



PROGETTO DI COSTRUZIONE ED ESERCIZIO DI UN IMPIANTO EOLICO DELLA POTENZA DI 99,2 MW DENOMINATO "ORRIA" DA REALIZZARSI NEI COMUNI DI NULVI (SS) E SEDINI (SS) CON LE RELATIVE OPERE DI CONNESSIONE ELETTRICHE

DISTRIBUZIONE ELETTRICA IMPIANTO EOLICO E CALCOLI ELETTRICI PRELIMINARI

Rev. 0.0

Data: Settembre 2023

WIND002-RE1



Committente:

Repsol Orria S.r.l.
Via Michele Mercati 39
00197 Roma (RM)
C. F. e P. IVA: 17089321008
PEC: repsolorria@pec.it

Incaricato:

Queequeg Renewables, ltd
2nd Floor, the Works,
14 Turnham Green Terrace Mews,
W41QU London (UK)
Company number: 11780524
email: mail@quren.co.uk

Progettazione e SIA:

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



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

Dott. Pian. Andrea Cappai

Ing. Paolo Desogus

Pian. Terr. Veronica Fais

Dott. Fabio Mancosu

Ing. Gianluca Melis

Dott. Fabrizio Murru

Ing. Andrea Onnis

Pian. Terr. Eleonora Re

Ing. Elisa Roych

Ing. Marco Utzeri

COLLABORAZIONI SPECIALISTICHE:

Verifiche strutturali: Ing. Gianfranco Corda

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

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: Dott. Luca Doro, Dott. Gabriele Carenti e Dott.ssa Rosana Pla Orquìn

SOMMARIO

1	Introduzione.....	4
2	Configurazione generale dell'impianto eolico.....	5
2.1	Descrizione generale.....	5
2.2	Aerogeneratori – Aspetti generali.....	5
2.3	Schema della distribuzione dell'energia e connessione alla RTN.....	8
3	Cavi elettrici a 36 kV.....	10
4	Coesistenza tra cavi elettrici ed altre condutture interratoe	14
4.1	Incroci tra cavi elettrici e cavi di telecomunicazione.....	14
4.2	Parallelismo tra cavi elettrici e cavi di telecomunicazione	14
4.3	Parallelismo ed incroci tra cavi elettrici e tubazioni o strutture metalliche interratoe	14
5	Impianto di terra dell'impianto eolico	16
5.1	Generalità sull'impianto di terra	16
5.2	Impianto di terra aerogeneratori	16
5.3	Impianto di terra cabine elettriche e strutture metalliche.....	16
5.4	Interconnessione degli impianti di terra	16
6	Calcoli elettrici preliminari	18
6.1	Dimensionamento circuiti.....	18
6.2	Protezione dei circuiti a 36 kV.....	19
6.3	Protezione dei circuiti BT	21
6.3.1	Protezione contro i sovraccarichi.....	21
6.3.2	Protezione contro i cortocircuiti	21
7	Normativa di riferimento	22
7.1	Norme tecniche	22
7.2	Norme ARERA	22
7.3	Norme e guide tecniche diverse	23

1 Introduzione

La presente relazione di calcolo è parte integrante del parco eolico denominato "Orria" da realizzarsi, su proposta della Società Repsol Orria S.r.l. detenuta dal Gruppo Repsol Renovables SA, nei comuni di Nulvi e Sedini (Città Metropolitana di Sassari – Regione Sardegna).

Il progetto prevede l'installazione di n. 16 turbine di grande taglia di potenza nominale unitaria pari a 6,6 MW, posizionate su torri di sostegno in acciaio dell'altezza pari a 135 m e aventi diametro del rotore pari a 172 m, nonché l'approntamento delle opere accessorie indispensabili per un ottimale funzionamento e gestione della centrale (viabilità e piazzole di servizio, distribuzione elettrica di impianto e cavidotto di interconnessione delle opere per la successiva immissione dell'energia prodotta alla Rete di Trasmissione Nazionale).

Al fine di garantire il rispetto del valore massimo di potenza elettrica in immissione stabilito dal preventivo di connessione rilasciato dal Gestore della Rete di Trasmissione Nazionale (Terna), avente codice pratica 202101576, la potenza dei singoli aerogeneratori sarà operativamente limitata alla potenza che concorre a determinare una potenza complessiva in immissione del parco eolico pari a 99,2 MW.

In accordo con la menzionata Soluzione Tecnica Minima Generale (STMG), l'impianto verrà collegato in antenna a 36 kV su una futura Stazione Elettrica della Rete di Trasmissione Nazionale (RTN) a 150/36 kV da inserire in entra-esce alle linee RTN a 150 kV "Sennori - Tergu" e "Ploaghe Stazione - Tergu".

Le opere funzionali alla connessione dell'impianto alla RTN riguarderanno anche i comuni di Osilo e di Ploaghe nel quale, nei pressi del sito individuato in via preliminare per il posizionamento della futura Stazione RTN, in località *Serra de Attarzu*, è prevista la realizzazione di una ulteriore cabina collettrice.

