

COMMITTENTE



GRV WIND SARDEGNA 6 S.R.L.
Via Durini, 9 Tel. +39.02.50043159
20122 Milano PEC: grwindsardegna6@legalmail.it



PROGETTISTI



Progettazione e coordinamento:
Ing. Giuseppe Frongia
I.A.T. Consulenza e progetti S.r.l.
Via Giua s.n.c. - Z.I. CACIP
09122 Cagliari (I)

Tel./Fax. +39.070.658297
Email: info@iatprogetti.it
PEC: iat@pec.it



REGIONE SARDEGNA



PROVINCIA SUD SARDEGNA



BARUMINI



ESCOLCA



GERGERI



LAS PLASSAS



VILLANOVAFRANCA



GENONI



GESTURI



NURAGUS

PROGETTO

PROGETTO DEFINITIVO PER LA REALIZZAZIONE DI UN PARCO EOLICO DENOMINATO "LUMINU" COMPOSTO DA 17 AEROGENERATORI DA 6.6 MW, PER UNA POTENZA COMPLESSIVA DI 112.2 MW SITO NEI COMUNI DI BARUMINI, ESCOLCA, GERGERI, LAS PLASSAS E VILLANOVAFRANCA (SU), CON OPERE DI CONNESSIONE NEI COMUNI DI BARUMINI, ESCOLCA, GENONI, GERGERI, GESTURI, LAS PLASSAS, NURAGUS E VILLANOVAFRANCA (SU)

ELABORATO

Titolo:

DISTRIBUZIONE ELETTRICA IMPIANTO EOLICO E CALCOLI ELETTRICI PRELIMINARI _ RELAZIONE TECNICA DESCRITTIVA

Tav. / Doc:

WGG_RE1

Codice elaborato:

WGG_RE1_Distribuzione elettrica impianto eolico e calcoli elettrici preliminari _ Relazione tecnica descrittiva

Scala / Formato:

A4

0	Gennaio 2023	Prima emissione	IAT PROGETTI	IAT PROGETTI	GRVALUE
REV.	DATA	DESCRIZIONE	ELABORAZIONE	VERIFICA	APPROVAZIONE



31/12/2022

PROGETTO DEFINITIVO PER LA REALIZZAZIONE DI UN PARCO EOLICO DENOMINATO "LUMINU" COMPOSTO DA 17 AEROGENERATORI DA 6.6 MW, PER UNA POTENZA COMPLESSIVA DI 112.2 MW SITO NEI COMUNI DI BARUMINI, ESCOLCA, GERGEI, LAS PLASSAS E VILLANOVAFRANCA (SU), CON OPERE DI CONNESSIONE NEI COMUNI DI BARUMINI, ESCOLCA, GENONI, GERGEI, GESTURI, LAS PLASSAS, NURAGUS E VILLANOVAFRANCA (SU)

PROPONENTE:

**GRV WIND SARDEGNA 6 S.R.L. - Via Durini,9 20122 Milano (MI)
pec grvwindsardegna6@legalmail.it**

ELABORATO N°RE1

**DISTRIBUZIONE ELETTRICA
IMPIANTO EOLICO E CALCOLI
ELETTRICI PRELIMINARI**

Progettazione

I.A.T. Consulenza e progetti S.r.l.
www.iatprogetti.it
Ing. Giuseppe Frongia / n. ordine 3453 CA

Codice elaborato

*WGG_RE1_Distribuzione elettrica impianto
eolico e calcoli elettrici preliminari*

PROGETTAZIONE:

I.A.T. Consulenza e progetti S.r.l.

Ing. Giuseppe Frongia (Direttore tecnico)

Gruppo di progettazione:

Ing. Giuseppe Frongia (Coordinatore e responsabile)

Ing. Marianna Barbarino

Ing. Enrica Batzella

Pian. Terr. Andrea Cappai

Ing. Paolo Desogus

Pian. Terr. Veronica Fais

Ing. Gianluca Melis

Ing. Andrea Onnis

Pian. Terr. Eleonora Re

Ing. Elisa Roych

Collaborazioni specialistiche:

Verifiche strutturali: Ing. Gianfranco Corda

Aspetti geologici e geotecnici: Dott. Geol. Maria Francesca Lobina e Dott. Geol. Mauro Pompei

Aspetti faunistici: Dott. Nat. Maurizio Medda

Caratterizzazione pedologica: Agr. Dott. Nat. Nicola Manis

Acustica: Ing. Antonio Dedoni

Aspetti floristico-vegetazionali: Dott. Nat. Francesco Mascia

Aspetti archeologici: NOSTOI S.r.l. Dott.ssa Maria Grazia Liseno

INDICE

1	INTRODUZIONE	4
2.	CONFIGURAZIONE GENERALE DELL'IMPIANTO EOLICO	5
2.1	DESCRIZIONE GENERALE	5
2.2	SCHEMA DELLA DISTRIBUZIONE DELL'ENERGIA E CONNESSIONE ALLA RTN	7
3.	CAVI ELETTRICI MT	9
4.	COESISTENZA TRA CAVI ELETTRICI ED ALTRE CONDUTTURE INTERRATE	13
4.1	INCROCI TRA CAVI ELETTRICI E CAVI DI TELECOMUNICAZIONE	13
4.2	PARALLELISMO TRA CAVI ELETTRICI E CAVI DI TELECOMUNICAZIONE	13
4.3	PARALLELISMO ED INCROCI TRA CAVI ELETTRICI E TUBAZIONI O STRUTTURE METALLICHE INTERRATE	13
5.	IMPIANTO DI TERRA	15
6.	CALCOLI ELETTRICI PRELIMINARI	17
6.1	DIMENSIONAMENTO DEI CIRCUITI MT	17
6.2	PROTEZIONE DEI CIRCUITI MT	18
6.3	PROTEZIONE DEI CIRCUITI BT	19
6.3.1	Protezione contro i sovraccarichi	19
6.3.2	Protezione contro i cortocircuiti	19
7.	NORMATIVA DI RIFERIMENTO	20
7.1	NORME TECNICHE IMPIANTI ELETTRICI	20
7.2	NORME DELL'AEEG	20
7.3	NORME E GUIDE TECNICHE DIVERSE	20

1 INTRODUZIONE

La presente relazione tecnica è parte integrante del progetto di un parco eolico che la società GRV Wind Sardegna 6 S.r.l. ha in programma di realizzare nei territori comunali di Barumini, Escolca, Gergei, Las Plassas e Villanovafranca (SU).

Il progetto prevede l'installazione di n. 17 aerogeneratori, aventi rotore di diametro pari a 170 m e posizionate su torri di sostegno in acciaio ad un'altezza di 115 m, nonché la realizzazione di tutte le opere e infrastrutture indispensabili per garantire un ottimale funzionamento e gestione della centrale (viabilità e piazzole di servizio, distribuzione elettrica di impianto, opere per la successiva immissione dell'energia prodotta alla Rete di Trasmissione Nazionale).

Considerato il valore di potenza nominale di ciascun aerogeneratore pari a 6,6 MW, il parco eolico presenterà complessivamente una potenza nominale di 112,2 MW, quest'ultima coincidente con il valore di potenza elettrica in immissione stabilita dal preventivo di connessione rilasciato dal Gestore della Rete di Trasmissione Nazionale (Terna) con codice pratica 202200248 del 07/10/2022.

