REGIONE LIGURIA

REGIONE LIGURIA

PROVINCIA DI SAVONA

COMUNE DI CAIRO MONTENOTTE

OGGETTO

PROGETTO PER LA REALIZZAZIONE DI UN IMPIANTO EOLICO COMPOSTO DA 7 AEROGENERATORI PER UNA POTENZA COMPLESSIVA PARI A 29,4 MW DENOMINATO "BRIC MUND" DA REALIZZARSI NEL COMUNE DI CAIRO MONTENOTTE (SV) IN LOCALITÁ CAMPONUOVO E DELLE OPERE CONNESSE E INFRASTRUTTURE INDISPENSABILI ALL'ESERCIZIO DELLE STESSE SITE NEI TERRITORI DI CARCARE (SV), ALTARE (SV) E MALLARE (SV)

PROGETTO DEFINITIVO

PROPONENTE

Statkraft

SKI W A3 S.R.L.
Società soggetta ad attività di direzione e coordinamento di Statkraft AS

Partita IVA 11412940964
C.F. 12655750961

Foro Buonaparte 60
20121 Milano

TITOLO

RELAZIONE CAVIDOTTO E SCHEMA A BLOCCHI

PROGETTISTA

Dott. Ing. Girolamo Gorgone

Collaboratori

Ing. Gioacchino Ruisi
Ing. Giuseppina Brucato
Ing. Francesco Lipari
Dott. Agr. e For. Michele Virzì
Dott. Haritiana Ratsimba
Dott. Andrea Licata
Dott. Federica Ferrante
Dott. Annalisa Scardamaglia
Barbara Gorgone

CODICE ELABORATO

SKC_R_04_A_C_A_1

SCALA

Girolamo Gorgone
15.12.2025 18:58:11 GMT+02:00

n°.Rev.	DESCRIZIONE REVISIONE	DATA	ELABORATO	VERIFICATO	APPROVATO

Rif. PROGETTO

N.

NOME FILE DI STAMPA

SCALA DI STAMPA DA FILE

COPYRIGHT STATKRAFT- TUTTI I DIRITTI SONO RISERVATI A NORMA DI LEGGE

Sommario

PREMESSA 5

1 INTRODUZIONE AL PROGETTO 5

1.1 Inquadramento territoriale 5

1.2 Scopo del documento 10

1.3 Aerogeneratori 10

1.4 Percorso del cavidotto AT 12

1.5 Soluzione tecnica minima generale (STMG) 13

2 NORMATIVE DI RIFERIMENTO 13

3 GLOSSARIO E DEFINIZIONI 14

4 COLLEGAMENTI AT 16

4.1 Disposizioni particolari per la posa 21

4.2 Modalità di posa dei cavi 23

4.3 Servitù di cavidotto 24

4.4 Sistema di telecomunicazione 24

5 CARATTERISTICHE DELLE LINEE DI COLLEGAMENTO 25

6 METODOLOGIA E VERIFICA LINEA CAVI INTERRATI 31

6.1 Generale 31

6.2 Corrente nominale di impiego 31

6.3 Capacità di corrente dei cavi utilizzati 32

6.4 Fattore di correzione 34

6.5 Convalida per corrente di generazione 37

6.6 Dimensionamento delle perdite in Corrente Alternata (AC) 37

6.7 Dimensionamento del cortocircuito 38

6.8 Dimensionamento della caduta di tensione 39

7 SCHEMA A BLOCCHI 41

8 RISULTATI 41

9 CONCLUSIONE 42

INDICE DELLE FIGURE

Figura 1 - - Inquadramento generale su IGM 9
Figura 2 - Schema tipo di funzionamento di un aerogeneratore, fonte www.e-nsight.com 11
Figura 3 - Fondazioni in calcestruzzo armato a plinto diretto o su pali 12
Figura 4 - Planimetria cavi su CTR 12
Figura 5 - Protezioni degli aerogeneratori, fonte codice di rete Terna 17
Figura 6 - Sezione tipo cavidotti 36 kV 20
Figura 7 - Schema risoluzione interferenze 22
Figura 8 - Attraversamento corso d'acqua mediante staffaggio su ponte 22
Figura 9 - Particolare buca giunti 24
Figura 10 - Esempio di cavo in fibra ottica 25
Figura 11 - Scheda tecnica cavo 27
Figura 12 - Scheda tecnica cavo 29
Figura 13 - Sezione trifoglio 33
Figura 14 - Valori di portata effettiva per ogni circuito 36
Figura 15 - Verifica capacità di esportazione della massima potenza 37
Figura 16 - Valori di perdita di potenza del sistema 38
Figura 17 - Valori di cadute di tensione 40
Figura 18 - Schema a blocchi - sezione a monte della cabina di raccolta e sezionamento utente 41
Figura 19 - Schema a blocchi - sezione a valle della cabina di raccolta e sezionamento utente 41
Figura 20 - Valori finali 42

INDICE DELLE TABELLE

Tabella 1. coordinate mediane d'impianto 6
Tabella 2 - Inquadramento geografico-catastale del parco eolico 7
Tabella 3 - Tabella delle lunghezze tratti ove è previsto il passaggio del cavidotto interrato 8
Tabella 4 - Specifiche aerogeneratore 10
Tabella 5 - Temperatura massima del conduttore per diversi tipi di composti isolante 31
Tabella 6 - Corrente nominale per cavi unipolari con isolante in XLPE - tensione nominale da 3,6 kV a 18/30 kV - conduttore in alluminio 32
Tabella 7 - Fattori correttivi per temperature ambiente al suolo diverse da 20° 34

Tabella 8 - Fattori di correzione per gruppi di circuiti trifase unipolari posati direttamente nel terreno 35

Tabella 9 - Fattori correttivi per profondità di posa diverse da 0,8 m per cavi interrati diretti..... 35

Tabella 10 - Fattori correttivi per le resistività termiche del suolo diverse da quelle dei cavi unipolari interrati..... 36

Tabella 11 - Valori di B, Q_e, Q_{20} dei materiali..... 39

PREMESSA

Il presente documento costituisce la **relazione cavidotto e schema a blocchi**, relativa al Progetto definitivo per la realizzazione di un impianto eolico composto da 7 aerogeneratori da 4,2 MW ciascuno, per una potenza nominale complessiva di 29,4 MW. Ogni aerogeneratore, servito da un piazzale di sosta e manovra, è collegato agli altri mediante piste di accesso (in parte su tracciati viari già esistenti) necessarie tanto all'attività di realizzazione che di successiva manutenzione dell'impianto. Un cavidotto interrato in alta tensione collegherà le turbine alla futura Stazione Elettrica (SE) di Trasformazione a 380/132/36 kV da inserire in entra - esce alla linea RTN a 380 kV "Magliano - Vado Ligure".

L'area interessata dal parco eolico ricade nella provincia di Savona in Liguria e più specificatamente nel territorio comunale di Cairo Montenotte (SV), il cavidotto di connessione ricade interamente nei territori di Cairo Montenotte (SV), Carcare (SV), Altare (SV) e Mallare (SV). La futura stazione di connessione alla RTN si localizza nel territorio di Mallare (SV) in località Peirano.

L'azienda proponente l'iniziativa fa parte del gruppo **Statkraft**, società internazionale leader nel settore idroelettrico e il più grande produttore di energia rinnovabile in Europa. Il Gruppo produce energia idroelettrica, eolica, solare, da gas e fornisce teleriscaldamento. Statkraft è un'azienda globale nella gestione dei mercati elettrici e conta oltre 6000 dipendenti in più di 20 paesi tra cui l'Italia.

1 INTRODUZIONE AL PROGETTO

1.1 Inquadramento territoriale

Il parco eolico in progetto e le infrastrutture indispensabili all'esercizio dello stesso ricadono nel territorio comunale di Cairo Montenotte (SV), ricadente nella provincia di Savona. Il cavidotto di connessione Interessa i comuni di Cairo Montenotte (SV), Carcare (SV), Altare (SV) e Mallare (SV) mentre la Futura stazione di connessione alla RTN, ricade nel territorio comunale di Mallare (SV).

Con riferimento alla cartografia della serie IGM 25V in scala 1:25000 il parco eolico (inteso come l'insieme degli aerogeneratori e delle piste che li collegano) e le relative opere indispensabili all'esercizio dello stesso ricadono nei Fogli 81 II-SO Cairo Montenotte, 81 II-SE Altare, 92 I-NO Mallare e 92 I-NE Vado Ligure.

In relazione alla Carta Tecnica Regionale della Liguria in scala 1:10000 il parco eolico (inteso come l'insieme degli aerogeneratori e delle piste che li collegano) e le opere di trasformazione e connessione ricadono nei Fogli 211160 Rocchetta Cairo, 212130 Giusvalla, 228040 Cairo Montenotte, 229010 Pra Sottano, 228080 Pallare.

Il sito del parco eolico è localizzato a circa 3,7 km a sud-est del centro abitato di Cairo Montenotte (SV) e a circa 4,5 km a nord-est di Carcare (SV). L'area risulta agevolmente raggiungibile da Genova percorrendo l'autostrada E25, proseguendo lungo la E80 fino a Savona e successivamente imboccando la E717. All'altezza del casello di Altare si accede alla NSA 338, per poi proseguire lungo la SP29 in direzione Cairo Montenotte (SV). Dal centro abitato, il sito è raggiungibile attraverso la strada comunale Camponuovo.

Il sito di impianto presenta una morfologia prevalentemente collinare-montuosa, con quote altimetriche comprese tra i 533 m s.l.m. in corrispondenza della postazione WTG05 e i 641 m s.l.m. in corrispondenza della postazione WTG01. Le aree individuate per l'installazione degli aerogeneratori risultano attualmente destinate prevalentemente a bosco a prevalenza di castagno, utilizzato a fini di arboricoltura da legno.

A livello geografico il sito si localizza alle coordinate (identificate da un punto mediano d'impianto):

Tabella 1. coordinate mediane d'impianto

WGS84	
N	44°23'27.51"N
E	8°19'26.48"E

Di seguito si riporta una tabella riassuntiva che permette di identificare: modello, denominazione e posizione geografica degli aerogeneratori che compongono il Parco eolico di progetto.

Tabella 2 - Inquadramento geografico-catastale del parco eolico

INQUADRAMENTO TERRITORIALE		
	PARCO EOLICO	PUNTO DI CONNESSIONE
Località impianto	Camponuovo	Peirano
Comuni interessati	Cairo Montenotte (SV)	Mallare (SV)
Inquadramento CTR	211160 Rocchetta Cairo 212130 Giusvalla 228040 Cairo Montenotte 229010 Pra Sottano	228080 Pallare
Inquadramento IGM	81 II-SO Cairo Montenotte 81 II-SE Altare	92 I-NO Mallare

CARATTERISTICHE DELLE TURBINE	
Modello	Vestas V150 o similare/equivalente
Potenza nominale	4,5 MW Limitate 4,2 MW
Dimensioni	Altezza del mozzo dal piano di campagna: fino a 105 m
	Diametro del rotore fino a 150 m
	Altezza totale dell'aerogeneratore: fino a 180 m

NUMERO E LOCALIZZAZIONE DELLE TURBINE						
Codice turbina	Comune	Foglio	Particella	Coordinate WGS84 (Lat. - Long.)		Quota (m s.l.m.)
CM-01	Cairo Montenotte (SV)	38	81	44°24'5.18"N	8°19'36.40"E	641,80
CM-02	Cairo Montenotte (SV)	55	3	44°23'44.59"N	8°20'0.72"E	632,49
CM-03	Cairo Montenotte (SV)	54	24	44°23'28.07"N	8°19'24.66"E	547,49
CM-04	Cairo Montenotte (SV)	53	113	44°23'31.36"N	8°18'53.21"E	608,18
CM-05	Cairo Montenotte (SV)	54	35	44°23'4.49"N	8°19'19.88"E	508,52
CM-06	Cairo Montenotte (SV)	72	152	44°22'49.81"N	8°19'17.16"E	533,02
CM-07	Cairo Montenotte (SV)	72	152	44°22'34.43"N	8°19'12.39"E	560,15

Nella successiva fase di progettazione esecutiva le specifiche tecniche delle turbine eoliche potranno variare sulla base di valutazioni tecniche, ottimizzazioni progettuali, disponibilità di mercato ed evoluzione dell'offerta commerciale al momento dell'approvvigionamento. Tali possibili variazioni, tuttavia, non inficeranno le caratteristiche progettuali di base (*e.g.* caratteristiche dimensionali) e le relative valutazioni ambientali presentate in questa fase.