Il cavidotto in antenna a 36 kV per il collegamento della centrale alla stazione RTN costituisce impianto di utenza per la connessione, mentre lo stallo arrivo produttore a 36 kV nella medesima stazione costituisce impianto di rete per la connessione.

In attesa della pubblicazione delle specifiche tecniche da parte di Terna su cavi, celle e apparecchiature per le connessioni a 36 kV (attualmente oggetto di valutazione, indagine di mercato e verifiche di cantiere da parte di Terna), ogni indicazione qui riportata ai cavi a 36 kV deve intendersi riferita a cavi da 20,8/36 kV o cavi da 26/45 kV commercialmente disponibili e idonei allo scopo.

Nel seguito sarà fornita una descrizione generale della distribuzione elettrica dell'impianto eolico fino alla Stazione Elettrica di trasformazione a 150/36 kV.

2 Configurazione generale dell'impianto eolico

2.1 Descrizione generale

L'impianto eolico in progetto, da realizzarsi nei territori di Nulvi e Sedini (SS), sarà composto da n. 16 aerogeneratori della potenza nominale unitaria di 6,6 MW, aventi altezza al mozzo di 135 m e rotore di diametro pari a 172 m da cui ne deriva un'altezza complessiva massima fuori terra (altezza al *tip*) pari a 221 m (Figura 2.3).

A livello di caratteristiche tecniche si è preso come riferimento il modello Vestas Enventus V172-6.5 MW, in quanto ritenuto rappresentativo della taglia massima di aerogeneratore scelta per il parco eolico in progetto. Di fatto, ferme restando le caratteristiche dimensionali dell'aerogeneratore, 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.

Allo scopo di garantire il rispetto della potenza massima in immissione stabilita dal succitato preventivo di connessione, la potenza dei singoli aerogeneratori sarà operativamente limitata al valore che concorre a determinare una potenza complessiva in immissione del parco eolico pari a 99,2 MW.

Nel seguito il dimensionamento dell'impianto verrà comunque eseguito considerando la potenza nominale complessiva dell'impianto pari a 105,6 MW in modo tale che sia garantito il trasporto dell'energia nelle condizioni di massima produzione delle turbine (6,6 MW).

2.2 Aerogeneratori – Aspetti generali

I componenti principali dell'aerogeneratore sono di seguito elencati:

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



Figura 2.1 - Aerogeneratore Vestas Enventus

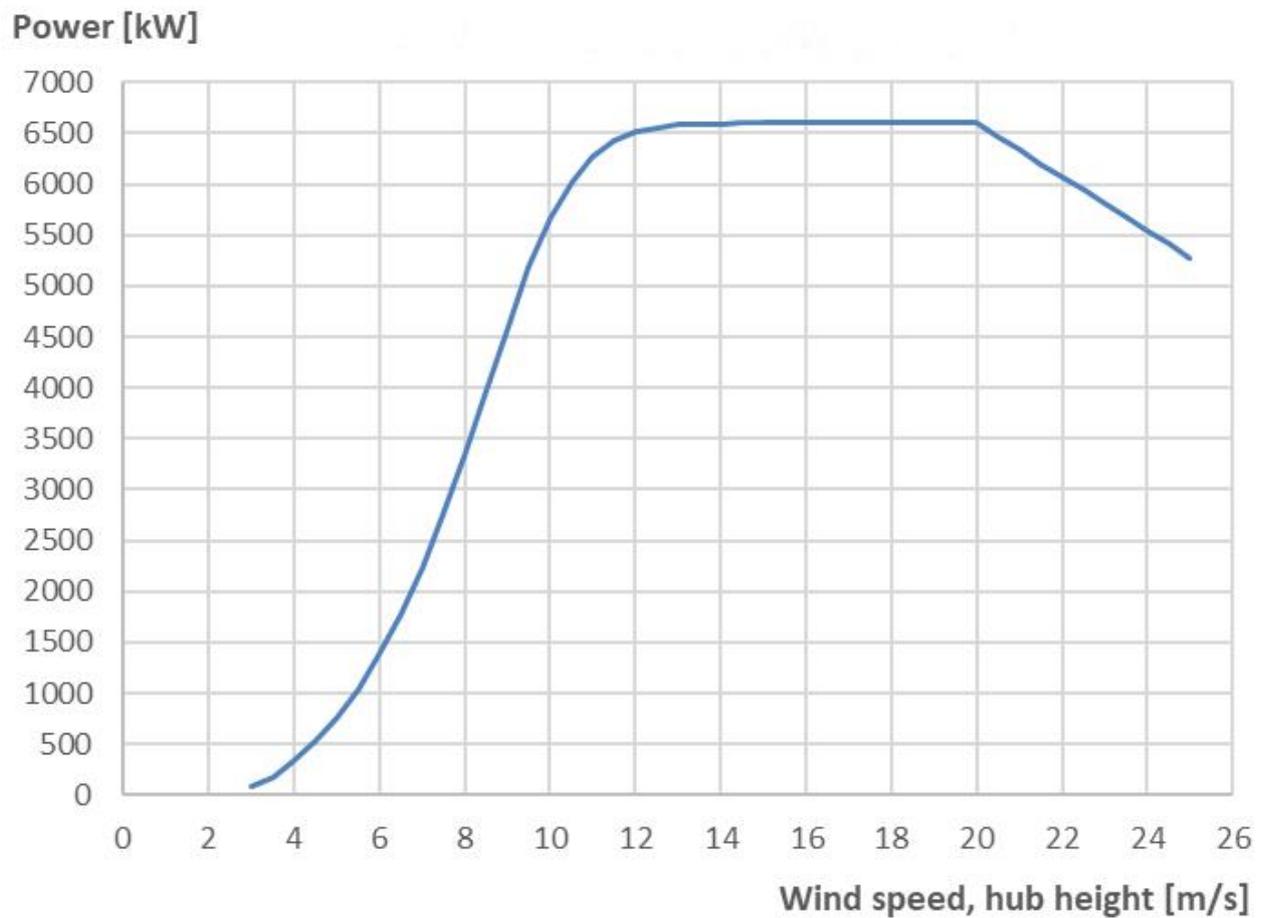


Figura 2.2 – Curva di potenza aerogeneratore di progetto da 6,6 MW

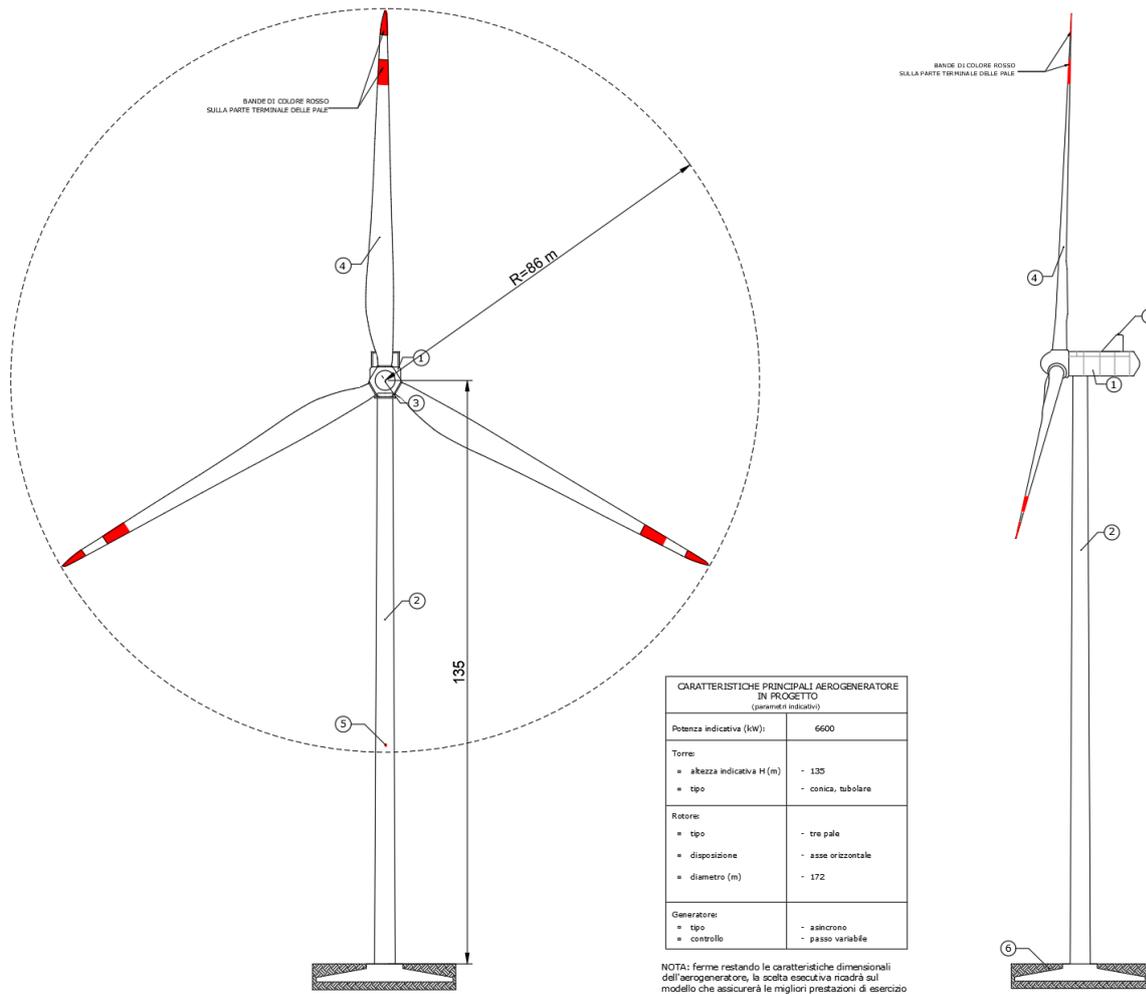


Figura 2.3 – Aerogeneratore tipo con altezza al mozzo (1) 135 m, e diametro rotore (4) di 172 m