Le opere funzionali alla connessione elettrica dell'impianto alla Rete di Trasmissione Nazionale (RTN), e segnatamente il cavidotto MT, interessano anche i comuni di Gesturi, Nuragus e Genoni, nel quale, precisamente presso la località *Aruni*, si prevede la realizzazione di una Sottostazione Elettrica (SSE) Utente 150/30 kV e di una Stazione Elettrica (SE) della RTN a 150 kV da inserire tramite doppio collegamento entra-esce alle linee a 150 kV "Taloro - Villasor" e "Taloro - Tuili".

In particolare, in accordo con la menzionata STMG, l'impianto eolico in questione sarà collegato in antenna sulla sezione a 150 kV della futura SE della RTN.

Nel seguito sarà fornita una descrizione generale del progetto definitivo dell'impianto eolico e della distribuzione elettrica fino alla SSE Utente.

2. CONFIGURAZIONE GENERALE DELL'IMPIANTO EOLICO

2.1 DESCRIZIONE GENERALE

L'impianto eolico in progetto è composto da n. 17 turbine, per una potenza complessiva in immissione di 112,2 MW, da installarsi nei territori comunali di Barumini, Escolca, Gergei, Las Plassas e Villanovafranca (SU).

L'aerogeneratore di progetto, illustrato in Figura 2.1, è riferibile in via preliminare al modello Siemens-Gamesa SG 6.6 - 170 caratterizzato da: altezza al mozzo di 115 m, diametro del rotore di 170 m e potenza nominale pari a 6,6 MW.



Figura 2.1 – Aerogeneratore Siemens-Gamesa tipo SG 6.6-170

Ferme restando le caratteristiche dimensionali dell'aerogeneratore, infatti, non può escludersi, che la scelta definitiva possa ricadere su un modello simile con migliori prestazioni di esercizio, qualora disponibile sul mercato prima dell'ottenimento della Autorizzazione Unica di cui all'art. 12 del D.Lgs. 387/2003.

I componenti principali dell'aerogeneratore sono i seguenti:

- rotore;
- generatore elettrico;
- sistema di orientamento che consente la rotazione orizzontale del sistema motore;
- gondola o navicella (carenatura che racchiude il sistema motore e gli ausiliari);
- torre di sostegno;
- trasformatore elevatore di macchina che adatta la tensione generata a quella di rete.

Le caratteristiche geometriche principali degli aerogeneratori sono illustrate nella seguente Figura 2.2.

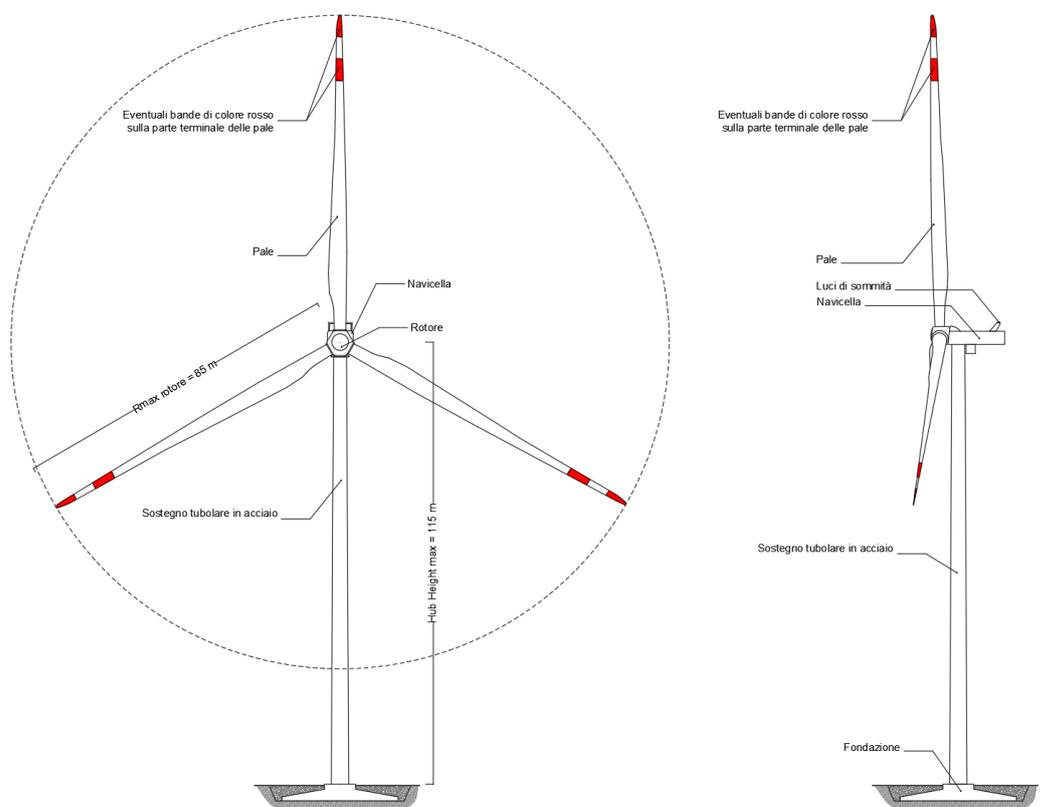


Figura 2.2 – Aerogeneratore tipo SG170 altezza al mozzo 115 m e diametro rotore di 170 m

Le caratteristiche principali della macchina eolica in esame sono di seguito riportate:

- rotore tri-pala a passo variabile, posto sopravvento al sostegno, in resina epossidica rinforzata con fibra di vetro, con mozzo rigido in acciaio;
- controllo della potenza attraverso la regolazione automatica dell'angolo di calettamento delle pale (*pitch control*);
- velocità del vento di stacco (*cut-in wind speed*) di circa 3 m/s;
- velocità del vento di stallo (*cut-out wind speed*) 25 m/s;
- vita media prevista di 30 anni.

La relativa curva di potenza dell'aerogeneratore tipo è riportata in Figura 2.3.