Tabella 3 - Tabella delle lunghezze tratti ove è previsto il passaggio del cavidotto interrato

Comune	Strada percorsa	Tipologia di sedime	Distanza [m]	Tipologia cavidotto
Cairo Montenotte (SV)	Strada bianca	piazzale/pista	107,50	AT
Cairo Montenotte (SV)	N.r.	sterrato	1746,12	
Cairo Montenotte (SV)	N.r.	piazzale/pista	86,50	
Cairo Montenotte (SV)	N.r.	terreno	837,94	
Cairo Montenotte (SV)	Strada camponuovo	sterrato	156,11	
Cairo Montenotte (SV)	N.r.	sterrato	308,42	
Cairo Montenotte (SV)	Strada bianca	piazzale/pista	1046,92	
Cairo Montenotte (SV)	Strada bianca	piazzale/pista	60,28	
Cairo Montenotte (SV)	Strada bianca	piazzale/pista	424,48	
Cairo Montenotte (SV)	N.r.	sterrato	88,37	
Cairo Montenotte (SV)	N.r.	sterrato	1160,27	
Cairo Montenotte (SV)	N.r.	sterrato	518,07	
Cairo Montenotte (SV)	N.r.	piazzale/pista	659,97	
Cairo Montenotte (SV)	N.r.	terreno	929,46	
Cairo Montenotte (SV)	Via Italia	asfalto	1564,44	
Cairo Montenotte (SV)	Viale della Libertà	asfalto	1554,71	
Cairo Montenotte (SV)	Viale della Libertà	terreno	153,85	
Cairo Montenotte (SV)	Viale della Libertà	asfalto	825,86	
Cairo Montenotte (SV)	SP 61	asfalto	851,08	
Carcare (SV)	SP 61	asfalto	158,64	
Altare (SV)	SP 29	asfalto	1268,10	
Altare (SV)	Via Fornace	asfalto	288,02	
Altare (SV)	Strada Castellaro (via Mallare)	asfalto	88,14	
Altare (SV)	Strada Isola Grande	asfalto	1419,22	
Altare (SV)	N.r.	terreno	55,75	
Altare (SV)	SP 5	asfalto	809,07	
Mallare (SV)	SP 5	asfalto	83,14	
Mallare (SV)	N.r.	terreno	117,21	
Lunghezza totale cavidotto in alta tensione: 17367,64 m				

OPERE ACCESSORIE	
Piste di impianto	1636 m (piste di nuova realizzazione)
Piazzale di impianto (Permanente)	12496,14 m^2
Cavidotto interrato di connessione	17,37 km circa

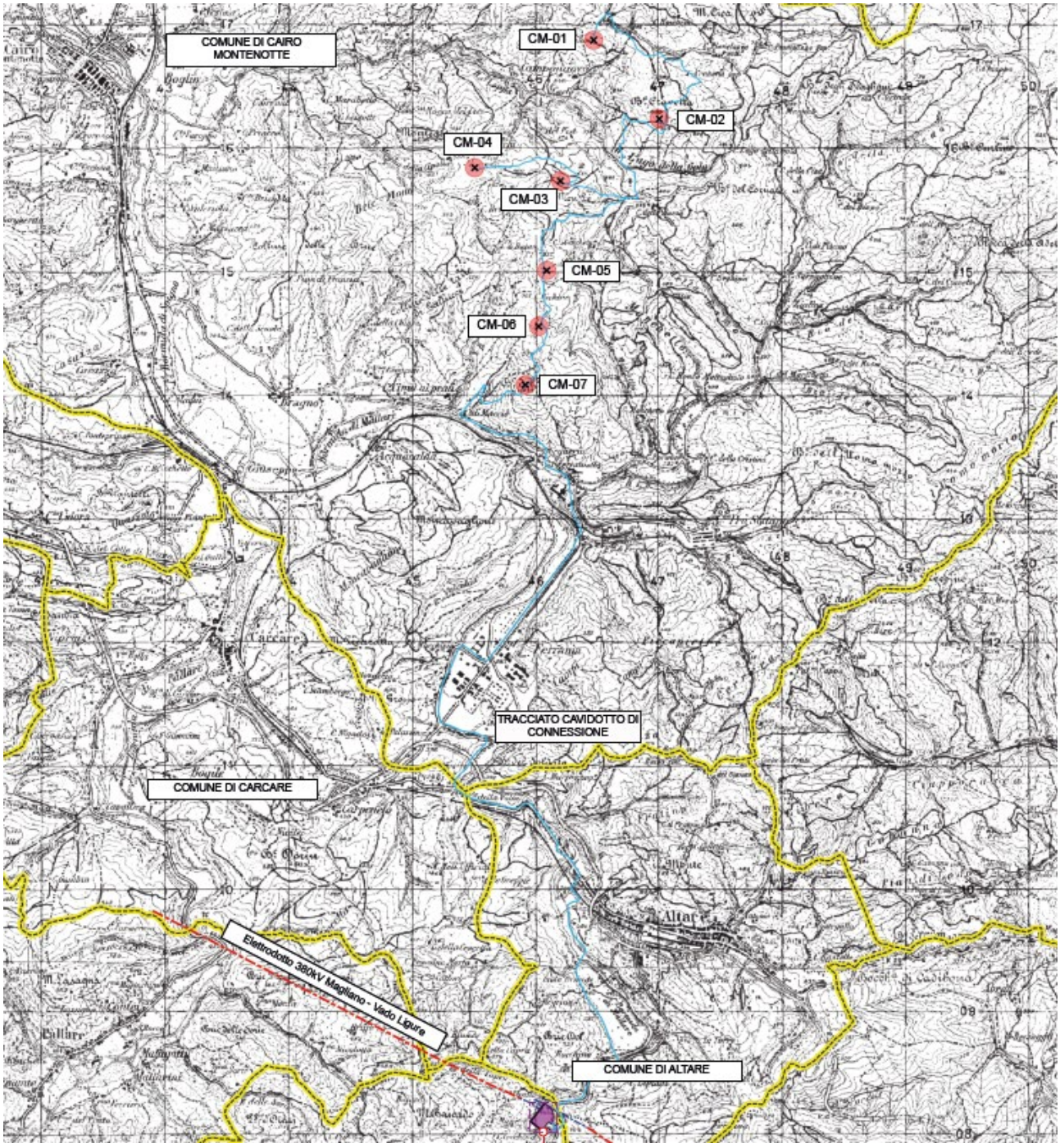


Figura 1 - - Inquadramento generale su IGM

1.2 Scopo del documento

Lo scopo principale della presente relazione è determinare e applicare i criteri necessari per l'appropriato dimensionamento del cavo di alta tensione (AT) per la connessione alla Cabina di raccolta e sezionamento utente, anche detta SSE utente o SSEU e operante alla tensione di 36 kV. Il presente elaborato è relativo ad un impianto di generazione energetica da fonte eolica per una potenza nominale complessiva pari a 29,4 MW, conforme ai requisiti stabiliti dalle norme e considerando, inoltre, le condizioni ambientali e le caratteristiche geofisiche del terreno.

Di seguito una tabella riassuntiva delle specifiche generati:

Tabella 4 - Specifiche aerogeneratore

POTENZA AEROGENERATORI (CADAUNO)	4,2 MW
TEMPERATURE ESTREME DI ESERCIZIO	-30°C / +45°C
POTENZA COMPLESSIVA	29,4 MW
TENSIONE IN EMISSIONE	36 kV
MAX. CADUTA DI TENSIONE AMMISSIBILE CAVIDOTTO AC	1,5 %

1.3 Aerogeneratori

L'aerogeneratore si compone di una **torre tubolare** ancorata al suolo, cui è fissata la **navicella** (o gondola) costituita da un basamento e da un involucro esterno. All'interno della navicella si trovano:

- L'albero di trasmissione lento (o albero principale);
- Il moltiplicatore di giri;
- L'albero veloce;
- Il generatore elettrico;
- I dispositivi ausiliari.

Cavi elettrici convogliano al suolo l'energia elettrica generata nella rotazione del rotore al trasformatore posto nella navicella stessa per l'innalzamento di tensione della corrente. La corrente in uscita dal trasformatore a 36 kV è quindi condotta mediante cavidotti AT in alluminio interrati alla stazione di utente (SSEU) e successivamente mediante cavidotti AT in rame alla Stazione di connessione alla RTN.

La torre è accessibile attraverso una scala metallica che conduce alla porta di ingresso, posta a circa 3 metri dal livello del suolo. Attraverso un sistema di scale a pioli, provviste di sistema di risalita di sicurezza ad argano o piattaforma elevatrice del tipo a montacarichi; e pianerottoli di sosta posti

all'interno della torre è possibile arrivare alla navicella per i necessari interventi di ispezione e manutenzione. Per ulteriori dettagli sull'aerogeneratore si rimanda alla Relazione tecnica ed agli elaborati di Progetto definitivo.

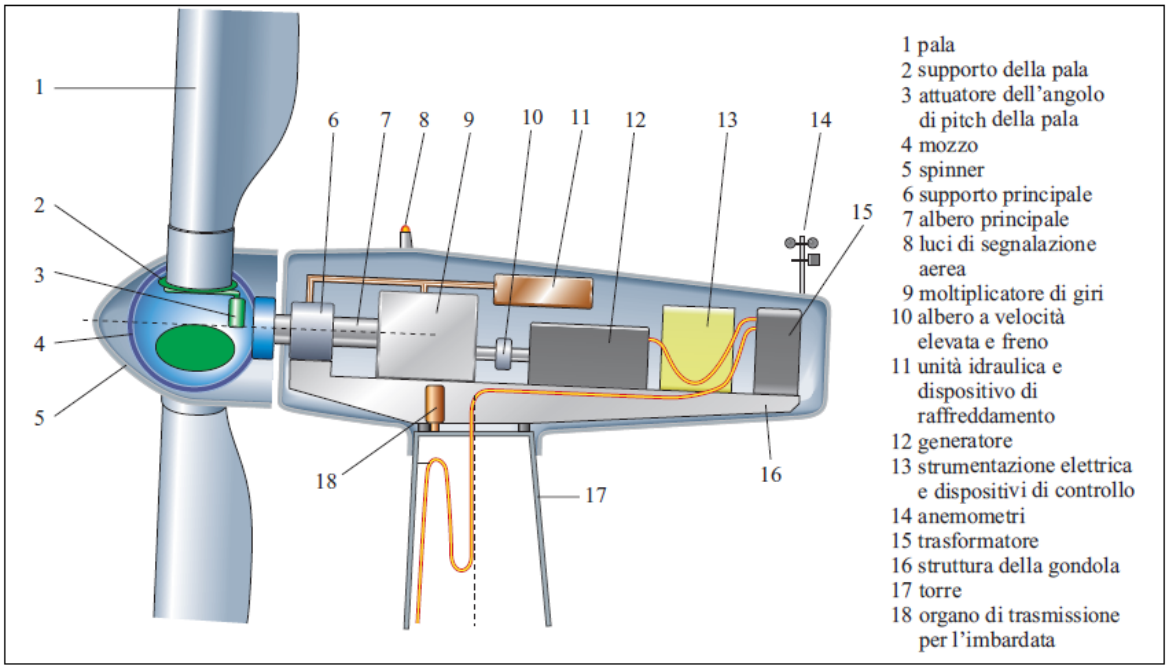


Figura 2 - Schema tipo di funzionamento di un aerogeneratore, fonte www.e-nsight.com

A seconda dei risultati delle indagini geognostiche atte a valutare la consistenza stratigrafica del terreno, le fondazioni in calcestruzzo armato potranno essere a plinto diretto o su pali.

Il piano di posa del plinto di fondazione sarà ad una profondità tale da non ricadere in zona ove risultino apprezzabili le variazioni stagionali del livello idrico. Nel caso si ricorra a fondazione su pali, la loro profondità di infissione potrà essere determinata solo a valle delle opportune indagini geotecniche.

Tutte le opere in c.a. saranno realizzate in accordo alle prescrizioni contenute nella Legge n. 1086 del 5/11/1971 e successivo D.P.R. 6 giugno 2001, n. 380. Per ulteriori dettagli si rimanda agli elaborati di Progetto definitivo.

