche per l'erogazione del servizio di connessione" e relativi allegati: Allegato A, di seguito TIT, Allegato B, di seguito TIC;
- Delibera Autorità per l'energia elettrica ed il gas ARG/elt 99/08 del 23 luglio 2008: "Testo integrato delle condizioni tecniche ed economiche per la connessione alle reti elettriche con obbligo di connessione di terzi degli impianti di produzione di energia elettrica (Testo integrato delle connessioni attive – TICA)";
- Delibera Autorità per l'energia elettrica ed il gas ARG/elt 179/08 del 11 dicembre 2008: "Modifiche e integrazioni alle deliberazioni dell'Autorità per l'energia elettrica e il gas ARG/elt 99/08 e n. 281/05 in materia di condizioni tecniche ed economiche per la connessione alle reti elettriche con obbligo di connessione di terzi degli impianti di produzione di energia elettrica";
- Norma CEI 0-16 "Regole Tecniche di Connessione (RTC) per Utenti attivi ed Utenti passivi alle reti AT ed MT delle imprese distributrici di energia elettrica";
- DLgs n. 81 del 09/04/2008 TESTO UNICO SULLA SICUREZZA per la Prevenzione degli Infortuni sul Lavoro;
- DM n. 37 del 22/01/2008 Norme per la sicurezza degli impianti;
- Dlg 791/77 "Attuazione della direttiva 73/23/CEE riguardanti le garanzie di sicurezza del materiale elettrico";

- Legge n° 186 del 01/03/68;
- DPR 462/01;
- Direttiva CEE 93/68 "Direttiva Bassa Tensione";
- Direttiva 2004/108/CE, CEI EN 50293 "Compatibilità Elettromagnetica";
- Norma CEI 64-8: "Impianti elettrici utilizzatori a tensione nominale non superiore a 1000V in corrente alternata a 1500 V in corrente continua;
- CEI 17-44 Ed. 3a 2000 (CEI EN 60947-1) CEI 17-44;V1 2002 (CEI EN 60947-1/A1) CEI 17-44; V2 2002 (CEI EN 60947-1/A2) "Apparecchiature a bassa tensione - Parte 1: Regole generali";
- CEI 70-1 Ed. 2a 1997 (CEI EN 60529) CEI 70-1;V1 2000 (CEI EN 60529/A1) "Grado di protezione degli involucri (Codice IP)";
- CEI EN 60439-1 "Normativa dei quadri per bassa tensione";
- CEI 20-22 II, 20-35, 20-37 I, 23-48, 23-49, 23-16, 23-5;
- CEI 23-51 "Prescrizioni per la realizzazione, le verifiche e le prove dei quadri di distribuzione per installazioni fisse per uso domestico e similare";
- CENELEC EUROPEAN "Norme del Comitato Elettrotecnico Europeo";
- CEI – UNEL 35011 "Sistema di codifica dei cavi";
- CEI 214-9 "Requisiti di progettazione, installazione e manutenzione";
- Norma CEI 11-17 "Impianti di produzione, trasmissione e distribuzione di energia elettrica – Linee in cavo";
- UNI 10349 Riscaldamento e raffrescamento degli edifici. Dati Climatici;
- UNI 8477/1 Energia solare. Calcolo degli apporti per applicazioni in edilizia Valutazione dell'energia raggiante ricevuta;
- Legge 46/1990, DPR 447/91 (regolamento attuazione L.46/90) per la sicurezza elettrica;
- Per le strutture di sostegno: DM MLP 12/2/82.

L'elenco normativo è riportato soltanto a titolo di promemoria informativo; esso non è esaustivo per cui eventuali leggi o norme applicabili, anche se non citate, verranno comunque applicate.