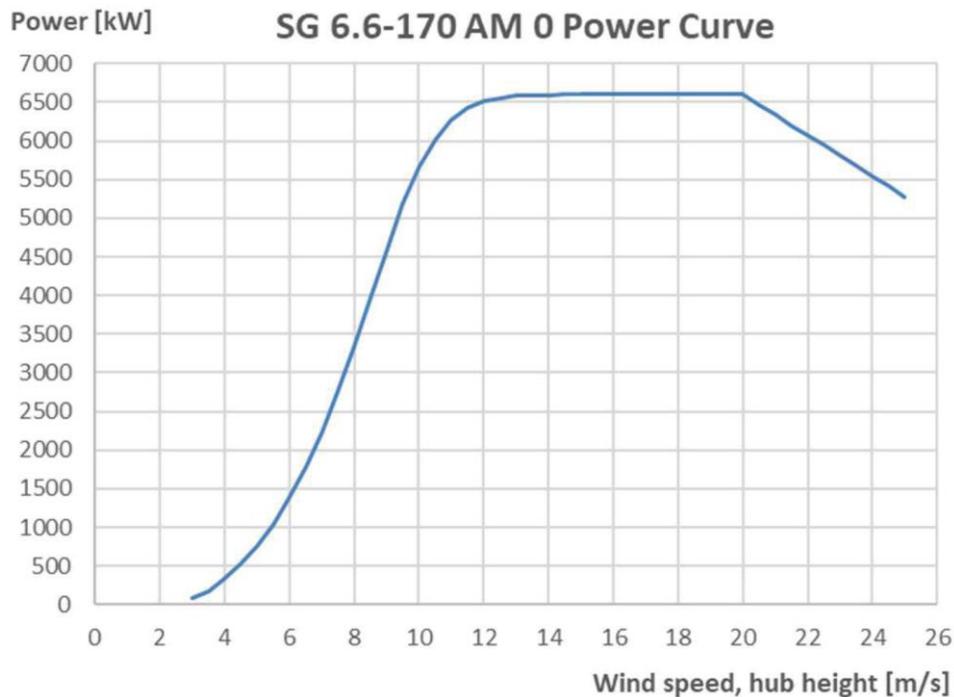


Figura 2.3 – Curva di potenza generatore tipo SG 6.6-170

La scelta della tipologia di turbina, contraddistinta da elevate prestazioni energetiche, assicura una ottimale riduzione del numero di aerogeneratori a parità di potenza complessiva installata.

Le dimensioni geometriche delle macchine attualmente in commercio per gli impianti *on-shore*, inoltre, presuppongono l'osservanza di interdistanze significativamente superiori rispetto a quelle adottate pochi anni or sono; tale circostanza, oltre che incidere positivamente sulla qualità visiva del progetto, rappresenta un punto a favore anche sotto il profilo dell'impatto acustico, a fronte di un minore effetto sinergico delle sorgenti sonore.

Come accennato in precedenza, in osservanza delle disposizioni di legge sulla navigazione aerea, alcune torri degli aerogeneratori verranno equipaggiate con idonei dispositivi di segnalazione diurna e notturna.

2.2 SCHEMA DELLA DISTRIBUZIONE DELL'ENERGIA E CONNESSIONE ALLA RTN

L'energia prodotta dagli aerogeneratori in BT (690 V a 50 Hz) verrà trasformata in MT (30 kV) in corrispondenza del trasformatore di macchina - posto nella navicella di ogni torre eolica - e fatta confluire attraverso il circuito principale verso la SSE Utente 150/30 kV in progetto, da realizzarsi in località *Aruni* (Comune di Genoni), dove avverrà la trasformazione al livello di AT (150 kV) necessaria per il successivo collegamento con la sezione a 150 kV della futura SE RTN e l'immissione nella Rete elettrica di Trasmissione Nazionale.

Il trasporto dell'energia a 30 kV avverrà mediante elettrodotti interrati, costituiti da cavi MT posati secondo quanto descritto dalla modalità M delle norme CEI 11-17. In particolare, i cavi che si prevede di utilizzare sono del tipo ARE4H1RX-18/30 kV e ARE4H1R-18/30 kV entrambi costituiti da conduttori in alluminio, isolamento in polietilene reticolato (XLPE) e guaina in PVC.

La sezione dei cavi di ciascun tronco di linea è stata calcolata in modo da essere adeguata alla quantità di energia da trasportare nelle condizioni di massima produzione delle turbine (6.600 kW). Inoltre, la scelta delle sezioni di cavo ha come fine quello di garantire una caduta di tensione in ciascuna linea ampiamente nei limiti determinati dalle regolazioni di tensione consentite dai trasformatori 150/30 kV ed una perdita complessiva di potenza inferiore al 5%.

Lo schema di distribuzione elettrica sarà di tipo radiale, il cui schema unifilare è riportato in Figura 2.4.

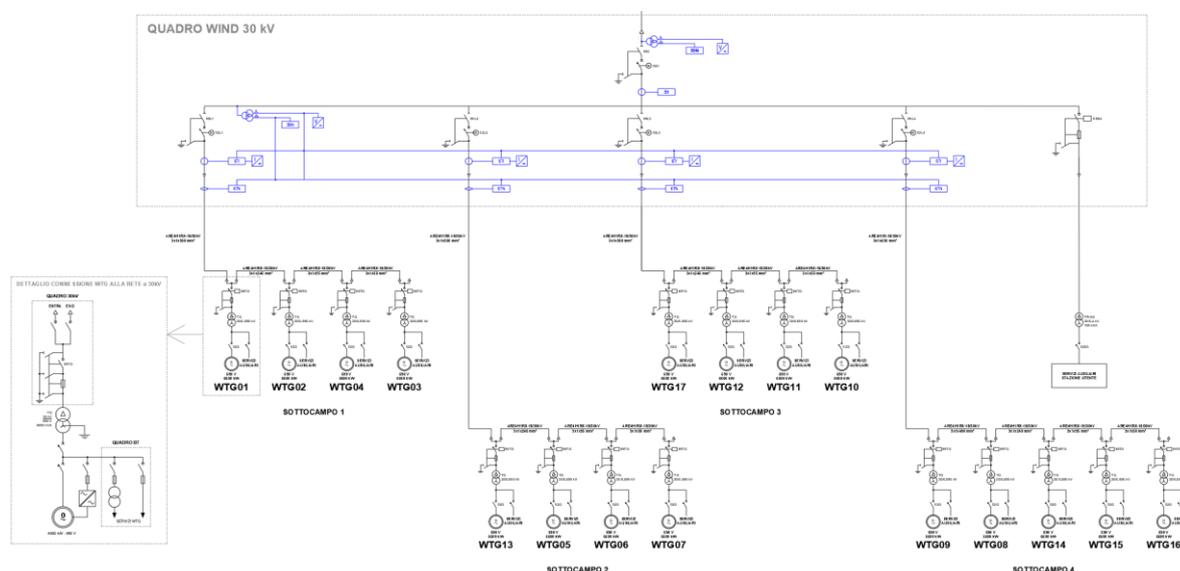


Figura 2.4 – Schema Unifilare Impianto Eolico "Luminu"

3. CAVI ELETTRICI MT

Per l'interconnessione degli aerogeneratori in progetto e il successivo collegamento alla SSE utente verranno usati cavi tripolari elicordati del tipo ARE4H1RX - 18/30 kV e unipolari del tipo ARE4H1R - 18/30 kV con conduttori in alluminio a spessore ridotto, isolati in polietilene reticolato, con guaina in PVC, schermati a fili di rame rosso e controspirali.