Per la realizzazione dell'opera in oggetto, le operazioni di scavo saranno condotte mediante l'impiego di pala meccanica, equipaggiata con benna liscia o dentata e trivella, in funzione delle specifiche esigenze di cantiere e delle caratteristiche geotecniche dei terreni interessati.

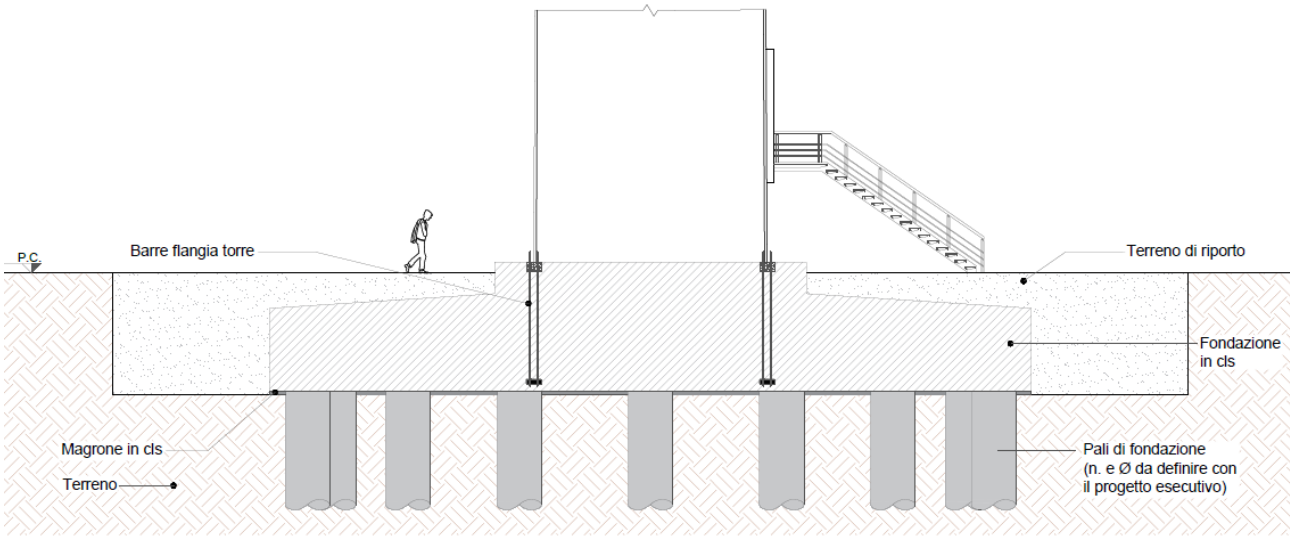


Figura 3 - Fondazioni in calcestruzzo armato a plinto diretto o su pali

1.4 Percorso del cavidotto AT

L'immagine seguente mostra la planimetria generale del progetto con evidenza dei cavidotti esterni all'impianto e degli elettrodotti aerei attraversati:

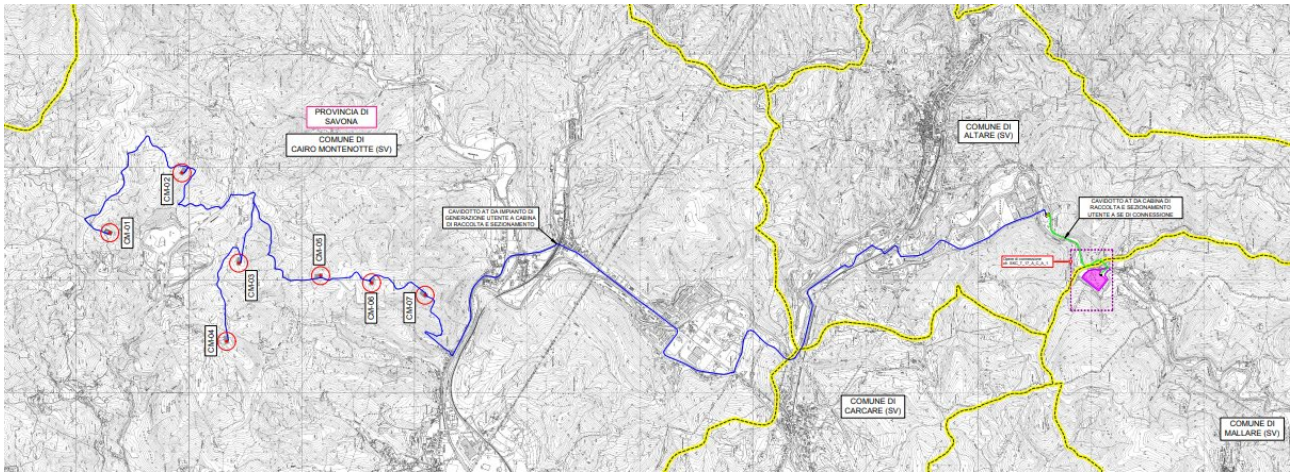


Figura 4 - Planimetria cavi su CTR

Per il passaggio del cavidotto si terrà conto di portare avanti l'acquisizione del diritto del passaggio del cavidotto e di comunicare, e concordare preventivamente ogni intervento ai proprietari. In particolare non si realizzeranno opere che ostacolino le attività di manutenzione ed esercizio degli elettrodotti aerei; opere che modifichino l'andamento dei livelli del terreno. Il passaggio del cavidotto

è interrato e pertanto al di sotto del piano stradale per cui non saranno interessate in alcun modo le aree sottostanti linee aeree, nel rispetto del D.M. 449 del 21 marzo 1988 e successive modifiche ed integrazioni. Il passaggio del cavidotto interesserà delle interferenze con altri sottoservizi per cui, caso per caso si procederà al contatto dell'ente e ad adottare le opportune precauzioni per l'installazione del cavo.

1.5 Soluzione tecnica minima generale (STMG)

A seguito di richiesta di connessione effettuata dal soggetto proponente, per la società Statkraft S.p.A., è stata individuata da Terna S.p.A. la soluzione tecnica minima generale emessa in data 29/07/2024 e avente come codice pratica: **202403316**

La STMG prevede che l'impianto eolico in oggetto venga collegato *"in antenna a 36 kV con la futura Stazione Elettrica (SE) di Trasformazione a 380/132/36 kV da inserire in entra – esce alla linea RTN a 380 kV "Magliano – Vado Ligure".*

Ai sensi dell'art. 21 dell'allegato A alla deliberazione Arg/elt/99/08 e s.m.i. dell'Autorità di Regolazione per Energia Reti e Ambiente, Vi comunichiamo che il/i nuovo/i elettrodotto/i a 36 kV per il collegamento in antenna del Vs. impianto sulla Stazione Elettrica della RTN costituisce/costituiscono impianto di utenza per la connessione, mentre lo/gli stallo/i di arrivo produttore a 36 kV nella suddetta stazione costituisce/costituiscono impianto di rete per la connessione".

2 NORMATIVE DI RIFERIMENTO

- **IEC 60287-1-1/A1**: Cavi elettrici - Calcolo della portata di corrente - Parte 1-1: Equazioni della portata di corrente (fattore di carico 100 %) e calcolo delle perdite - Generale;
- **IEC 60287-2-1**: Cavi elettrici - Calcolo della portata di corrente - Parte 2-1: Resistenza termica - Calcolo della resistenza termica;
- **IEC 60228**: Conduttori di cavi isolati;
- **IEC 60502-2**: Cavi elettrici con isolamento estruso e loro accessori per tensioni nominali da 1 kV (Um = 1,2 kV) a 30 kV (Um = 36 kV) - Parte 2: Cavi per tensioni nominali da 6 kV (Um = 7,2 kV) a 30 kV (Um = 36 kV).
- **IEEE 575-2014**: Guida per il collegamento delle schermature dei cavi di potenza a conduttore singolo con tensione nominale da 5kV a 500kV.

- **IEC 60949:1988/AMD1:2008** Calcolo delle correnti di cortocircuito termicamente ammissibili, tenendo conto degli effetti del riscaldamento non adiabatico.
- **IEC 60140-1**: edizione 4, aspetti riguardanti gli impianti di energia eolica, inclusi i criteri di progettazione, le condizioni di carico, le misurazioni, i test e le procedure di valutazione delle prestazioni.
- **IEC 60140-6**: edizione 1, progettazione, valutazione e conformità delle turbine eoliche.
- **IEC 61400**: aspetti relativi alla progettazione e alla verifica della sicurezza di un sistema di controllo per le turbine eoliche;
- **EN ISO 13849-1:2023:** livello di prestazione necessario per il sistema di comando in modo che possa garantire la sicurezza del personale coinvolto nell'uso delle macchine
- **EN 60204-1:2018:** "Sicurezza del macchinario - Equipaggiamento elettrico delle macchine- Parte 1: Regole generali"

3 GLOSSARIO E DEFINIZIONI

- **Tensione**: grandezza fisica che quantifica la differenza di potenziale elettrico tra due punti;
- **Tensione massima del sistema**: valore massimo di tensione ammissibile in un determinato momento e in qualsiasi punto del sistema, in condizioni di funzionamento normali;
- **Tensione nominale**: tensione con cui viene designato il sistema e a cui si riferiscono alcune delle sue caratteristiche di funzionamento;
- **Media tensione (MT)**: sistemi con tensioni superiori a 1kV con un massimo di 30kV;
- **Alta tensione (AT)**: sistemi con tensioni superiori a 30kV con un massimo di 220kV;
- **Altissima tensione (AAT)**: sistemi con tensioni superiori a 220kV;
- **Turbina eolica**: una turbina eolica è un dispositivo che converte l'energia cinetica del vento in energia elettrica. A tal fine, utilizza pale che ruotano sotto l'azione del vento e trasmettono il loro movimento a un generatore.
- **Alimentatore**: tutti i conduttori di un circuito tra l'apparecchiatura di origine del generatore e la protezione da sovracorrenti.
- **Portata/Ampacity**: intensità massima di corrente che può essere stabilita costantemente attraverso un conduttore senza superare i limiti di temperatura che influenzano le caratteristiche fisiche ed elettriche del conduttore. Questa corrente varia a seconda delle condizioni di installazione;
- **Carico (elettrico)**: la potenza installata o richiesta su un alimentatore;

- **Resistività termica:** la resistività termica è una proprietà fisica dei materiali che misura la capacità di opporsi al passaggio del calore. Nel Sistema Internazionale di Unità di Misura, la resistività termica è misurata in K-m/W;
- **S (kVA)**: potenza apparente. Somma dell'energia dissipata dal circuito in un certo tempo sotto forma di calore o lavoro e dell'energia utilizzata per la formazione dei campi elettrici e magnetici dei suoi componenti;
- **cos ρ**: fattore di potenza, rapporto tra potenza attiva e reattiva;
- **Sezione (mm^2)**: area della sezione trasversale di un conduttore elettrico;
- **R (Ω/km)**: resistenza del conduttore a 90°C in corrente alternata (CA);
- **X (Ω/km)**: reattanza del conduttore a 90°C in corrente alternata;
- **ΔV (V)**: caduta di tensione su un alimentatore o un circuito, in volt;
- **ΔV%**: caduta di tensione su un alimentatore o un circuito, in percentuale;
- **%PJ = 3I^2R**: percentuale delle perdite di potenza dovute all'effetto Joule;
- **Iz (A)**: portata/ampacity nominale del conduttore elettrico;
- **Iz' (A)**: portata/ampacity nominale del conduttore elettrico dopo l'applicazione dei fattori di correzione;
- **K**: Costante del materiale conduttivo (Tabella 43A, IEC 60364-4-43);
- k_1: Fattore di correzione da applicare quando la temperatura del suolo è diversa da 20°C (Tabella B.11, IEC 60502-2);
- k_2: Fattore correttivo da applicare per gruppi di circuiti posati nella stessa trincea (Tabella B.19, IEC 60502-2);
- k_3: Fattore di correzione da applicare quando la profondità di interramento è diversa da 0,8 m (Tabella B.12, IEC 60502-2);
- k_4: Fattore di correzione da applicare quando la resistività termica del terreno è diversa da 1,5 K·m/W (Tabella B.14, IEC 60502-2);
- $\Delta\theta$: Aumento della temperatura del conduttore elettrico rispetto alla temperatura ambiente (K);
- T_1: Resistività termica tra un conduttore e il suo isolante (m.K/W);
- T_2: Resistività termica tra l'isolante e la sua armatura (m.K/W);
- T_3: Resistività termica del rivestimento (m.K/W);
- T_4: Resistività termica tra la superficie del cavo e il fluido (m.K/W);
- **R**: Resistenza elettrica CA del conduttore alla massima temperatura di esercizio (Ω/m);
- **R'**: Resistenza elettrica CD del conduttore alla massima temperatura di esercizio (Ω/m);
- **Wd**: Perdite dielettriche dell'isolamento (W/m);

- λ_1: Rapporto tra le perdite nella guaina metallica e le perdite totali in tutti i conduttori di quel cavo. Si considera zero (0) perché il cavo non è armato;
- λ_2: Rapporto tra le perdite di armatura e le perdite di tutti i conduttori del cavo. Si considera zero (0) perché il cavo non è armato.