Le caratteristiche principali della macchina eolica di progetto sono di seguito riportate:

- rotore tripala a passo variabile, di diametro massimo di 172 m, posto sopravvento alla torre di sostegno, costituito da 3 pale generalmente in resina epossidica rinforzata con fibra di vetro e da mozzo rigido in acciaio;
- navicella in carpenteria metallica con carenatura in vetroresina e lamiera, in cui sono collocati il generatore elettrico, il moltiplicatore di giri, il trasformatore di macchina e le apparecchiature idrauliche ed elettriche di comando e controllo;
- torre di sostegno tubolare troncoconica in acciaio, avente altezza massima fino all'asse del rotore pari a 135 m;
- altezza complessiva massima fuori terra (altezza al *tip*) pari a 221 m;
- diametro massimo alla base del sostegno tubolare: ~6 m;
- area spazzata massima: 23.235 m²;
- 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.

In osservanza delle disposizioni di legge sulla navigazione aerea, le torri degli aerogeneratori verranno equipaggiate con idonei dispositivi di segnalazione diurna e notturna (cfr. Elaborato WIND002-RC8-4 - Aerogeneratore tipo con segnalazioni per la navigazione aerea).

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.

2.3 Schema della distribuzione dell'energia e connessione alla RTN

L'energia prodotta dagli aerogeneratori in BT (720 V a 50 Hz) verrà trasformata al livello di 36 kV in corrispondenza del trasformatore di macchina e fatta confluire attraverso il circuito principale verso la cabina colletttrice di impianto dalla quale partiranno le n.3 linee di collegamento con l'ulteriore cabina di raccolta, prevista in località *Serra de Attarzu* (comune di Ploaghe), nelle immediate vicinanze dell'area preliminarmente individuata per il posizionamento della nuova Stazione Elettrica (SE) della RTN 150/36 kV.

Il trasporto dell'energia avverrà mediante cavidotti interrati, costituiti da cavi a 36 kV posati secondo quanto descritto dalla modalità M delle norme CEI 11-17.

Le tipologie di cavo che si prevede di utilizzare sono le seguenti:

- ARE4H1RX-36 kV: cavi tripolari con conduttore in alluminio, isolamento in polietilene reticolato (XLPE) e guaina in PVC, del tipo ad elica visibile per sezioni fino a 300 mm²;
- ARE4H1R-36 kV: cavi unipolari con conduttore in alluminio, isolamento in polietilene reticolato (XLPE) e guaina in PVC, del tipo non elicordato per sezioni superiori ai 300 mm²;

Come precedentemente accennato nel paragrafo 2.1, la sezione dei cavi di ciascuna tratta di linea è stata calcolata in modo da essere adeguata ai carichi da trasportare nelle condizioni di massima produzione delle turbine (6.600 kW).

Le sezioni scelte per i cavi sono tali da garantire una caduta di tensione in ciascuna linea ampiamente nei limiti determinati dalle regolazioni di tensione consentite dai trasformatori ed una perdita complessiva di potenza inferiore al 5%.

Lo schema di distribuzione è del tipo radiale ed in Figura 2.4 è rappresentato lo schema elettrico unifilare secondo quanto riportato nell'elaborato grafico WIND002-TE1_Schema elettrico unifilare impianto eolico e IRC.