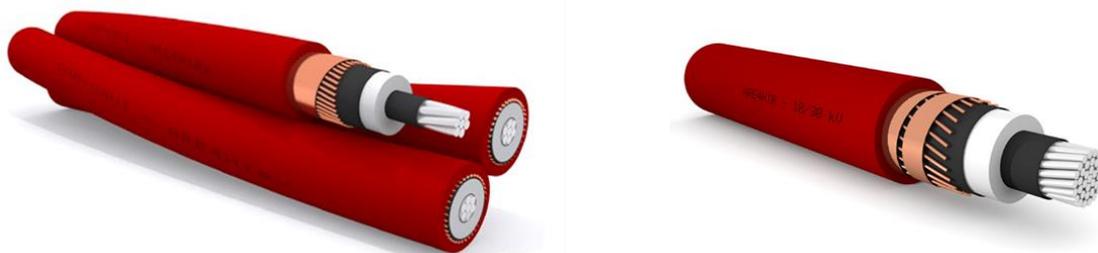


Figura 3.1 - Cavi tripolari del tipo ARE4H1RX-18/30 kV e ARE4H1R-18/30 kV

I cavi avranno le seguenti caratteristiche costruttive e funzionali:

- Conduttore: corda di alluminio rotonda compatta CEI EN 60228 classe 2
- Isolamento: polietilene reticolato
- Schermo: fili di rame rosso e controspirale
- Guaina esterna: PVC di qualità Rz/ST2
- Colore: rosso
- Tensione nominale U_0/U : 18/30 kV
- Tensione massima di esercizio U_m : 30 kV
- Temperatura massima di esercizio: 90°C
- Temperatura massima di corto circuito: 250°C
- Temperatura minima di posa: -25 °C

Le caratteristiche elettriche delle tipologie di cavo ARE4H1RX e ARE4H1R sono riportate rispettivamente in Figura 3.2 e Figura 3.3.

Entrambe le tipologie di cavo sono adatte per il trasporto di energia tra le cabine di trasformazione e le grandi utenze e/o impianti di generazione.

Sono adatti per posa interrata diretta o indiretta in ambienti umidi o bagnati. NORME DI RIFERIMENTO: HD 620; IEC 60502/2; EN 60228; ENEL DC 4384; ENEL DC 4385.

Formazione	Capacità nominale	Corrente capacitiva nominale a tensione U_0	Reattanza di fase a 50 Hz	Resistenza massima in CC del conduttore a 20°C	Resistenza massima in CC dello schermo a 20°C	Resistenza massima in CA del conduttore a 90°C	Portata di corrente		Corrente di corto circuito del conduttore
Size	Nominal capacity	Nominal capacitive current at voltage U_0	Reactance phase 50HZ	Conductor max electrical resist. CC at 20°C	Screen max electrical resist. CC at 20°C	Conductor max electrical resist. CA at 20°C	Current rating		Short circuit current conductor (1s)
							in aria a 20° C	interrato a 20° C	
							in air at 30° C	Underground at 20° C	
								RT=1m°C/W	kA
35	0,13	0,74	0,153	0,868	3,0	1,115	160	156	3,2
50	0,13	0,83	0,149	0,641	3,0	0,825	198	181	4,6
70	0,15	0,92	0,140	0,443	3,0	0,570	243	222	6,5
95	0,16	1,01	0,132	0,320	3,0	0,412	289	263	8,8
120	0,18	1,10	0,127	0,253	3,0	0,328	334	296	11,1
150	0,19	1,16	0,123	0,206	3,0	0,268	373	337	13,8
185	0,21	1,22	0,119	0,164	3,0	0,213	426	371	17,0
240	0,22	1,37	0,115	0,125	3,0	0,163	494	419	22,1
300	0,24	1,49	0,111	0,100	3,0	0,132	555	469	27,6
400	0,27	1,64	0,107	0,0778	3,0	0,103	630	526	36,8
500	0,29	1,79	0,103	0,0605	3,0	0,081	714	581	46,0
630	0,32	1,96	0,100	0,0469	3,0	0,064	793	625	58,0
3x1x35	0,13	0,74	0,153	0,868	3,0	1,115	160	156	3,2
3x1x50	0,13	0,83	0,149	0,641	3,0	0,825	198	181	4,6
3x1x70	0,15	0,92	0,140	0,443	3,0	0,570	243	222	6,5
3x1x95	0,16	1,01	0,132	0,320	3,0	0,412	289	263	8,8
3x1x120	0,18	1,10	0,127	0,253	3,0	0,328	334	296	11,1
3x1x150	0,19	1,16	0,123	0,206	3,0	0,268	373	337	13,8
3x1x185	0,21	1,22	0,119	0,164	3,0	0,213	426	371	17,0
3x1x240	0,22	1,37	0,115	0,125	3,0	0,163	494	419	22,1
3x1x300	0,24	1,49	0,111	0,100	3,0	0,132	555	469	27,6

Per i cavi con isolamento in G7 le portate di corrente sono da ritenersi più basse di 4-6 A.
 For cables with insulation G7 current rating are to be considered more low 4-6 A.

Figura 3.2 – Caratteristiche elettriche cavi tripolari del tipo ARE4H1RX-18/30 kV

Formazione	Resistenza elettrica a 20°C	Resistenza apparente a 90°C e 50Hz		Reattanza di fase		Capacità a 50Hz	Portata di corrente			
		Conductor apparent resistance at 90°C and 50Hz		Phase reactance			Current rating			
		Max electrical resistance at 20°C	a trifoglio	in piano	a trifoglio		in piano	in aria	interrato*	in aria
Size	Ω/Km	trifoglio	flat	trifoglio	flat	Capacity at 50Hz	trifoglio	in piano	trifoglio	in piano
n° x mm²	Ω/Km	Ω/Km	Ω/Km	Ω/Km	Ω/Km	μF/km	A	A	A	A
1 x 50	0,641	0,822	0,822	0,14	0,15	0,143	184,0	222,0	152,0	157,0
1 x 70	0,443	0,568	0,568	0,13	0,15	0,160	230,0	278,0	186,0	192,0
1 x 95	0,320	0,411	0,411	0,12	0,14	0,175	280,0	338,0	221,0	229,0
1 x 120	0,253	0,325	0,325	0,12	0,13	0,192	324,0	391,0	252,0	260,0
1 x 150	0,206	0,265	0,265	0,11	0,13	0,205	368,0	440,0	281,0	288,0
1 x 185	0,164	0,211	0,211	0,11	0,12	0,222	424,0	504,0	317,0	324,0
1 x 240	0,125	0,161	0,161	0,11	0,12	0,244	502,0	593,0	367,0	373,0
1 x 300	0,100	0,130	0,129	0,10	0,11	0,265	577,0	677,0	414,0	419,0
1 x 400	0,0778	0,102	0,101	0,10	0,11	0,294	673,0	769,0	470,0	466,0
1 x 500	0,0605	0,0801	0,0794	0,097	0,11	0,321	781,0	890,0	550,0	540,0
1 x 630	0,0469	0,0635	0,0625	0,094	0,11	0,357	909,0	1030,0	710,0	700,0

Figura 3.3 - Caratteristiche elettriche cavi unipolari del tipo ARE4H1R-18/30 kV

Le tipologie di posa previste sono quelle con cavi direttamente interrati in trincea secondo quanto schematizzato in Figura 3.4.