4 COLLEGAMENTI AT

La progettazione ha evidenziato l'esigenza di un elettrodotto in cavo che collega la SSE Utente al Parco Eolico con due dorsali indipendenti (collegamento di tre o quattro aerogeneratori in serie) della lunghezza complessiva rispettivamente di 14,46 km e 12,85 km, costituiti da una o due terne di cavi in alluminio, di sezione da 300 o 500 mm² per singola dorsale.

Il cavidotto finale per il tratto in collegamento del parco eolico alla SSE utente sarà pertanto composto da tre terne di cavi unipolari disposti a trifoglio, nella configurazione 3x1x500 mm^2 per la dorsale 1 (LN 1) e 3x2x300 mm^2 per la dorsale 2 (LN 2).

La progettazione del collegamento in cavo che collega la SSE Utente alla SE Terna ha evidenziato l'esigenza di un'unica dorsale della lunghezza complessiva rispettivamente di 0,97 km, costituita da una terna di cavi in rame di sezione da 630 mm².

La progettazione è stata eseguita in accordo ai parametri elettrici specificati nel seguito, in particolare la scelta del cavo è stata eseguita in relazione alla tensione di impiego ed alle condizioni di carico previste ed in relazione alla tipologia di posa ipotizzata. La rete AT è stata prevista con esercizio a neutro isolato.

In tale configurazione, in caso di guasto a terra, la corrente di guasto in media tensione è dell'ordine di Ig = U 0,2 L

Ove: *U* è la tensione di esercizio in kV;

L è la lunghezza complessiva dei cavi in km.

Nel caso in esame, ai fini della stima della corrente di guasto a terra Ig, essendo i quattro aerogeneratori alimentati da quattro trasformatori distinti occorre distinguere le linee.

Il sistema più esteso è rappresentato dall'aerogeneratore CM-05 distante circa 14,46 km dalla SSE, arrotondato in eccesso a 15 km considerati i dislivelli e le deviazioni a cui sarà soggetto il percorso in fase di realizzazione.

Si ottiene pertanto per l'aerogeneratore CM-05 una Ig = 36x0,2x(15) = 108 A. (da confermare in fase di realizzazione la effettiva estensione dell'impianto AT).

Centrale Eolica connessa alla rete AT- Protezioni aerogeneratori

PROTEZIONE	CAMPI DI REGOLAZIONE		TARATURE DI RIFERIMENTO			COMANDO
	Range di regolazione	Ritardo	SOGLIA	Valori di taratura	Ritardo	
Minima tensione (27G)	0,3 ÷ 1,0 V_{nG} (1)	0,0 ÷ 10,0 s	1ª soglia	85 % V_{nG} (1)	2,0 ÷ 2,8 s (2)	Arresto aerogeneratore con apertura interruttore 52G
		0,0 ÷ 10,0 s	2ª soglia (opzionale)	30% (3) V_{nG} (1)	0,85 s	
		0,0 ÷ 200,0 s	3ª soglia (opzionale)	90% V_{nG} (1)	60 s	
Massima tensione (59G)	1,0 ÷ 1,5 V_{nG} (1)	0,0 ÷ 10,0 s	1ª soglia	115 % V_{nG} (1)	1,0 s	
		0,0 ÷ 10,0 s	2ª soglia se presente)	120 % V_{nG} (1)	0,1 s	
		0,0 ÷ 200,0 s	3ª soglia (opzionale)	110 % V_{nG} (1)	60 s	
Minima frequenza (81G<) (4)	45,0 ÷ 50.0 Hz	0,0 ÷ 10,0 s	1ª soglia	47,5 Hz	4,0 s	
			2ª soglia	46,5 Hz	0,1 s(6)	
Massima frequenza (81G>) (5)	50,0 ÷ 53.0 Hz	0,0 ÷ 10,0 s	1ª soglia	51,5 Hz	1,0 s	
			2ª soglia	52.5 Hz	0,1 s(6)	

Note:

(1) V_{nG} è la tensione nominale dell'aerogeneratore;

(2) Valori di ritardo: 2,0 s per impianti connessi nelle reti a 132-150 kV; 2,8 s nelle reti a 220 kV;

(3) E' ammessa una diversa coppia di valori tensione e tempo purché coincidente con un punto del tratto inclinato della caratteristica di UVRT, riportata ai morsetti dell'aerogeneratore

(4) Tensione operativa raccomandata: 0,2 V_{nG}

(5) Tensione operativa raccomandata: 0,8 V_{nG}

(6) Sono accettate anche tarature con tempi di intervento superiori.

Figura 5 - Protezioni degli aerogeneratori, fonte codice di rete Terna

Le protezioni di terra devono essere in grado di rilevare tale guasto ed intervenire nei tempi previsti in accordo con la curva tempi-tensione di contatto massima di cui alle norme CEI 99-2 e 99-3.

Si prevede una taratura delle protezioni per guasto a terra di 2A e tempi di intervento non superiori a 1 sec (da verificare in fase esecutiva con i coordinamenti richiesti dal DSO).

Gli impianti di terra degli aerogeneratori devono essere dimensionati, ai fini delle protezioni contro i contatti indiretti in alta tensione, prevedendo, per sicurezza, una corrente di guasto a terra di 50 A e tempo di eliminazione del guasto pari a 1 sec.

Di seguito sono riportate le caratteristiche tecniche dei cavi di collegamento tra la SSE e gli aerogeneratori e tra due aerogeneratori, composte da cavi con sezioni da 300 e 500 mm² in alluminio:

Tipo di cavo ARE4H5E isolamento in XLPE 20,8/36 kV:

- 20,8/36 kV da 300 o 500 mm^2;

- Tensione nominale U_0 20,8 kV;
- Tensione nominale U 36 kV;
- Tensione di prova 2,5 U_0;
- Tensione massima U_m 42 kV;
- Temperatura massima di esercizio +90°C;
- Temperatura massima di corto circuito +250°C;
- Temperatura minima durante la posa (senza shock meccanico) -25°C;
- Minima curvatura durante la posa 14 D_{cavo};
- Portata per posa interrata a trifoglio di una terna di cavi da 300 mm^2: 419 A;
- Portata per posa interrata a trifoglio di una terna di cavi da 500 mm^2: 547 A.

Di seguito sono riportate le caratteristiche tecniche dei cavi di collegamento tra la SSE utente e la SE di connessione, composte da cavi con sezioni da 630 mm² in rame:

Tipo di cavo RG16H1R12 isolamento in HEPR 26/45 kV:

- 26/45 kV da 630 mm^2;
- Tensione nominale U_0 26 kV;
- Tensione nominale U 45 kV;
- Tensione massima U_m 52 kV;
- Temperatura massima di esercizio +90°C;
- Temperatura massima di corto circuito +250°C;
- Temperatura minima durante la posa (senza shock meccanico) 0°C;
- Minima curvatura durante la posa 14 D_{cavo};
- Portata per posa interrata a trifoglio di una terna di cavi da 630 mm^2: 835 A.

I cavi AT saranno interrati ad una profondità di 1,10 m ed installati in una trincea della profondità di circa 1,20 m (con profondità di scavo del cavidotto di 1,6 m nel caso di cavidotto su terreno agricolo) e posa su letto di sabbia vagliata di riutilizzo dagli scavi. Il cavidotto avrà sino a 3 terne in parallelo, con disposizione delle fasi a trifoglio, come rappresentato nella tavola *"SKC_T_41_A_D_A_1_Particolari costruttivi - Sezioni tipo cavidotti 36 kV".* Tali scelte progettuali

potranno variare in fase esecutiva ove si procederà ad una progettazione più puntuale di tutto il percorso del cavidotto.

Nello stesso scavo, sarà posata la fibra ottica e la linea di terra in corda di rame nudo da 50 mm^2 o 70 mm^2.

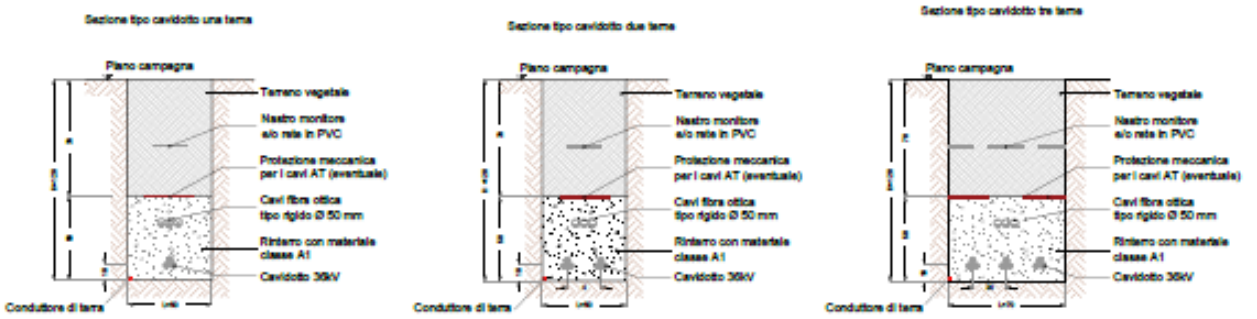
Tutti i cavi verranno alloggiati in cavidotto e saranno protetti e segnalati superiormente da una rete in PVC e/o da un nastro segnaletico, e, ove necessario, anche da una lastra di protezione in cemento armato dello spessore non inferiore a 6 cm. La restante parte della trincea verrà ulteriormente riempita con materiale di risulta e di riporto.

Qualora si rendesse necessario l'attraversamento di ponti e viadotti il cavo sarà alloggiato in apposite canalette ancorate alle stesse strutture o come meglio si riterrà opportuno, sempre in osservanza delle prescrizioni e norme vigenti.

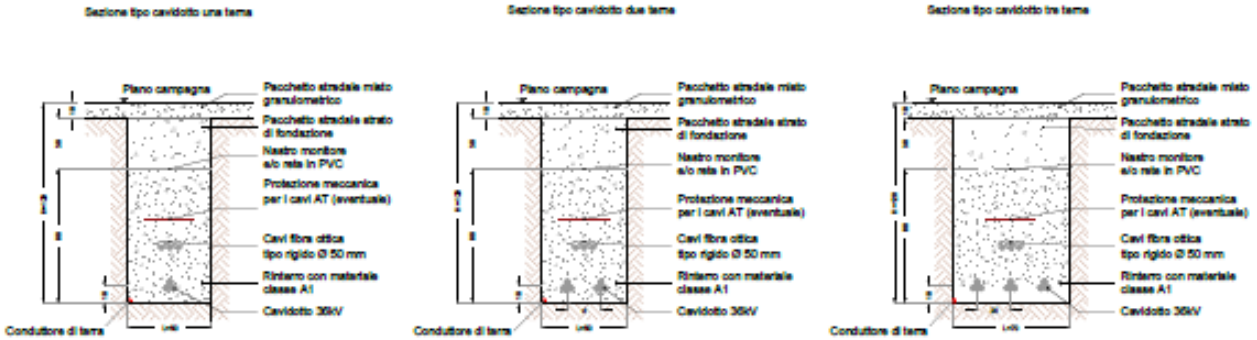
In corrispondenza dell'attraversamento di acquedotti, eventuali canali o altre linee elettriche o di telecomunicazione, l'installazione potrà essere realizzata con il sistema dello spingitubo o della perforazione teleguidata o come si riterrà più opportuno.

Il cavidotto sarà realizzato con scavo a sezione obbligata con mezzo meccanico utilizzando percorsi rettilinei o con cambiamenti di direzione di ampio raggio. Il fondo dello scavo sarà sistemato con sabbia fine dove sarà posato il cavo ed eventualmente protetto con coppone adatto a questo impiego. Il riempimento potrà riutilizzare il materiale di scavo. In ogni caso lo scavo riporterà in superficie le stesse condizioni esistenti prima dell'utilizzo: prato, terra compattata, strada sterrata o asfalto.