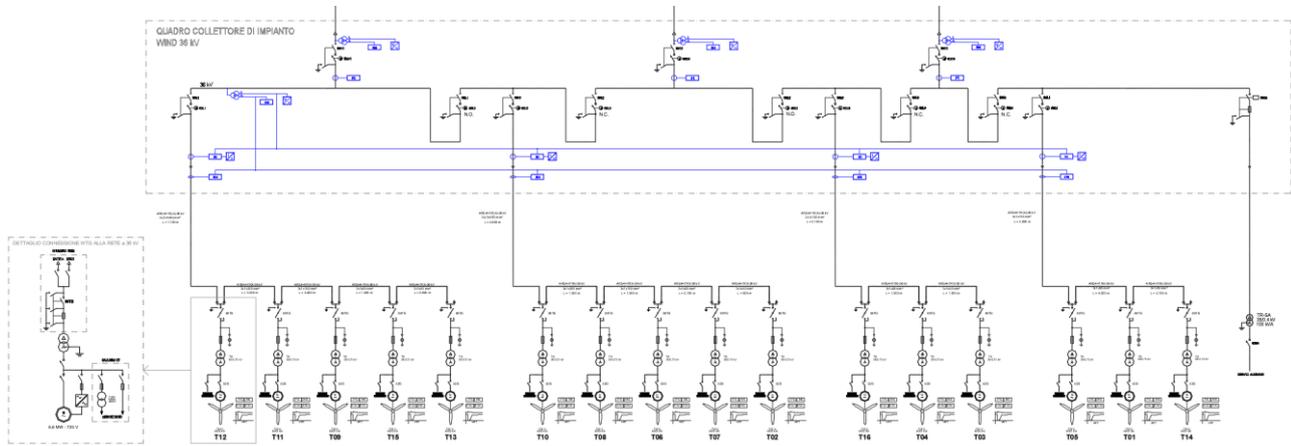


Figura 2.4 - Schema elettrico unifilare impianto eolico

3 Cavi elettrici a 36 kV

Per l'interconnessione degli aerogeneratori in progetto con la cabina colletttrice di impianto verranno utilizzati cavi tripolari a 36 kV cordati ad elica visibile (ARE4H1RX-36 kV) per sezioni fino a 300 mm², mentre per sezioni superiori verrà impiegata la tipologia unipolare non elicordata (ARE4H1R-36 kV).

Il collegamento tra le n.2 cabine colletttrici previste in progetto e quello successivo con la futura SE RTN verrà realizzato unicamente tramite l'utilizzo della tipologia non elicordata (ARE4H1R-36 kV) di sezione pari a 630 mm².



Figura 3.1 - Cavi tripolari del tipo ARE4H1RX-36 kV e ARE4H1R-36 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: 36 kV
- Tensione massima di esercizio: 36 kV
- Temperatura massima di esercizio: 90°C
- Temperatura massima di corto circuito: 250°C
- Temperatura minima di posa: 0°C.

Le caratteristiche elettriche di suddetta tipologia di cavo sono riportate in Tabella 3.1.

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

La tipologia di posa prevista è quella con cavi direttamente interrati in trincea secondo quanto schematizzato in Figura 3.2.

Tabella 3.1 - Caratteristiche elettriche cavi tripolari del tipo ARE4H1RX-36 kV

Formazione Size	Capacità nominale Nominal capacity	Corrente capacitiva nominale a tensione U_0 Nominal capacitive current at voltage U_0	Reattanza di fase a 50 Hz Reactance phase 50Hz	Resistenza massima in CC del conduttore a 20°C Conductor max electrical resist. CC at 20°C	Resistenza massima in CC dello schermo a 20°C Screen max electrical resist. CC at 20°C	Resistenza massima in CA del conduttore a 90°C Conductor max electrical resist. CA at 20°C	Portata di corrente Current rating		Corrente di corto circuito del conduttore Short circuit current con- ductor (Is)
							A		
n° x mm ²	mm	A/Km	Ω/Km	Ω/Km	Ω/Km	Ω/Km	in aria a in air at 30° C	interrato a 20° 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

Tabella 3.2 - Caratteristiche elettriche cavi unipolari del tipo ARE4H1R-36 kV

Formazione Size	Resistenza elettrica a 20°C Max electrical resistance at 20°C	Resistenza apparente a 90°C e 50Hz Conductor apparent resistance at 90°C and 50Hz		Reattanza di fase Phase reactance		Capacità a 50Hz Capacity at 50Hz	Portata di corrente Current rating			
		a trifoglio trefoil		in piano flat			in aria in air		interrato* buried*	
		Ω/Km	Ω/Km	Ω/Km	Ω/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