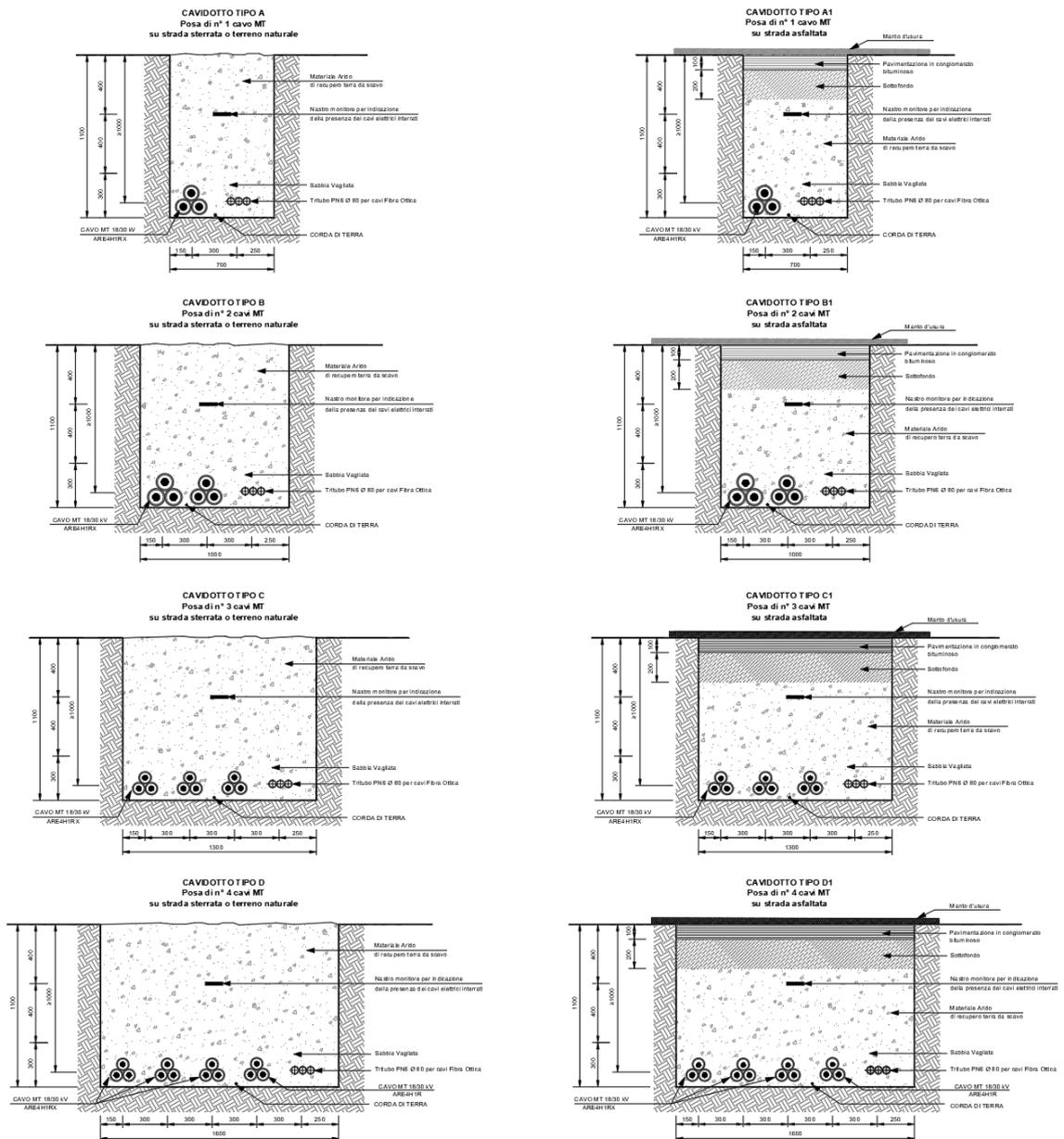


Figura 3.4 – Tipico modalità di posa Cavo MT

La profondità media di interrimento (letto di posa) sarà di 1,1/1,2 m da p.c., valore che potrà subire variazioni in relazione al tipo di terreno attraversato. Normalmente la larghezza dello scavo della trincea è limitata entro 1,6 m, salvo diverse necessità riscontrabili in caso di terreni sabbiosi o con bassa consistenza. Il letto di posa può essere costituito da un letto di sabbia vagliata o da un piano in cemento magro.

Saranno previsti opportuni nastri di segnalazione della presenza di cavi interrati. Inoltre, nello stesso scavo, potrà essere posato un cavo con fibre ottiche e/o telefoniche per trasmissione dati. Tutti i cavi verranno alloggiati in terreno di riporto, la cui resistività termica, se necessario, verrà corretta con una miscela di sabbia vagliata o con cemento "mortar" e saranno protetti e segnalati superiormente da una rete in PVC e da un nastro segnaletico, ed ove necessario anche da una lastra di protezione in cemento armato dello spessore di 6 cm. La restante parte della trincea verrà ulteriormente riempita con materiale di risulta e di riporto e le aree interessate saranno risistemate nella condizione preesistente.

Altre soluzioni particolari, quali l'alloggiamento dei cavi in cunicoli prefabbricati o gettati in opera od in tubazioni di PVC della serie pesante o di ferro, potranno essere adottate per attraversamenti specifici.

Per eventuali incroci e parallelismi con altri servizi (cavi di telecomunicazione, tubazioni etc.), saranno rispettate le distanze previste dalle norme, tenendo conto delle prescrizioni che saranno dettate dagli Enti proprietari delle opere interessate e in accordo a quanto previsto dalla Norma CEI 11-17.

4. COESISTENZA TRA CAVI ELETTRICI ED ALTRE CONDUTTURE INTERRATE

4.1 INCROCI TRA CAVI ELETTRICI E CAVI DI TELECOMUNICAZIONE

Negli incroci con i cavi di telecomunicazione (TLC) il cavo elettrico, di regola, deve essere situato inferiormente rispetto ad essi. La distanza fra le due tipologie di cavo non deve essere inferiore a 0,30 m e il cavo posto superiormente deve essere protetto, per una lunghezza non inferiore ad 1 m, mediante un dispositivo di protezione. Qualora, per giustificate esigenze tecniche, non possa essere rispettato il distanziamento minimo di cui sopra, anche sul cavo sottostante deve essere applicata una protezione analoga a quella prescritta superiormente per il cavo.

Non è necessario osservare le prescrizioni sopraindicate quando almeno uno dei due cavi è posto dentro appositi manufatti che proteggono il cavo stesso e ne rendono possibile la posa e la successiva manutenzione senza necessità di effettuare scavi.

4.2 PARALLELISMO TRA CAVI ELETTRICI E CAVI DI TELECOMUNICAZIONE

Nei parallelismi con cavi di TLC i cavi elettrici devono, di regola, essere posati alla maggiore distanza possibile fra loro e quando vengono posati lungo la stessa strada si devono posare possibilmente ai lati opposti di questa. Dove, per giustificate esigenze tecniche, non fosse possibile attuare quanto sopra è ammesso posare i cavi in vicinanza purché sia mantenuta tra i due cavi una distanza minima, in proiezione sul piano orizzontale, non inferiore a 0,30 m. Nel caso in cui detta distanza non possa essere rispettata, è necessario applicare sui cavi uno dei seguenti dispositivi di protezione:

- Cassetta metallica zincata a caldo;
- Tubazione in acciaio zincato a caldo;
- Tubazione in PVC o fibrocemento, rivestite esternamente con uno spessore di calcestruzzo non inferiore a 10 cm.