Per il collegamento, a seconda delle distanze da percorrere e dei lotti dei cavi disponibile in commercio in fase di realizzazione dell'impianto si stima che verranno utilizzate pezzature di cavo di lunghezza variabile da circa 400 m a circa 1000 m (in questa fase si stima 500 m). Tale scelta sarà effettuata in fase esecutiva in funzione delle esigenze di trasporto della bobina e delle forniture dei produttori. In ogni caso la scelta delle lunghezze dei cavi verrà stabilità in funzione di una pianificazione puntuale della posizione delle buche giunti in fase esecutiva e durante la realizzazione dei lavori. Si terrà conto di eventuali interferenze che si riscontreranno sia durante le attività di cantiere sia successivamente. Il tracciato effettivo sarà reso disponibile dalla D.L. prima di effettuare i lavori. Per le operazioni di posa sarà rispettato quanto riportato nelle immagini sotto indicate:



SEZIONE TIPO CAVIDOTTO 36 KV
SU STRADA STERRATA



SEZIONE TIPO CAVIDOTTO 36 KV
SU STRADA ASFALTATA

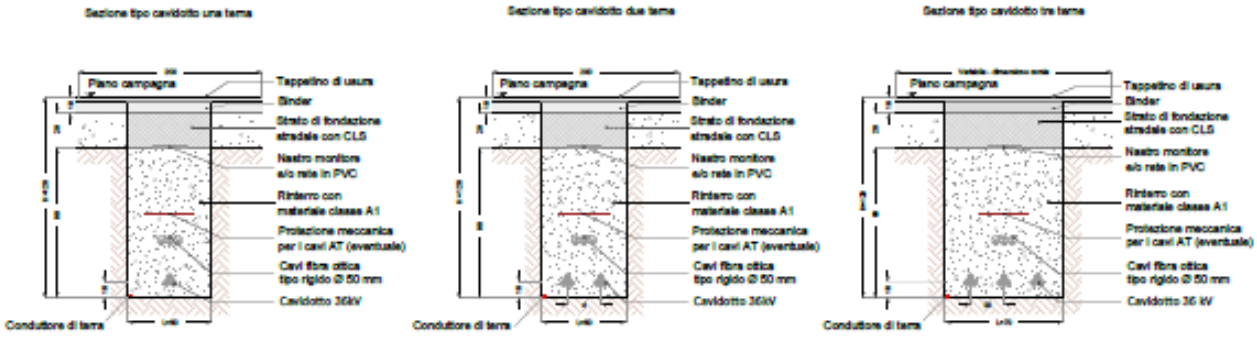


Figura 6 - Sezione tipo cavidotti 36 kV

4.1 Disposizioni particolari per la posa

Di seguito vengono indicate le prescrizioni da rispettare al verificarsi dei casi trattati.

Incrocio tra cavi di energia e cavi di telecomunicazioni

Il cavo di energia, di regola, deve essere posato inferiormente al cavo di telecomunicazione; la distanza tra due cavi non deve essere inferiore a 0,30 m. Deve essere realizzata sul cavo superiore, una protezione per una lunghezza non inferiore ad 1 m, simmetricamente rispetto all'altro cavo.

Tali dispositivi di protezione devono essere costituiti da involucri preferibilmente di acciaio zincato a caldo, sono ammessi involucri protettivi in PVC pesanti aventi caratteristiche meccaniche adeguate all'impiego.

Parallelismo tra cavi

Nei percorsi paralleli i cavi di energia e i cavi di telecomunicazione devono essere posati alla maggiore distanza possibile. Al limite minimo la distanza da rispettare deve essere non inferiore a 0,30 m misurata sulla proiezione dei cavi su un piano orizzontale.

Incroci tra cavi di energia e tubazioni metalliche interrate

L'incrocio fra cavi di energia e le tubazioni metalliche adibite al trasporto e alla distribuzione di fluidi (acquedotti, gasdotti) non deve essere effettuato sulla proiezione verticale di giunti non saldati. La distanza non deve essere inferiore a 0,5m.

Parallelismo tra cavi di energia e tubazioni metalliche

Nei percorsi paralleli i cavi di energia e le tubazioni metalliche devono essere posati alla maggiore distanza possibile. Al limite minimo la distanza da rispettare deve essere non inferiore a 0,30m misurata sulla proiezione dei cavi su un piano orizzontale.

Serbatoi di liquidi e gas infiammabili

Le superfici esterne dei cavi di energia interrati non devono distare meno di 1 m dalla superficie esterna di serbatoi.

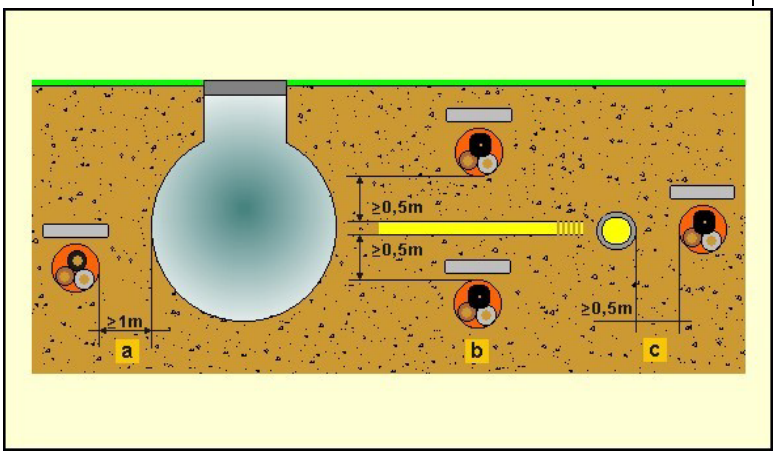


Figura 7 - Schema risoluzione interferenze

Incroci tra cavi di energia e tubazioni di gas con densità non superiore a 0,8 non drenante con pressione massima di esercizio > 5BAR

Nei casi di sovra e sottopasso tra canalizzazioni per cavi elettrici e tubazioni non drenante, la distanza in senso verticale fra le due superfici affacciate deve essere > = 1,50m.

In ogni caso deve essere evitato il contatto metallico tra le superfici affacciate.

Parallelismi tra cavi di energia e tubazioni di gas con densità non superiore a 0,8 non drenante con pressione massima di esercizio > 5BAR

La distanza minima tra le due superfici affacciate non deve essere inferiore alla profondità di interramento della condotta del gas, salvo l'impiego di diaframmi continui di separazione nei tipi sopra indicati.

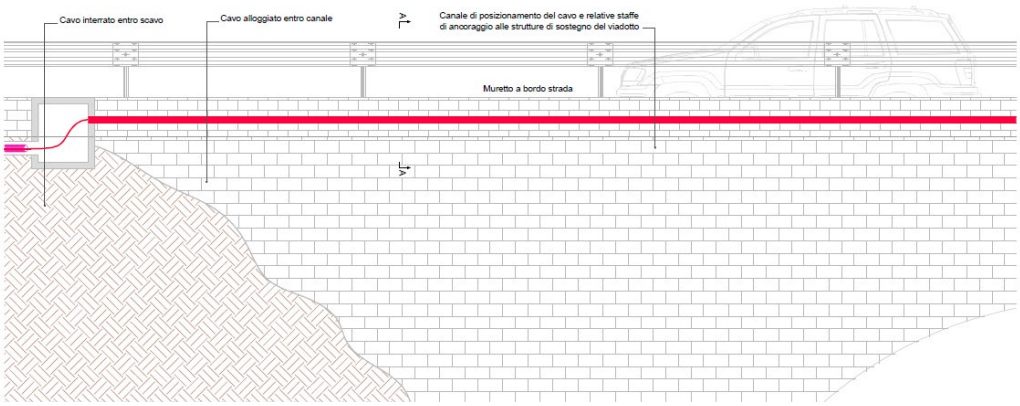


Figura 8 - Attraversamento corso d'acqua mediante staffaggio su ponte

4.2 Modalità di posa dei cavi

Tutti i cavi utilizzati per i collegamenti interni ed esterni all'impianto saranno di tipo schermato con conduttore in alluminio o rame. Essi, correranno interrati ed in via preferenziale lungo il tracciato delle piste di impianto e della rete stradale esterna. Le profondità di posa garantiscono la non interferenza dei cavidotti con l'attività agricola, qualora il tracciato dovesse attraversare zone di coltivazione.

I cavi di trasporto dell'energia elettrica prodotta verranno posati secondo la procedura qui descritta:

- Scavo di profondità e larghezza secondo quanto indicato negli elaborati di progetto eseguito con escavatore a benna cingolato o Trencher;
- Posa manuale o meccanizzata (con supporto di posacavi) dei cavi elettrici e del conduttore di terra (parte della rete di terra dell'impianto) sul fondo dello scavo;
- Rinterro parziale con sabbia lavata mediante pala meccanica compatta su ruote (tipo "minipala compatta");
- Posa manuale o meccanizzata, con supporto di posacavi, del tritubo per i cavi in fibra ottica;
- Ulteriore rinterro parziale con sabbia mediante pala meccanica compatta e posa manuale del nastro monitore;
- Eventuale posa di pozzetti prefabbricati mediante piccolo camion con gru;
- Rinterro e ripristino della pavimentazione esistente ove necessario fino alla quota preesistente mediante pala meccanica compatta; laddove ritenuto idoneo dalla Direzione lavori, il rinterro potrà avvenire con materiale proveniente dagli scavi previa opportuna selezione; il materiale che invece non potrà essere reinterrato e risulterà dunque in esubero verrà conferito in discarica.

Per garantire la stabilità del materiale compreso tra i cavi elettrici e il nastro monitore, il materiale di rinterro andrà rullato e compattato a strati di spessore non superiore a 25-30 cm prima della posa dello strato successivo fino alla posa del nastro monitore.

La posa dei cavi BT all'interno delle aree di stazione, per l'alimentazione di tutti i servizi ausiliari, inclusi i sistemi di illuminazione e sorveglianza, avrà posa in canaletta in c.l.s. armato prefabbricata e/o tubazione in PVC corrugato passa cavi con profondità dello scavo variabile.

La posa della rete di terra dell'impianto avviene contestualmente alla posa dei cavi. La rete di terra delle cabine in area stazione sarà realizzata tramite cavo di rame nudo posato sul fondo di trincee della profondità di 70-80 cm circa scavate lungo il perimetro delle cabine e su tutta l'area a formare

una griglia, con l'integrazione di dispersori (o picchetti). Anche questa attività di scavo richiederà l'uso di escavatore a benna.