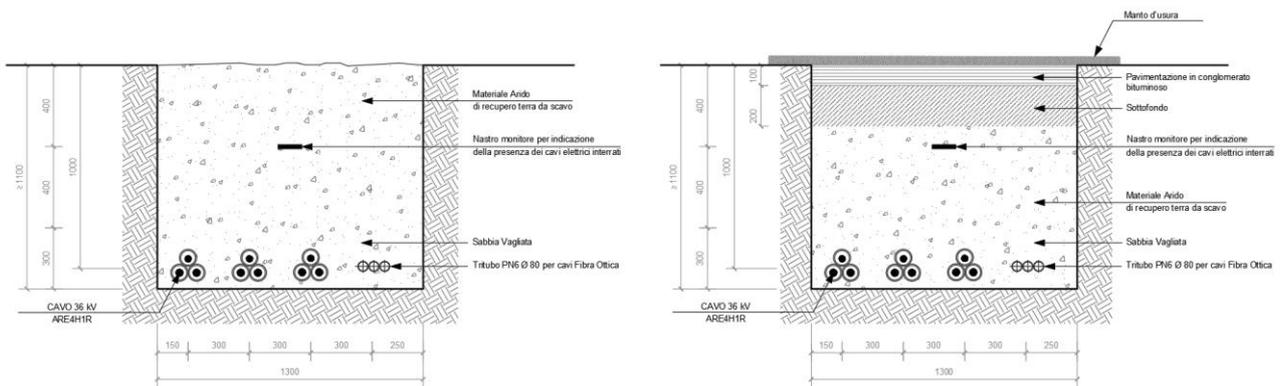


Figura 3.2 – Tipico modalità di posa cavidotto a 36 kV

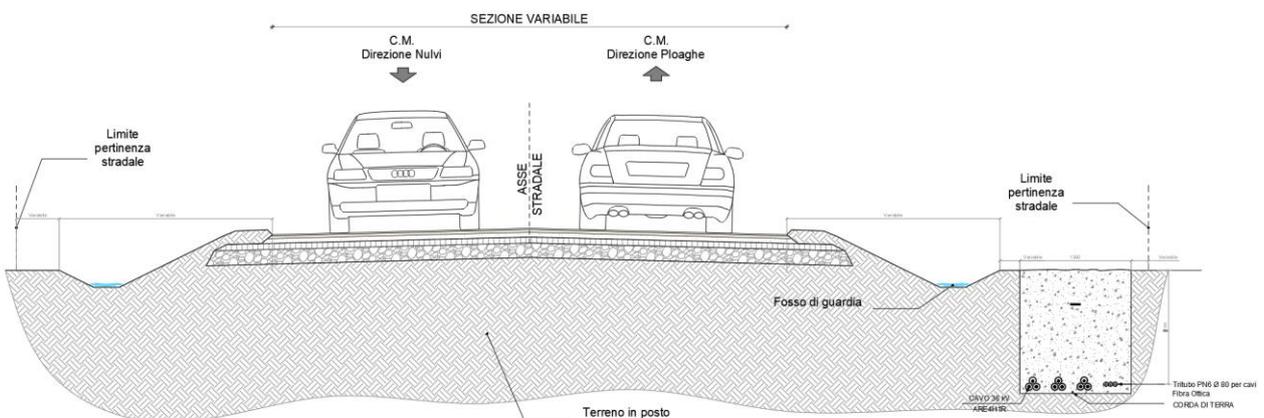


Figura 3.3 - Modalità di posa cavidotto in parallelismo strade ANAS

La profondità media di interrimento (letto di posa) sarà di 1,1/1,2 m da p.c. (piano di calpestio), valore che potrebbe subire variazioni in relazione al tipo di terreno interessato e/o alla tipologia di strada interessata. Nel caso particolare in cui il percorso del cavidotto dovesse interessare strade di pertinenza ANAS (vedi S.S. 127), la posa dovrà essere ubicata il più esterno possibile della pertinenza stradale e richiedere una profondità di interrimento non inferiore ai 1,2 m misurata dall’estradosso del tubo secondo quanto riportato in Figura 3.3 e nell’elaborato grafico WIND002-TE6 - Sezioni tipo vie cavo.

Normalmente la larghezza dello scavo della trincea è limitata entro 1,3 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.

Le condutture interrate saranno rese riconoscibili mediante un nastro di segnalazione della presenza di cavi elettrici. Inoltre, all’interno dello stesso scavo potrà essere posato un cavo di fibra ottica e/o telefonico per la 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 interrato

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 al cavo TLC. La distanza fra i due cavi non deve essere inferiore a 0,30 m ed inoltre 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 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.

Qualora 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 rendono 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 interrato

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:

1. è superiore a 0,50 m;
2. la 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 d'energia e tubazioni metalliche interrato non deve essere effettuato 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 (WALAS2-TE06_Risoluzioni interferenze cavidotto).

5 Impianto di terra dell'impianto eolico

5.1 Generalità sull'impianto di terra

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 che quei conduttori, comunque immersi nel terreno, che vengono collegati ai primi per collaborare alla dispersione a terra delle correnti di guasto ed a 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.

5.2 Impianto di terra aerogeneratori

L'impianto di messa a terra dell'aerogeneratore sarà realizzato collocando diversi anelli concentrici intorno alla torre dell'aerogeneratore (Figura 5.1). L'anello interno è formato da un conduttore di rame nudo di con sezione di 70 mm^2 . Verrà inoltre posizionato un secondo anello con sezione di 70 mm^2 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 di con sezione di 70 mm^2 , 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.

5.3 Impianto di terra cabine elettriche e strutture metalliche

Le cabine elettriche e le strutture metalliche (es. recizioni), comprese le armature delle fondazioni degli edifici di stazione, dovranno essere messe a terra tramite un anello realizzato con corda di rame da 70 mm^2 e bandella di acciaio zincato $30 \times 3,5 \text{ mm}$.

5.4 Interconnessione degli impianti di terra

Gli impianti di messa a terra dei diversi aerogeneratori saranno tra loro interconnessi tramite bandella di acciaio zincato $30 \times 3,5 \text{ mm}$ e dovranno essere collegati, qualora le distanze lo consentano, all'impianto di messa a terra della sottostazione di trasformazione.