I predetti dispositivi possono essere omessi sul cavo posato alla maggiore profondità quando la differenza di quota tra i due cavi è uguale o superiore a 0,15 m. Le prescrizioni di cui sopra non si applicano quando almeno uno dei due cavi è posato, per tutta la parte interessata, in appositi manufatti (tubazione, cunicoli, ecc.) che proteggono il cavo stesso rendendo possibile la posa e la successiva manutenzione senza la possibilità di effettuare scavi.

4.3 PARALLELISMO ED INCROCI TRA CAVI ELETTRICI E TUBAZIONI O STRUTTURE METALLICHE INTERRATE

La distanza in proiezione orizzontale tra cavi elettrici e tubazioni metalliche interrato parallelamente ad esse non deve essere inferiore a 0,30 m.

Si può tuttavia derogare dalla prescrizione suddetta previo accordo tra gli esercenti quando:

- la differenza di quota fra le superfici esterne delle strutture interessate è superiore a 0,50 m;
- tale differenza è compresa tra 0,30 m e 0,50 m, ma si interpongono fra le due strutture elementi separatori non metallici nei tratti in cui la tubazione non è contenuta in un manufatto di protezione non metallico.

Non devono mai essere disposti nello stesso manufatto di protezione cavi di energia e tubi convoglianti fluidi infiammabili; per le tubazioni per altro tipo di posa è invece consentito, previo accordo tra gli Enti interessati, purché il cavo elettrico e la tubazione non siano posti a diretto contatto fra loro.

Le superfici esterne di cavi di energia e tubazioni metalliche interrato non devono essere disposte sulla proiezione verticale di giunti non saldati delle tubazioni stesse.

Non si devono effettuare giunti sui cavi a distanza inferiore ad 1 m dal punto di incrocio.

Nessuna prescrizione è data nel caso in cui la distanza minima, misurata fra le superfici esterne di cavi elettrici e di tubazioni metalliche o fra quelle di eventuali loro manufatti di protezione, è superiore a 0,50 m. Tale distanza può essere ridotta fino ad un minimo di 0,30 m, quando una delle strutture di incrocio è contenuta in manufatto di protezione non metallico, prolungato per almeno 0,30 m per parte rispetto all'ingombro in pianta dell'altra struttura oppure quando fra le strutture che si incrociano si venga interposto un elemento separatore non metallico (ad esempio lastre di calcestruzzo o di materiale isolante rigido); questo elemento deve poter coprire, oltre alla superficie di sovrapposizione in pianta delle strutture che si incrociano, quella di una striscia di circa 0,30 m di larghezza ad essa periferica.

Le distanze suddette possono ulteriormente essere ridotte, previo accordo fra gli Enti proprietari o Concessionari, se entrambe le strutture sono contenute in un manufatto di protezione non metallico.

Prescrizioni analoghe devono essere osservate nel caso in cui non risulti possibile tenere l'incrocio a distanza uguale o superiore a 1 m dal giunto di un cavo oppure nei tratti che precedono o seguono immediatamente incroci eseguiti sotto angoli inferiori a 60° e per i quali non risulti possibile osservare prescrizioni sul distanziamento.

Per le interferenze con eventuali altre infrastrutture e/o con gli elementi idrici si rimanda agli elaborati progettuali di dettaglio (Elaborato *WGG_TE6_Risoluzioni interferenze cavidotto*).

5. IMPIANTO DI TERRA

Tutti gli aerogeneratori e le strutture metalliche, comprese le armature delle fondazioni, dovranno essere messe a terra tramite un anello realizzato con corda di rame da 70 mm² e bandella di acciaio zincato 30 x 3,5 mm.

L'impianto di terra sarà costituito dai dispersori (fondazione e picchetti) e dai collegamenti (conduttore di terra, barre collettrici, conduttori di protezione) di messa a terra.

Il dispersore comprende sia l'insieme dei conduttori posati direttamente a contatto con il terreno sia quelli che, comunque immersi nel terreno, vengono collegati ai primi per contribuire alla dispersione a terra delle correnti di guasto e realizzare l'equipotenzialità del terreno (dispersori di fatto).

Il collegamento delle apparecchiature elettriche e dei componenti metallici al dispersore avverrà tramite dei collettori generali di terra cui fanno capo i conduttori di protezione delle singole apparecchiature.

L'impianto di terra del parco eolico deve essere rispondente alle prescrizioni della Norma CEI EN 50522.

L'impianto di messa a terra dell'aerogeneratore sarà realizzato collocando diversi anelli concentrici intorno alla fondazione dell'aerogeneratore (Figura 5.1). L'anello interno è formato da un conduttore di rame nudo di con sezione di 70 mm². Verrà inoltre posizionato un secondo anello con sezione di 70 mm² concentrico esterno sulla base dell'aerogeneratore posto ad almeno un metro di profondità dalla base della torre dell'aerogeneratore. Sarà infine realizzato, sempre con un conduttore di rame nudo con sezione di 70 mm², un terzo anello concentrico, esterno alla base, unito in quattro punti ai passanti in acciaio che si trovano nei punti medi dei bordi esterni della fondazione. I tre anelli concentrici devono essere quindi uniti a formare una superficie equipotenziale.

Gli impianti di messa a terra dei diversi aerogeneratori saranno tra loro interconnessi tramite bandella.

Gli aerogeneratori saranno dotati inoltre di impianti protezione dalle scariche atmosferiche connessi all'impianto di terra.