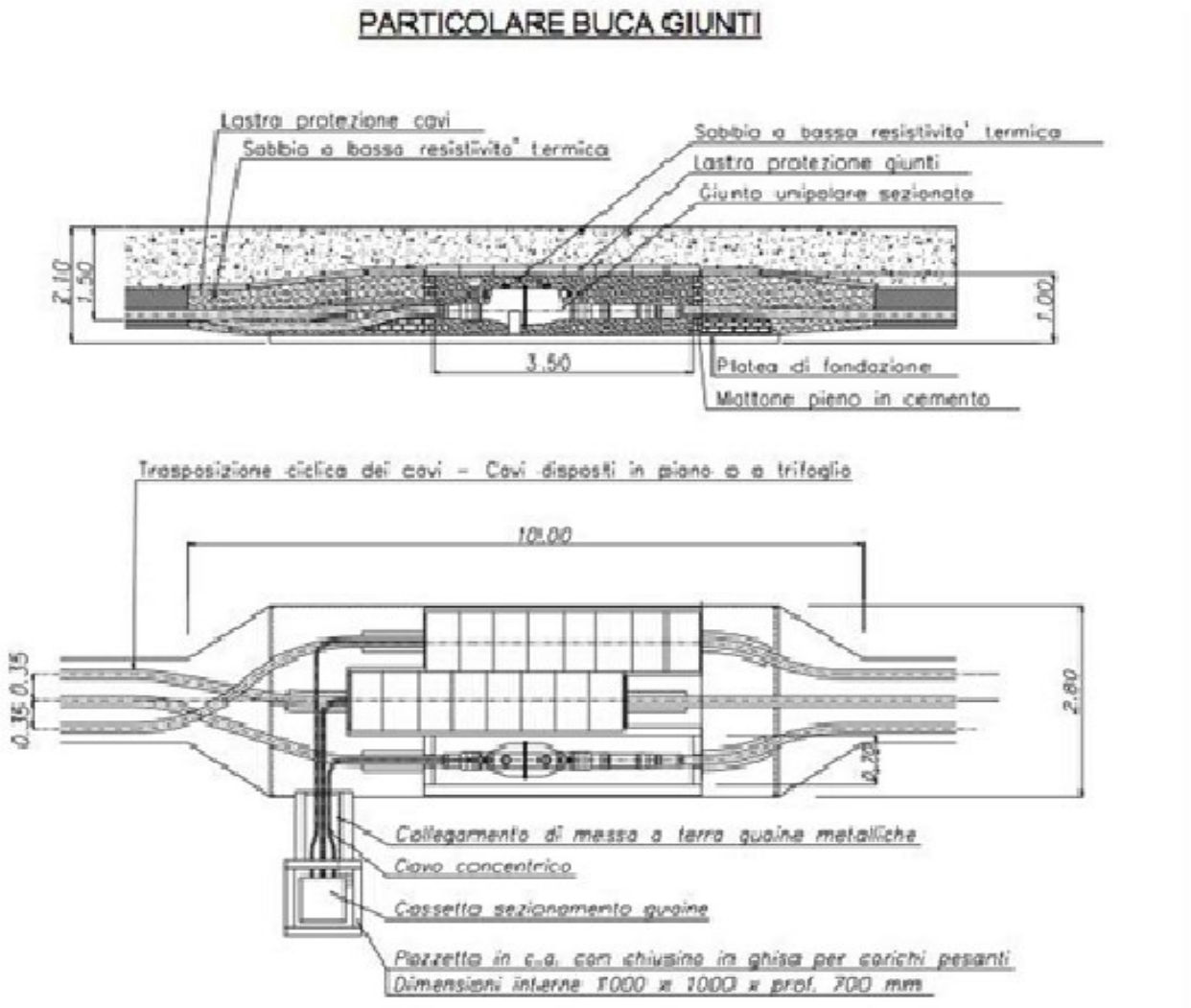


Figura 9 - Particolare buca giunti

4.3 Servitù di cavidotto

L'ampiezza convenzionale della fascia asservita o di asservimento per la tipologia in argomento è di 5,00 m complessivi (2,5 m a lato dall'asse del cavidotto) per i cavidotti AT.

4.4 Sistema di telecomunicazione

Per la trasmissione dati per il sistema di protezione, comando e controllo dell'impianto, sarà realizzato un sistema di telecomunicazione tra le stazioni terminali dei collegamenti.

All'interno del cavidotto verrà inoltre posato un cavo per la trasmissione dei dati al sistema.

La trasmissione dati sarà di tipo ottico, esterna al cavo. La scelta di realizzare una rete in fibra ottica permette di avere a disposizione un mezzo di comunicazione esente da disturbi, con isolamento galvanico ed avere una banda larga di comunicazione anche per lunghe distanze.

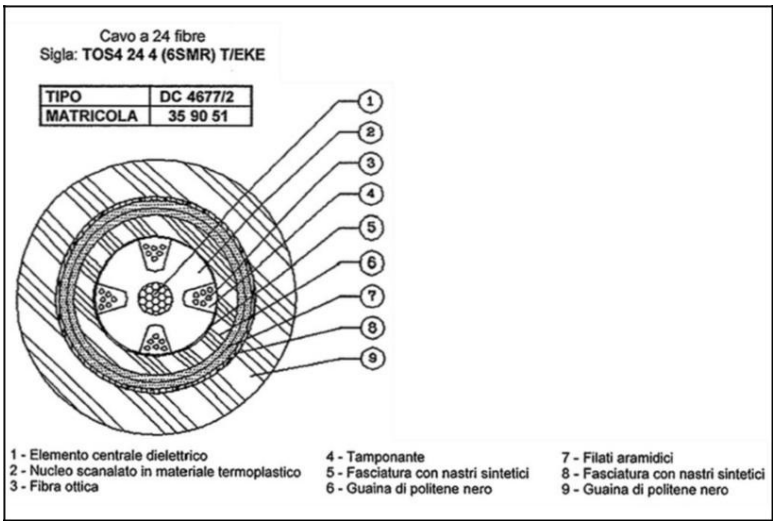


Figura 10 - Esempio di cavo in fibra ottica

5 CARATTERISTICHE DELLE LINEE DI COLLEGAMENTO

L'intervento è illustrato nei vari documenti progettuali.

Il progetto prevede che i collegamenti elettrici, tra i generatori eolici e la cabina di raccolta e sezionamento utente avvengano, su linee indipendenti per ogni aerogeneratore, in cavidotto interrato con cavi a conduttore in alluminio, alla tensione di 36 kV e tra quest'ultima alla stazione di consegna dell'energia, in cavidotto interrato con cavo a conduttore in rame, alla tensione di 36 kV.

Il cavo utilizzato per la sezione AT a 36 kV indicato di seguito è stato previsto per i trasporti di energia di 7,2 MW dal singolo aerogeneratore alla SSEU è del tipo ARE4H5E 20,8/36 kV con conduttore in alluminio avente sezione 500 mm^2.

Di seguito estratto della scheda tecnica tipo del prodotto che potrà essere variata in fase esecutiva a seguito di variazioni al sistema di trasporto dell'energia in progetto e alla disponibilità commerciale al momento della realizzazione:

Nexans

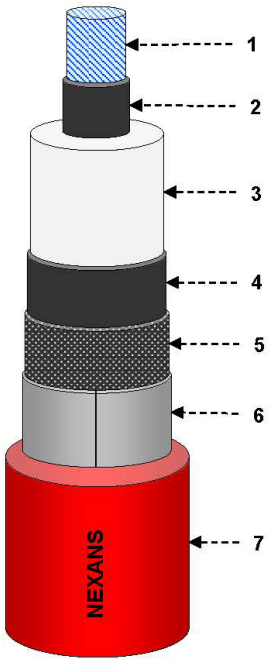
ARE4H5E
20,8/36kV
1x... SR/0,2

HIGH VOLTAGE POWER CABLES

SINGLE CORE CABLES WITH ALUMINIUM CONDUCTOR, REDUCED THICKNESS XLPE INSULATION, ALLUMINIUM TAPE SCREEN AND PE OUTER SHEATH, LONGITUDINAL AND RADIAL WATERTIGHTNESS

APPLICATIONS

In HV energy distribution networks for voltage systems up to **42kV**.
Suitable for fixed installation indoor or outdoor laying in air or directly or indirectly buried, also in wet location.



FUNCTIONAL CHARACTERISTICS

Rated voltage U_0/U:	**20,8/36**	kV
Maximum voltage U_m:	**42**	kV
Test voltage:	**2,5**	U_0
Max operating temperature of conductor:	**90**	°C
Max short-circuit temperature:	**250**	°C (max duration 5 s)
Max short-circuit temperature (screen):	**150**	°C

CONSTRUCTION

1. **Conductor**
   stranded, compacted, round ***aluminium*** *- class* ***2*** *acc. to IEC 60228*
2. **Conductor screen**
   extruded semiconducting compound
3. **Insulation**
   extruded ***XLPE*** *compound*
4. **Insulation screen**
   extruded semiconducting compound - ***fully bonded***
5. **Longitudinal watertightness**
   semiconducting ***water blocking tape***
6. **Metallic screen and radial water barrier**
   aluminium tape *longitudinally applied (nominal thickness = 0,20 mm)*
7. **Outer sheath**
   extruded ***PE*** *compound - colour:* ***red***

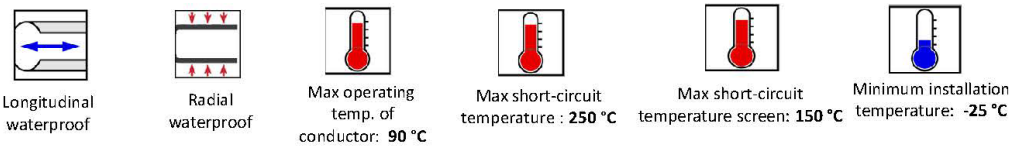
INSTALLATION DATA

Max pulling force during laying
50 N/mm^2 (applied on the conductors)
Min bending radius during laying
14 D_{cable} (dynamic condition)
Min temperature during laying
- 25 °C (cable temperature)

STANDARDS

IEC 60840 where applicable *(testing)*
Nexans Design
HD 620 where applicable *(materials)*

MARKING by ink-jet of the following legend:
"**NEXANS B <Year> ARE4H5E 20,8/36kV 1x<S> <meter marking>**"
<Year> = year of manufacturing
<S> = section of the conductor



ARE4H5E 20,8/36kV 1x...

Type	Conductor	Insulation		Sheath	Cable		Electrical resistance		X	C	Current capacity		Short circuit current	
	diameter	thickness	diameter	thickness	diameter	weight	at 20 °C - d.c.	at 90 °C - a.c.	at 50 Hz		in ground	in free air	conductor	screen
	nominal	min	nominal	nominal	approx	indicative	max				at 20 °C	at 30 °C	Tmax 250°C	Tmax 150°C
n° x mm²	mm	mm	mm	mm	mm	kg/km	Ω/km	Ω/km	Ω/km	µF/km	A	A	kA x 1,0 s	kA x 0,5 s
1x120	13,1	7,9	30,7	2,2	**39,2**	**1.260**	0,253	0,325	0,125	0,185	**254**	**332**	11,3	2,2
1x150	14,3	7,6	31,3	2,2	**39,8**	**1.340**	0,206	0,265	0,121	0,201	**283**	**374**	14,2	2,2
1x185	16,0	7,4	32,6	2,2	**41,2**	**1.470**	0,1640	0,211	0,116	0,221	**321**	**430**	17,5	2,3
1x240	18,5	7,1	34,5	2,3	**43,4**	**1.690**	0,1250	0,161	0,110	0,252	**372**	**508**	22,7	2,3
1x300	20,7	6,8	36,1	2,3	**45,0**	**1.880**	0,1000	0,129	0,105	0,283	**419**	**583**	28,3	2,4
1x400	23,5	6,9	39,1	2,4	**48,3**	**2.220**	0,0778	0,101	0,101	0,308	**479**	**680**	37,8	2,6
1x500	26,5	7,0	42,6	2,5	**52,2**	**2.670**	0,0605	0,079	0,099	0,337	**547**	**792**	47,2	2,9
1x630	30,0	7,1	46,3	2,7	**56,4**	**3.220**	0,0469	0,063	0,096	0,367	**622**	**921**	59,5	3,0

Note

Laying condition:	trefoil formation
depth (m):	0,8
soil thermal resistivity (°Cm/W):	1,5
metallic layers connection:	solid bonding (earthed at both ends)

X = phase reactance
C = capacitance

Nexans reserves the right to change the technical data as a result of changes in standards and product improvements

Figura 11 - Scheda tecnica cavo

Il cavo utilizzato per la sezione AT a 36 kV indicato di seguito è stato previsto per i trasporti di energia di 29,4 MW dalla SSEU al pozzetto di connessione a 36 kV in SE Terna è del tipo RG16H1R12 26/45 kV con conduttore in rame avente sezione 630 mm^2.

Di seguito estratto della scheda tecnica tipo del prodotto che potrà essere variata in fase esecutiva a seguito di variazioni al sistema di trasporto dell'energia in progetto e alla disponibilità commerciale al momento della realizzazione:

RG16H1R12 / Descrizione

- Cavi unipolari isolati in gomma HEPR di qualità G16, sotto guaina di PVC.
- Conduttore: rame rosso, formazione rigida compatta, classe 2
- Strato semiconduttore: estruso (solo cavi Uo/U ≥ 6/10 kV)
- Isolamento: gomma HEPR, qualità G16 senza piombo
- Strato semiconduttore: estruso, pelabile a freddo (solo cavi Uo/U ≥ 6/10 kV)
- Schermo: fili di rame rosso con nastro di rame in controspirale
- Guaina: mescola a base di PVC, qualità R12
- Colore: rosso

N.B. Il cavo può essere fornito nella versione tripolare riunito ad elica visibile. In tal caso la sigla di designazione diventa RG16H1R12X seguita dalla tensione nominale di esercizio.