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

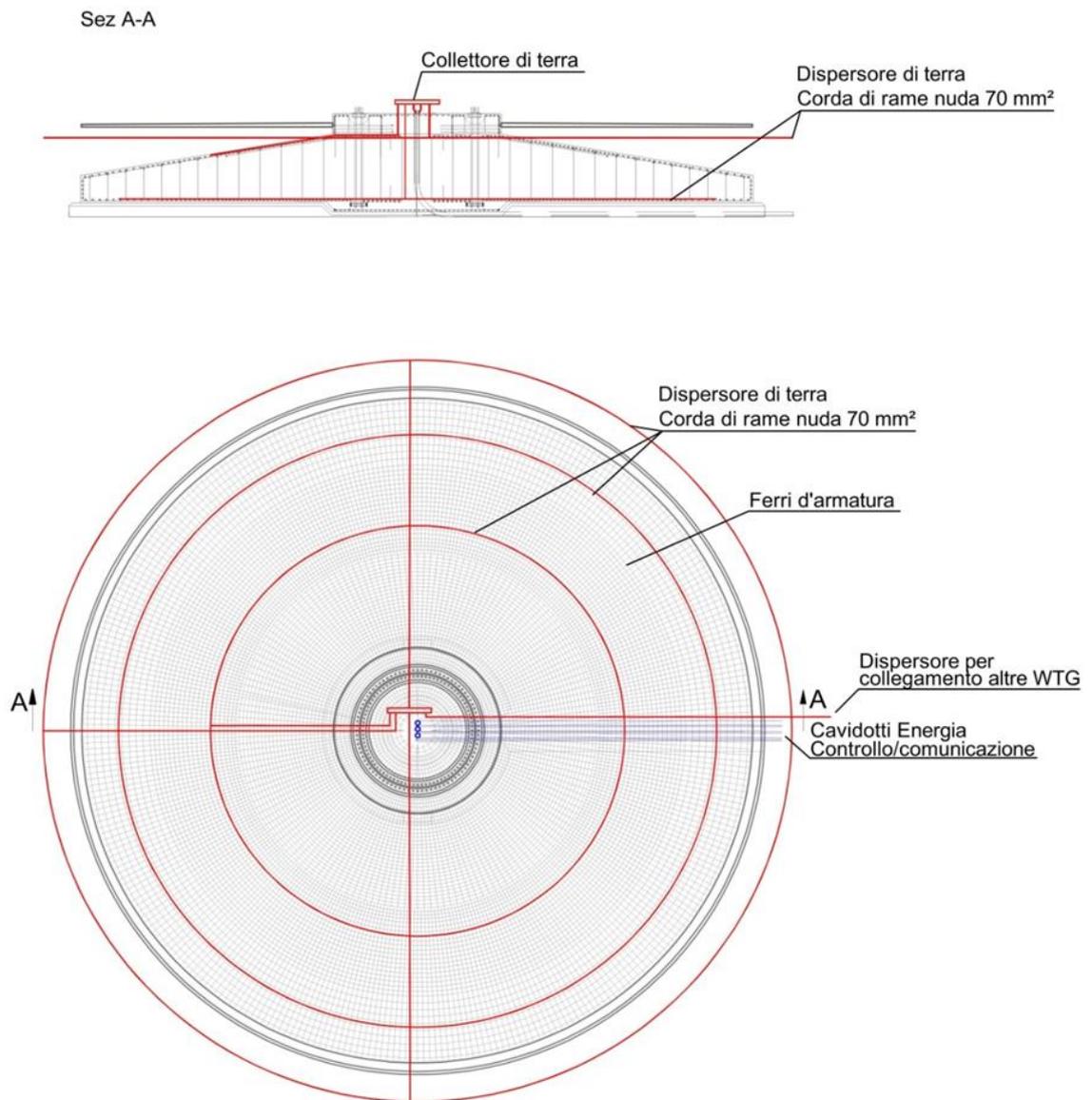


Figura 5.1 - Schema tipo impianto di messa a terra di un aerogeneratore

6 Calcoli elettrici preliminari

6.1 Dimensionamento circuiti

I cavi elettrici sono stati dimensionati in modo tale che risultino soddisfatte le seguenti 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 presa in esame.

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.

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

Tratta	Potenza [W]	I_b [A]	S [mm ²]	I_z [A]
SE RTN - Cab coll n.2	3,30E+07	530	3 x (1 x 630)	710,00
SE RTN - Cab coll n.2	1,32E+07	212	3 x (1 x 630)	710,00
SE RTN - Cab coll n.2	2,64E+07	424	3 x (1 x 630)	710,00
Cab coll n.2 - Cab coll n.1	3,30E+07	530	3 x (1 x 630)	710,00
Cab coll n.2 - Cab coll n.1	3,30E+07	530	3 x (1 x 630)	710,00
Cab coll n.2 - Cab coll n.1	3,96E+07	636	3 x (1 x 630)	710,00
Sottocampo 1				
Cab coll n.1 - T12	3,30E+07	530	3 x (1 x 500)	550
T12 - T11	2,64E+07	424	3 x 1 x 300	469
T11 - T09	1,98E+07	318	3 x 1 x 150	337
T09 - T15	1,32E+07	212	3 x 1 x 95	263
T15 - T13	6,60E+06	106	3 x 1 x 50	181
Sottocampo 2				
Cab coll n.1 - T10	3,30E+07	530	3 x (1 x 500)	550
T10 - T08	2,64E+07	424	3 x 1 x 300	469
T08 - T06	1,98E+07	318	3 x 1 x 150	337
T06 - T07	1,32E+07	212	3 x 1 x 95	263
T07 - T02	6,60E+06	106	3 x 1 x 50	181
Sottocampo 3				
Cab coll n.1 - T16	1,98E+07	318	3 x 1 x 150	337
T16 - T04	1,32E+07	212	3 x 1 x 95	263
T04 - T03	6,60E+06	106	3 x 1 x 50	181
Sottocampo 4				
Cab coll n.1 - T05	1,98E+07	318	3 x 1 x 150	337
T05 - T01	1,32E+07	212	3 x 1 x 95	263
T01 - T14	6,60E+06	106	3 x 1 x 50	181