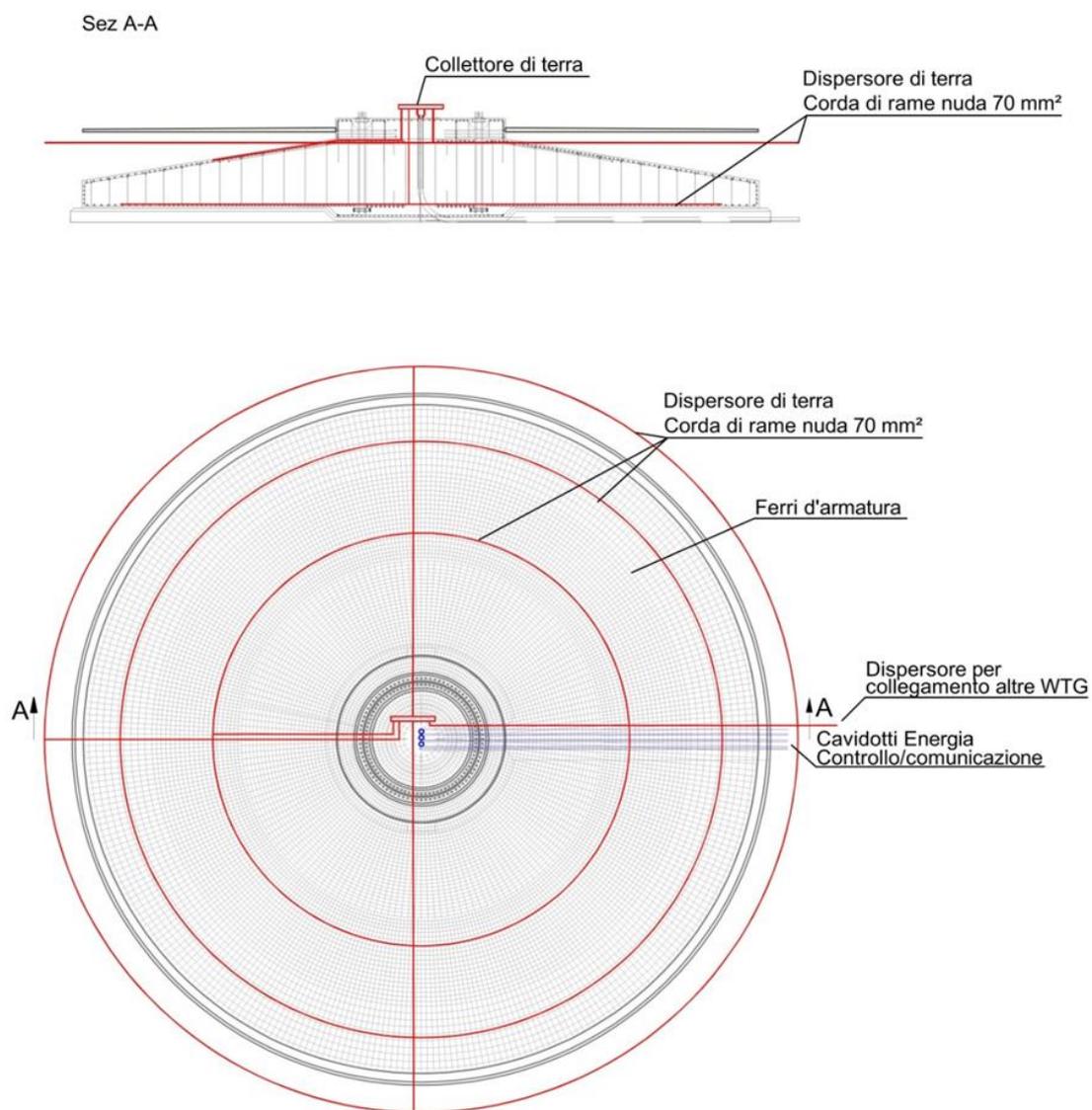


Figura 5.1 - Schema tipo impianto di messa a terra di un aerogeneratore

6. CALCOLI ELETTRICI PRELIMINARI

6.1 DIMENSIONAMENTO DEI CIRCUITI MT

I cavi elettrici sono stati dimensionati in modo tale che risultino soddisfatte le condizioni:

$$I_b \leq I_z$$

$$\Delta V_{\%} \leq 5\%$$

dove:

- I_b è la corrente di impiego del cavo;
- I_z è la portata del cavo, calcolata tenendo conto del tipo di cavo e delle condizioni di posa;
- $\Delta V_{\%}$ è la caduta di tensione percentuale nella singola tratta.

I valori di dimensionamento delle tratte principali di impianto sono riassunti in Tabella 6.1 dove si riportano le sezioni per fase e le portate dei cavi impiegati nelle tratte principali.

Tabella 6.1 – Sezioni per fase e portate dei cavi delle tratte principali

Tratta	Potenza [W]	I _b [A]	S [mmq]	I _z [A]	R [Ω/km]	V [kV]
SOTTOCAMPO 1						
SSE Utente - WTG01	2,64E+07	509	3 x (1 x 500)	581	0,08	30
WTG01- WTG02	1,98E+07	382	3 x 1 x 240	419	0,16	30
WTG02 - WTG04	1,32E+07	254	3 x 1 x 95	263	0,41	30
WTG04 - WTG03	6,60E+06	127	3 x 1 x 50	181	0,83	30
SOTTOCAMPO 2						
SSE Utente - WTG13	2,64E+07	509	3 x (1 x 500)	581	0,08	30
WTG13- WTG05	1,98E+07	382	3 x 1 x 240	419	0,16	30
WTG05 - WTG06	1,32E+07	254	3 x 1 x 95	263	0,41	30
WTG06 - WTG07	6,60E+06	127	3 x 1 x 50	181	0,83	30
SOTTOCAMPO 3						
SSE Utente - WTG17	2,64E+07	509	3 x (1 x 500)	581	0,08	30
WTG17 - WTG12	1,98E+07	382	3 x 1 x 240	419	0,16	30
WTG12 - WTG11	1,32E+07	254	3 x 1 x 95	263	0,41	30
WTG11 - WTG10	6,60E+06	127	3 x 1 x 50	181	0,83	30
SOTTOCAMPO 4						
SSE Utente - WTG09	3,30E+07	636	3 x (1 x 630)	710	0,06	30
WTG09 - WTG08	2,64E+07	509	3 x (1 x 400)	526	0,10	30
WTG08 - WTG14	1,98E+07	382	3 x 1 x 240	419	0,16	30
WTG14 - WTG15	1,32E+07	254	3 x 1 x 95	263	0,41	30
WTG15 - WTG16	6,60E+06	127	3 x 1 x 50	181	0,83	30

La relazione riportata di seguito esprime la caduta di tensione nei vari tratti:

$$\Delta V_{\%} = \frac{\Delta V}{V} \cdot 100 = \frac{K \cdot R \cdot I_b}{V} \cdot 100$$

dove:

- $K = 1$ per linee trifase AC;
- R è la resistenza elettrica del cavo considerato espressa in ohm;
- V è la tensione nel tratto di circuito considerato.

I valori delle cadute di tensione calcolati sono riportati in Tabella 6.2.

Tabella 6.2 – Cadute di tensione delle tratte principali

Tratta	Potenza [W]	Ib [A]	S [mmq]	Iz [A]	R [Ω/km]	V [kV]	L [km]	ΔV [V]	ΔV [%]
SOTTOCAMPO 1									
SSE Utente - WTG01	2,64E+07	509	3 x (1 x 500)	581	0,08	30	19,20	781,32	2,60
WTG01- WTG02	1,98E+07	382	3 x 1 x 240	419	0,16	30	5,00	305,20	1,02
WTG02 - WTG04	1,32E+07	254	3 x 1 x 95	263	0,41	30	1,60	166,84	0,56
WTG04 - WTG03	6,60E+06	127	3 x 1 x 50	181	0,83	30	1,40	147,77	0,49
SOTTOCAMPO 2									
SSE Utente - WTG13	2,64E+07	509	3 x (1 x 500)	581	0,08	30	23,60	960,37	3,20
WTG13- WTG05	1,98E+07	382	3 x 1 x 240	419	0,16	30	4,50	274,68	0,92
WTG05 - WTG06	1,32E+07	254	3 x 1 x 95	263	0,41	30	1,50	156,42	0,52
WTG06 - WTG07	6,60E+06	127	3 x 1 x 50	181	0,83	30	2,00	211,10	0,70
SOTTOCAMPO 3									
SSE Utente - WTG17	2,64E+07	509	3 x (1 x 500)	581	0,08	30	24,40	992,92	3,31
WTG17 - WTG12	1,98E+07	382	3 x 1 x 240	419	0,16	30	4,00	244,16	0,81
WTG12 - WTG11	1,32E+07	254	3 x 1 x 95	263	0,41	30	5,00	521,39	1,74
WTG11 - WTG10	6,60E+06	127	3 x 1 x 50	181	0,83	30	1,50	158,32	0,53
SOTTOCAMPO 4									
SSE Utente - WTG09	3,30E+07	636	3 x (1 x 630)	710	0,06	30	25,50	972,83	3,24
WTG09 - WTG08	2,64E+07	509	3 x (1 x 400)	526	0,10	30	1,90	96,65	0,32
WTG08 - WTG14	1,98E+07	382	3 x 1 x 240	419	0,16	30	5,10	311,31	1,04
WTG14 - WTG15	1,32E+07	254	3 x 1 x 95	263	0,41	30	1,00	104,28	0,35
WTG15 - WTG16	6,60E+06	127	3 x 1 x 50	181	0,83	30	4,20	443,31	1,48

6.2 PROTEZIONE DEI CIRCUITI MT

Le unità di protezione elettrica dei circuiti MT saranno basate su tecnologia a microprocessore e adatte a garantire elevata affidabilità e disponibilità di funzionamento.