RG16H1OR12 / Descrizione

- Cavi tripolari isolati in gomma HEPR di qualità G16, sotto guaina di PVC.
- Conduttore: rame rosso, formazione rigida compatta, classe 2
- Strato semiconduttore: estruso (solo cavi Uo/U ≥ 6/10 kV)
- Isolamento: gomma HEPR, qualità G16 senza piombo
- Strato semiconduttore: estruso, pelabile a freddo (solo cavi Uo/U ≥ 6/10 kV)
- Schermo: fili di rame rosso con nastro di rame in controspirale
- Identificazione fasi: fili o nastrini colorati
- Riempitivo: estruso penetrante tra le anime
- Guaina: mescola a base di PVC, qualità R12
- Colore: rosso

Marcatura

Pb free [Ditta] RG16H1(O)R12 [tens. nominale] [form.] Eca [anno] [ordine] (logo CE) [metrica]

Caratteristiche particolari

Buona resistenza ai raggi UV.
(ISO 4892-2:2013 / IEC 60811-501:2012 / 1000h)

Caratteristiche funzionali

- Tensione nominale di esercizio Uo/U: 1,8/3 ÷ 26/45 kV
- Temperatura massima di esercizio: 90°C
- Temperatura minima di esercizio: -15°C (in assenza di sollecitazioni meccaniche)
- Temperatura massima di corto circuito: 250°C

Condizioni di posa

- Temperatura minima di posa: 0°C
- Raggio minimo di curvatura consigliato: 14 volte il diametro del cavo
- Massimo sforzo di trazione consigliato: 60 N/mm^2 di sezione del rame

Impiego e tipo di posa

Adatto per il trasporto di energia tra le cabine di trasformazione e le grandi utenze. Per posa in aria libera, in tubo o canale.
Ammessa la posa interrata anche non protetta, in conformità all'art. 4.3.11 della norma CEI 11-17.

Riferimento Regolamento Prodotti da Costruzione 305/2011/UE e Norma EN 50575:
Il cavo è adatto per l'alimentazione di energia elettrica nelle costruzioni ed altre opere di ingegneria civile.

RG16H1R12 - 26/45 kV
Uo/U: 26/45 kV
U max: 52 kV

Caratteristiche tecniche

Formazione	Ø indicativo conduttore	Spessore medio isolante	Ø esterno indicativo	Peso indicativo cavo	Portata di corrente A			
					in aria		interrato*	
n° x mm²	mm	mm	mm	kg/km	a trifoglio	in piano	a trifoglio	in piano
1 x 50	8,1	10,3	37,7	1910	225	250	205	212
1 x 70	9,7	10,3	39,3	2190	280	315	255	260
1 x 95	11,4	10,3	41,2	2540	340	380	300	310
1 x 120	12,9	10,0	42,2	2805	395	440	355	365
1 x 150	14,3	9,5	42,8	3080	445	495	385	395
1 x 185	16,0	9,3	44,3	3465	510	570	440	450
1 x 240	18,3	9,3	46,9	4160	600	665	510	520
1 x 300	21,0	9,0	49,2	4875	695	760	570	580
1 x 400	23,2	9,0	51,8	5782	800	875	650	655
1 x 500	26,1	9,0	55,3	7000	930	1010	735	740
1 x 630	30,3	9,0	59,3	8355	1070	1180	835	845

(*) I valori di portata si riferiscono alle seguenti condizioni:
- Resistività termica del terreno: 1 K·m/W
- Temperatura ambiente 20°C
- profondità di posa: 0,8 m

Caratteristiche elettriche

Formazione	Resistenza elettrica a 20°C	Resistenza apparente a 90°C e 50Hz Ω/km		Reattanza di fase Ω/Km		Capacità a 50Hz
n° x mm²	Ω/Km	a trifoglio	in piano	a trifoglio	in piano	µF/km
1 x 50	0,387	0,494	0,494	0,15	0,20	0,15
1 x 70	0,268	0,342	0,342	0,15	0,21	0,15
1 x 95	0,193	0,246	0,246	0,14	0,20	0,16
1 x 120	0,153	0,196	0,196	0,14	0,20	0,18
1 x 150	0,124	0,159	0,158	0,13	0,19	0,20
1 x 185	0,0991	0,128	0,127	0,13	0,19	0,21
1 x 240	0,0754	0,0985	0,0972	0,12	0,18	0,23
1 x 300	0,0601	0,0797	0,0779	0,12	0,18	0,26
1 x 400	0,0470	0,0638	0,0616	0,11	0,17	0,28
1 x 500	0,0366	0,0517	0,0489	0,11	0,17	0,31
1 x 630	0,0283	0,0425	0,0389	0,10	0,16	0,34

Figura 12 - Scheda tecnica cavo

In linea generale si contano 3 linee AT a 36 kV indipendenti costituite da una terna di cavi unipolari ciascuna. Di seguito vengono rappresentate le caratteristiche del singolo cavo unipolare utilizzato:

- Cavo ARE4H5E 20,8/36 kV da 300 mm^2
  - Conduttore in Alluminio di sezione 300 mm^2;
  - Isolamento il XLPE;
  - Diametro sul conduttore 20,7 mm;
  - Diametro sull'isolante esterno della singola fase 36,1 mm;
  - Diametro esterno della singola fase 45,0 mm;
  - Massima temperatura in condizioni normali di esercizio 90 °C;
  - Massa indicativa 1.880 [kg/km];
  - Portata nominale in corrente in regime permanente 419 Ampere alla temperatura di esercizio di 90 °C.
- Cavo ARE4H5E 20,8/36 kV da 500 mm^2
  - Conduttore in Alluminio di sezione 500 mm^2;
  - Isolamento il XLPE;
  - Diametro sul conduttore 26,5 mm;
  - Diametro sull'isolante esterno della singola fase 42,6 mm;
  - Diametro esterno della singola fase 52,2 mm;
  - Massima temperatura in condizioni normali di esercizio 90 °C;
  - Massa indicativa 2.670 [kg/km];
  - Portata nominale in corrente in regime permanente 547 Ampere alla temperatura di esercizio di 90 °C.
- Cavo RG16H1R12 ÷ 26/45 kV da 630 mm^2
  - Conduttore in rame di sezione 630 mm^2;
  - Isolamento il HEPR;
  - Diametro sul conduttore 30,3 mm;
  - Spessore medio isolante 9,0 mm;
  - Diametro esterno della singola fase 59,3 mm;
  - Massima temperatura in condizioni normali di esercizio 90 °C;
  - Massa indicativa 8355 [kg/km];
  - Portata nominale in corrente in regime permanente 835 Ampere alla temperatura di esercizio di 90 °C.

6 METODOLOGIA E VERIFICA LINEA CAVI INTERRATI

6.1 Generale

Per il corretto dimensionamento del sistema di collettori, è necessario tenere in considerazione la temperatura del suolo, il numero di circuiti raggruppati nella stessa trincea, la profondità di interramento e la resistività termica, al fine di garantire il ciclo di vita del conduttore e il suo isolamento.

La corrente massima che attraverserà il conduttore in regime permanente deve corrispondere alla temperatura massima consentita dal suo isolante, secondo la norma IEC 60502-2.

Insulating compound		Maximum conductor temperature °C	
		Normal operation	Short-circuit (5 s maximum duration)
Polyvinyl chloride	(PVC/B)		
	Conductor cross-section ≤300 mm²	70	160
	Conductor cross-section >300 mm²	70	140
Cross-linked polyethylene	(XLPE)	90	250
Ethylene propylene rubber	(EPR and HEPR)	90	250

Tabella 5 - Temperatura massima del conduttore per diversi tipi di composti isolante

6.2 Corrente nominale di impiego

Per il calcolo dei conduttori, si considera la corrente massima in uscita dalla cella trasformatore di ogni aerogeneratore WTG e fissata, considerando la tensione di esercizio di 36 kV e la potenza massima dell'aerogeneratore secondo la scheda tecnica di 4200 kW, (fattore di potenza 0,9). A tal fine si utilizza il seguente calcolo:

$$I_{n\,(TR)} = \frac{P_{TR}}{\sqrt{3} \cdot 0{,}9 \cdot 36000} = 74{,}84\ A$$

Dove:

- **P_{TR}**: Potenza attiva del trasformatore.
- **V**: Tensione nominale.

Le linee in partenza o in arrivo da ogni aerogeneratore sono aggregate a formare due dorsali della potenza totale nominale di 12.600 kW per la dorsale 1 (LN 1) e di 16.800 kW per la dorsale 2 (LN

2), e una terza linea di collegamento alla SE della RTN di potenza complessiva 29.400 kW. il dimensionamento viene effettuato considerando come corrente quella di tutte le linee considerando anche i collegamenti intermedi.

6.3 Capacità di corrente dei cavi utilizzati

La tabella seguente, riferita ai cavi isolanti in XLPE della norma IEC 60502-2 fornisce la portata/ampacity per i conduttori di media tensione fino a 400 mm^2.

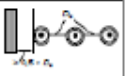
Nominal area of conductor	Buried direct in the ground		In single-way ducts		In air		
	Trefoil	Flat spaced	Trefoil ducts	Flat touching ducts	Trefoil	Flat touching	Flat spaced
							
mm^2	A	A	A	A	A	A	A
16	84	88	80	81	97	99	116
25	108	112	102	103	127	130	153
35	129	134	122	123	154	157	185
50	152	157	144	146	184	189	222
70	186	192	176	178	230	236	278
95	221	229	210	213	280	287	338
120	252	260	240	242	324	332	391
150	281	288	267	271	368	376	440
185	317	324	303	307	424	432	504
240	367	373	351	356	502	511	593
300	414	419	397	402	577	586	677
400	470	466	451	457	673	676	769
Maximum conductor temperature			90 °C				
Ambient air temperature			30 °C				
Ground temperature			20 °C				
Depth of laying			0,8 m				
Thermal resistivity of soil			1,5 K·m/W				
Thermal resistivity of earthenware ducts			1,2 K·m/W				
Screens bonded at both ends.							
* Current rating calculated for cables having a rated voltage of 6/10 kV.							

Tabella 6 - Corrente nominale per cavi unipolari con isolante in XLPE - tensione nominale da 3,6 kV a 18/30 kV - conduttore in alluminio

È necessario applicare l'equazione secondo la norma IEC 60287-1-1 (sezione 1.4.1.1) per i cavi da 630 mm^2, per i cavi in corrente alternata in cui non si considera il "*dry-out*":

$$I = \left[\frac{\Delta\theta - W_d[0.5T_1 + n(T_2 + T_3 + T_4)]}{RT_1 + nR(1+\lambda_1)T_2 + nR(1+\lambda_1+\lambda_2)(T_3+T_4)}\right]^{0.5}$$

Dove:

- **Δθ** Aumento della temperatura del conduttore elettrico rispetto alla temperatura ambiente (K).
- **n**: Numero di conduttori carichi.
- **T_1**: Resistività termica tra un conduttore e il suo isolante (m.K/W).
- **T_2**: Resistività termica tra l'isolante e l'armatura (m.K/W).
- **T_3**: Resistività termica dell'isolante (m.K/W).
- **T_4**: Resistività termica tra la superficie del cavo e il fluido (m.K/W) - Tre cavi unipolari in configurazione trifoglio.
- **R**: Resistenza elettrica CA del conduttore alla massima temperatura di esercizio (Ω/m).
- **R'**: resistenza elettrica CD del conduttore alla massima temperatura di esercizio (Ω/m).
- **Wd**: perdita dielettrica dell'isolante (W/m).
- **λ_1**: rapporto tra le perdite dell'isolante metallico e le perdite totali in tutti i conduttori del cavo. Si considera pari a zero (0) perché il cavo non è armato.
- **λ_2**: rapporto tra le perdite di armatura e le perdite totali in tutti i conduttori del cavo. Si considera pari a zero (0) perché il cavo non è armato.