Per la valutazione della caduta di tensione nelle varie tratte di cavo, i cui risultati sono riportati in Tabella 6.2, si considera la seguente espressione:

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

dove:

- K è il fattore di forma che assume valore pari a 1 per linee trifase in AC;
- R è la resistenza elettrica del cavo considerato espressa in ohm;
- V è la tensione nel tratto di circuito considerato.

Tabella 6.2 – Cadute di tensione delle tratte principali

Tratta	Potenza [W]	S [mm ²]	R [Ω/km]	V [kV]	L [km]	ΔV [V]	ΔV [%]
SE RTN - Cab coll n.2	3,30E+07	3 x (1 x 630)	0,06	36	0,05	1,59	0,00
SE RTN - Cab coll n.2	1,32E+07	3 x (1 x 630)	0,06	36	0,05	0,64	0,00
SE RTN - Cab coll n.2	2,64E+07	3 x (1 x 630)	0,06	36	0,05	1,27	0,00
Cab coll n.2 - Cab coll n.1	3,30E+07	3 x (1 x 630)	0,06	36	16,3	518,21	1,44
Cab coll n.2 - Cab coll n.1	3,30E+07	3 x (1 x 630)	0,06	36	16,3	518,21	1,44
Cab coll n.2 - Cab coll n.1	3,96E+07	3 x (1 x 630)	0,06	36	16,3	621,85	1,73
Sottocampo 1							
Cab coll n.1 - T12	3,30E+07	3 x (1 x 500)	0,08	36	1,70	72,06	0,20
T12 - T11	2,64E+07	3 x 1 x 300	0,13	36	3,50	192,87	0,54
T11 - T09	1,98E+07	3 x 1 x 150	0,27	36	2,90	248,93	0,69
T09 - T15	1,32E+07	3 x 1 x 95	0,41	36	1,90	165,11	0,46
T15 - T13	6,60E+06	3 x 1 x 50	0,82	36	2,60	225,93	0,63
Sottocampo 2							
Cab coll n.1 - T10	3,30E+07	3 x (1 x 500)	0,08	36	2,80	118,69	0,33
T10 - T08	2,64E+07	3 x 1 x 300	0,13	36	1,50	82,66	0,23
T08 - T06	1,98E+07	3 x 1 x 150	0,27	36	1,90	163,09	0,45
T06 - T07	1,32E+07	3 x 1 x 95	0,41	36	2,10	182,49	0,51
T07 - T02	6,60E+06	3 x 1 x 50	0,83	36	0,90	79,16	0,22
Sottocampo 3							
Cab coll n.1 - T16	1,98E+07	3 x 1 x 150	0,27	36	5,10	437,77	1,22
T16 - T04	1,32E+07	3 x 1 x 95	0,41	36	1,00	86,90	0,24
T04 - T03	6,60E+06	3 x 1 x 50	0,83	36	1,00	87,96	0,24
Sottocampo 4							
Cab coll n.1 - T05	1,98E+07	3 x 1 x 150	0,27	36	3,80	326,18	0,91
T05 - T01	1,32E+07	3 x 1 x 95	0,41	36	4,20	364,97	1,01
T01 - T14	6,60E+06	3 x 1 x 50	0,83	36	2,10	184,71	0,51

6.2 Protezione dei circuiti a 36 kV

Le unità di protezione elettrica dei circuiti a 36 kV 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 a 36 kV;
- 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

- 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 11-17: Impianti di produzione, trasmissione e distribuzione pubblica di energia elettrica. Linee in cavo.
- CEI 20-89: Guida all'uso e all'installazione dei cavi elettrici e degli accessori di MT.
- CEI 64-8: Impianti elettrici utilizzatori a tensione nominale non superiore a 1000 V in corrente alternata e a 1500 V in corrente continua.

7.2 Norme ARERA

- 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);
 - Deliberazione 14 marzo 2023. 99/2023/r/eel. Verifica delle proposte di aggiornamento del capitolo 1, sezione 1c, degli allegati A.17 e A.68 e delle proposte del nuovo allegato A.79 al codice di trasmissione, dispacciamento, sviluppo e sicurezza della rete di Terna s.p.a.

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. Centrali Eoliche. Condizioni generali di connessione alle reti AT. Sistemi di protezione regolazione e controllo. Allegato A.17. Rev. 03. Marzo 2023.