Le unità di protezione saranno di tipo espandibile e potranno essere dotate, anche in un secondo tempo, di ulteriori accessori che permetteranno di realizzare:

- automatismi di richiusura per linee MT;
- gestione dei segnali dai trasformatori;
- acquisizione dei valori di temperatura da sonde termiche;
- emissione di una misura analogica associabile ad una delle grandezze misurate dall'unità stessa (correnti, temperature, ecc.).

La regolazione delle soglie avverrà direttamente in valori primari nelle relative grandezze espresse in corrente o tempo rendendo più semplice l'utilizzo e la consultazione all'operatore.

Saranno implementate le seguenti protezioni:

- massima tensione concatenata (59 - senza ritardo intenzionale);
- massima tensione omopolare (59N - ritardata);
- minima tensione concatenata (27- ritardo tipico: 300 ms);
- massima frequenza (81> senza ritardo intenzionale);
- minima frequenza (81< senza ritardo intenzionale);
- protezione contro la perdita di rete con PLC di richiusura DDI con rete presente;
- protezione direzionale di terra 67N;

- massima corrente 50/51;
- massima corrente di terra 50N/51N;
- sequenza negativa / squilibrio 46;
- mancata apertura interruttore 50BF.

I valori di taratura delle diverse protezioni saranno definiti in fase di progettazione esecutiva.

6.3 PROTEZIONE DEI CIRCUITI BT

6.3.1 Protezione contro i sovraccarichi

La protezione dei sovraccarichi è effettuata secondo la norma CEI 64-8/4 rispettando le condizioni seguenti:

$$I_b \leq I_n \leq I_z$$

$$I_f \leq 1,45 I_z$$

Dove:

- I_b = Corrente di impiego del circuito
- I_n = Corrente nominale del dispositivo di protezione
- I_z = Portata in regime permanente della condotta
- I_f = Corrente di funzionamento del dispositivo di protezione

6.3.2 Protezione contro i cortocircuiti

La protezione dei cortocircuiti sarà effettuata secondo la norma CEI 64-8/4 rispettando le condizioni seguenti:

$$I_{cc,max} \leq P.d.I.$$

$$I^2t \leq K^2S^2$$

Dove:

- $I_{cc,max}$ = Corrente di cortocircuito massima
- P.d.I. = Potere di interruzione apparecchiatura di protezione
- I^2t = Integrale di Joule della corrente di cortocircuito presunta (valore letto sulle curve delle apparecchiature di protezione)
- K = Coefficiente della condotta utilizzata:
 - 115 per cavi isolati in PVC;
 - 135 per cavi isolati in gomma naturale e butilica;
 - 143 per cavi isolati in gomma etilenpropilenica e polietilene reticolato;
- S = Sezione della condotta.

7. NORMATIVA DI RIFERIMENTO

Di seguito è riportato un elenco, certamente non esaustivo, dei principali riferimenti di legge e delle norme tecniche applicabili per la progettazione e la realizzazione dell'intervento in esame. L'elenco normativo è riportato soltanto a titolo di promemoria informativo per cui eventuali leggi o norme applicabili, anche se non citate, andranno comunque applicate.

Infine, qualora le sopra elencate norme tecniche siano modificate o aggiornate, si dovranno applicare le norme più recenti.

7.1 NORME TECNICHE IMPIANTI ELETTRICI

- CEI 0-16. Regola tecnica di riferimento per la connessione di Utenti attivi e passivi alle reti AT ed MT delle imprese distributrici di energia elettrica;
- CEI EN 61936-1 (Classificazione CEI 99-2). Impianti elettrici con tensione superiore a 1 kV in corrente alternata;
- CEI EN 50522 (Classificazione CEI 99-3). Messa a terra degli impianti elettrici a tensione superiore a 1 kV in corrente alternata;
- CEI 11-37. Guida per l'esecuzione degli impianti di terra nei sistemi utilizzatori di energia alimentati a tensione maggiore di 1 kV;
- CEI 64-8. Impianti elettrici utilizzatori a tensione nominale non superiore a 1000 V in corrente alternata e a 1500 V in corrente continua;
- CEI 11-17. Impianti elettrici di potenza con tensioni nominali superiori a 1 kV in corrente alternata. Impianti di produzione, trasmissione e distribuzione pubblica di energia elettrica – Linee in cavo.

7.2 NORME DELL'AEEG

- Delibera AEEG 88/07. Disposizioni in materia di misura dell'energia elettrica prodotta da impianti di generazione;
- Delibera ARG/elt 33/08 dell'Autorità per l'energia elettrica e il gas "Regola tecnica di riferimento per la connessione di utenti attivi e passivi alle reti AT e MT delle imprese distributrici di energia elettrica";
- Delibera ARG/elt 99/08 dell'Autorità per l'energia elettrica e il gas (nel seguito Delibera 99/08), recante in Allegato A il "Testo integrato connessioni attive" (TICA);
- Delibera ARG/elt 179/08 dell'Autorità per l'energia elettrica e il gas. Modifiche e integrazioni alle deliberazioni dell'Autorità per l'energia elettrica e il gas ARG/elt n. 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;
- Delibera ARG/elt 125/10 dell'Autorità per l'energia elettrica e il gas. Modifiche e integrazioni alla deliberazione dell'Autorità per l'energia elettrica e il gas ARG/elt 99/08 in materia di condizioni tecniche ed economiche per la connessione alle reti con obbligo di connessione di terzi degli impianti di produzione (TICA).

7.3 NORME E GUIDE TECNICHE DIVERSE

- Codice di rete TERNA - Codice di trasmissione, dispacciamento, sviluppo e sicurezza della rete;
- Guida Tecnica per la progettazione esecutiva, realizzazione, collaudo ed accettazione di Stazioni Elettriche di smistamento della RTN a tensione nominale 132÷220 kV di tipo AIS, MTS e GIS. TERNA. Codifica INS GE G 01. Rev. 00 del 22/02/12;

-
- Guida Tecnica. CENTRALI EOLICHE. Condizioni generali di connessione alle reti AT. Sistemi di protezione regolazione e controllo. Allegato A17. Rev. 01. 25/07/2018. TERNA;
 - Unificazione TERNA, "Linee a 150 kV - semplice e doppia TERNA";
 - Unificazione TERNA, "Stazioni a 150 kV".