La configurazione trifoglio è considerata per i circuiti MT direttamente interrati e distanziati di 400 mm per tutta la loro lunghezza, in conformità alla norma IEC 60502-2 (sezione B.5.2.a.):

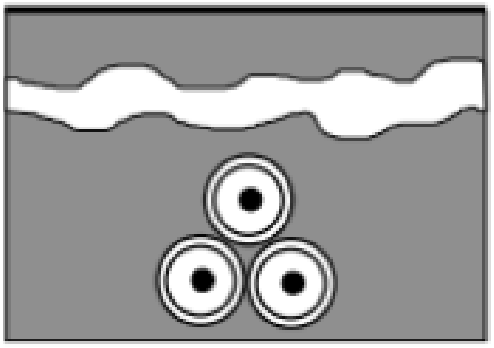


Figura 13 - Sezione trifoglio

Ai fini della presente relazione di calcolo, si considera un valore di portata in Ampere minore da quello deducibile dalla formula precedentemente indicata e dalla tabella della norma, ricavato dalle schede tecniche dei produttori considerata una resistività termica di 1,5 k·m/W e una temperatura di terra di 30°C.

6.4 Fattore di correzione

Il passo successivo consiste nel correggere l'amperaggio dei conduttori in funzione delle condizioni di installazione e dei relativi fattori di temperatura del terreno (**k1**), circuiti raggruppati nella stessa trincea (**k2**), profondità di interramento (**k3**) e resistività termica del terreno (**k4**).

Fattore di correzione della temperatura K_1

Il fattore di correzione per la temperatura dell'aria ambiente è ricavato dalla tabella B.10 della norma IEC 60502-2.

Per questo caso, il valore di 31,37°C, preso dal database della NASA, è considerato un parametro conservativo.

Tabella 7 - Fattori correttivi per temperature ambiente al suolo diverse da 20°

Maximum conductor temperature °C	Ambient ground temperature °C							
	10	15	25	30	35	40	45	50
90	1,07	1,04	0,96	0,93	0,89	0,85	0,80	0,76

Fattore di correzione per il raggruppamento dei circuiti K_2

Nel caso del fattore per raggruppamento di circuiti si prende la tabella B.19 della norma IEC 60502-2, prendendo opportunamente distanze di 20 cm tra i cavi e tenuto conto, per la dorsale considerata, delle interferenze maggiori con altre terne di altre dorsali:

Tabella 8 - Fattori di correzione per gruppi di circuiti trifase unipolari posati direttamente nel terreno

Number of cables in group	Spacing between group centres mm				
	Touching	200	400	600	800
2	0,73	0,83	0,88	0,90	0,92
3	0,60	0,73	0,79	0,83	0,86
4	0,54	0,68	0,75	0,80	0,84
5	0,49	0,63	0,72	0,78	0,82
6	0,46	0,61	0,70	0,76	0,81
7	0,43	0,58	0,68	0,75	0,80
8	0,41	0,57	0,67	0,74	-
9	0,39	0,55	0,66	0,73	-
10	0,37	0,54	0,65	-	-
11	0,36	0,53	0,64	-	-
12	0,35	0,52	0,64	-	-

Fattore di correzione della profondità di sepoltura K_3

Nel caso del fattore di correzione da applicare a cavi interrati a profondità diversa da 0,8 m, si tiene conto della norma IEC 60502-2 nella tabella B.12, che presenta quanto segue:

Tabella 9 - Fattori correttivi per profondità di posa diverse da 0,8 m per cavi interrati diretti

Depth of laying m	Single-core cables		Three-core cables
	Nominal conductor size mm²		
	≤185 mm²	>185 mm²	
0,5	1,04	1,06	1,04
0,6	1,02	1,04	1,03
1	0,98	0,97	0,98
1,25	0,96	0,95	0,96
1,5	0,95	0,93	0,95
1,75	0,94	0,91	0,94
2	0,93	0,90	0,93
2,5	0,91	0,88	0,91
3	0,90	0,86	0,90

Fattore di correzione per resistività termica K_4

Nel caso del fattore correttivo da applicare quando la resistività termica del terreno è diversa da 1,5 k·m/W, esso è ricavato dalla tabella B.14 della norma IEC 60502-2.

Tabella 10 - Fattori correttivi per le resistività termiche del suolo diverse da quelle dei cavi unipolari interrati

Nominal area of conductor mm²	Values of soil thermal resistivity K·m/W						
	0,7	0,8	0,9	1	2	2,5	3
16	1,29	1,24	1,19	1,15	0,89	0,82	0,75
25	1,30	1,25	1,20	1,16	0,89	0,81	0,75
35	1,30	1,25	1,21	1,16	0,89	0,81	0,75
50	1,32	1,26	1,21	1,16	0,89	0,81	0,74
70	1,33	1,27	1,22	1,17	0,89	0,81	0,74
95	1,34	1,28	1,22	1,18	0,89	0,80	0,74
120	1,34	1,28	1,22	1,18	0,88	0,80	0,74
150	1,35	1,28	1,23	1,18	0,88	0,80	0,74
185	1,35	1,29	1,23	1,18	0,88	0,80	0,74
240	1,36	1,29	1,23	1,18	0,88	0,80	0,73
300	1,36	1,30	1,24	1,19	0,88	0,80	0,73
400	1,37	1,30	1,24	1,19	0,88	0,79	0,73

Applicando i fattori k_1, k_2, k_3 e k_4 si ottiene la portata corretta per ciascuna sezione del circuito:

CIRCUITO	TRATTO	Long. (XLPE)	Long. totale linea	Resistività termica equivalente	Iz	k1	k2	k3	k4	Iz'
		[m]	[m]	Km/W	[A]	30°C	dist. terne 200 mm	1,5 m	1.5 Km/W	[A]
DORSALE 1 AT AL	CM-01 - CM-02	1939,21	14.463	1,50	547,00	0,93	1,00	0,93	1,00	473,10
	CM-02 - CM-05	2549,47		1,50	547,00	0,93	0,83	0,93	1,00	392,67
	CM-05 - SSEU	9973,93		1,50	547,00	0,93	0,73	0,93	1,00	345,36
DORSALE 2 AT AL	CM-04 - CM-03	1107,00	12.853	1,50	419,00	0,93	1,00	0,93	1,00	362,39
	CM-03 - CM-06	2244,59		1,50	419,00	0,93	0,83	0,93	1,00	300,79
	CM-06 - CM-07	663,90		1,50	838,00	0,93	0,73	0,93	1,00	529,09
	CM-07 - SSEU	8837,29		1,50	838,00	0,93	0,73	0,93	1,00	529,09
DORSALE 3 AT CU	SSEU - SE TERNA	969,42	969	1,50	835,00	0,93	1,00	0,93	1,00	722,19

Figura 14 - Valori di portata effettiva per ogni circuito

6.5 Convalida per corrente di generazione

Affinché i cavi abbiano la capacità di esportare la massima potenza generata, è necessario che la capacità di corrente di ciascuna sezione sia maggiore della corrente massima generata dall'insieme di ITS che collegano:

CIRCUITO	TRATTO	Long. (XLPE)	Long. totale linea	Potenza di impiego	Tensione	Corrente nominale di impiego	cos ϕ	Iz'	Iz' > In	Capacità di carico
		[m]	[m]	[kW]	[kV]	[A]		[A]	CHECK	[%]
DORSALE 1 AT AL	CM-01 - CM-02	1939,21	14.463	4.200	36	74,84	0,9	473,10	VERIFICATO	15,8%
	CM-02 - CM-05	2549,47		8.400	36	149,68	0,9	392,67	VERIFICATO	38,1%
	CM-05 - SSEU	9973,93		12.600	36	224,53	0,9	345,36	VERIFICATO	65,0%
DORSALE 2 AT AL	CM-04 - CM-03	1107,00	12.853	4.200	36	74,84	0,9	362,39	VERIFICATO	20,7%
	CM-03 - CM-06	2244,59		8.400	36	149,68	0,9	300,79	VERIFICATO	49,8%
	CM-06 - CM-07	663,90		12.600	36	224,53	0,9	529,09	VERIFICATO	42,4%
	CM-07 - SSEU	8837,29		16.800	36	299,37	0,9	529,09	VERIFICATO	56,6%
DORSALE 3 AT CU	SSEU - SE TERNA	969,42	969	29.400	36	523,89	0,9	722,19	VERIFICATO	72,5%

Figura 15 - Verifica capacità di esportazione della massima potenza

Dove

- **I_n**: Amperaggio del trasformatore ITS (A).
- **I_z:** Amperaggio sezione (A).
- **Iz'**: Amperaggio sezione corretta (A).

6.6 Dimensionamento delle perdite in Corrente Alternata (AC)

Successivamente, si valutano le perdite di potenza per il sistema di collettori.

A questo proposito, si utilizza la seguente equazione per calcolare le perdite di potenza:

$$P_{Losses} = \frac{\sum_{Tramo\ MT} 3 \cdot I_n^{\,2} \cdot (R \cdot cos\varphi + X \cdot sin\varphi)\, LF}{P_T} \times 100$$

Dove:

- I_n : Amperaggio del trasformatore ITS (A).
- **R**: Resistenza totale della sezione.
- L_F: Fattore di carico, si considera il 100%.
- P_T: Potenza massima generata in CA (kW).

I risultati sono riportati nella tabella seguente:

CIRCUITO	TRATTO	Long. (XLPE)	Potenza di impiego	R (XLPE)	X (XLPE)	R TOTAL	X TOTAL	Perdita	Perdita totale	Perdita CA	PE CA TOTALE PERDITA	PE AC TOTALE PERDITA
		[m]	[kW]	[Ω/km]	[Ω/km]	[Ω]	[Ω]	[%] Pj=3RI²*LF	%	[kW]	[kW]	%
DORSALE 1 AT AL	CM-01 - CM-02	1939,21	4.200	0,0790	0,0790	0,1532	0,1532	0,08%	0,08%	3,44	180,71	0,61%
	CM-02 - CM-05	2549,47	8.400	0,0790	0,0790	0,2014	0,2014	0,22%	0,22%	18,08		
	CM-05 - SSEU	9973,93	12.600	0,0790	0,0790	0,7879	0,7879	1,26%	1,26%	159,19		
DORSALE 2 AT AL	CM-04 - CM-03	1107,00	4.200	0,1290	0,1050	0,1428	0,1162	0,07%	0,07%	3,01	227,86	0,54%
	CM-03 - CM-06	2244,59	8.400	0,1290	0,1050	0,2896	0,2357	0,29%	0,29%	24,42		
	CM-06 - CM-07	663,90	12.600	0,0645	0,0525	0,0428	0,0349	0,06%	0,06%	8,13		
	CM-07 - SSEU	8837,29	16.800	0,0645	0,0525	0,5700	0,4640	1,14%	1,14%	192,30		
DORSALE 3 AT CU	SSEU - SE TERNA	969,42	29.400	0,0425	0,1000	0,0412	0,0969	0,22%	0,22%	65,32	65,32	0,22%

Figura 16 - Valori di perdita di potenza del sistema

6.7 Dimensionamento del cortocircuito

Inoltre, il cablaggio viene calcolato in base alla massima corrente di cortocircuito da sopportare, tenendo conto della durata del guasto di 1s, e che il cavo deve essere progettato per raggiungere una temperatura massima di 250°C durante questa condizione.

L'analisi viene effettuata prendendo come riferimento una corrente di 20 kA.

Pertanto, la sezione minima del cavo deve rispettare la seguente relazione:

$$S = \frac{\sqrt{I^2 * t}}{k}$$

Dove:

- **S**: Sezione conduttore (mm^2).

- **I**: Valore efficace della corrente di guasto che può attraversare il dispositivo di protezione per un'impedenza di guasto trascurabile.
- **t**: Tempo di risoluzione del guasto.
- **k**: Fattore il cui valore dipende dalla natura del metallo del conduttore di protezione, dall'isolante e dalle altre parti, e dalle temperature iniziale e finale.

Il fattore **k** si ottiene dalla seguente equazione:

$$k = \sqrt{\frac{Q_c(B+20)}{Q_{20}} \ln\left(1 + \frac{\theta_f - \theta_i}{B + \theta_i}\right)}$$

Dove,

- **Q_c**: Capacità termica volumetrica del materiale conduttore (J/°C mm^3).
- **B**: Inverso del coefficiente di temperatura della resistività a 0°C per il conduttore (°C).
- **Q_{20}**: Resistività elettrica del materiale conduttivo a 20°C (Ω mm).
- **θi**: Temperatura iniziale del conduttore (°C), considerata pari a 90°C.
- **θf**: Temperatura finale del conduttore (°C), considerata come 250°C per isolante XLPE secondo IEC 60502-2.

Tabella 11 - Valori di B, Q_e, Q_{20} dei materiali

Material	B (°C)*	Q_c (J/°C mm³)**	ϱ_{20} (Ω mm)*	$\sqrt{\frac{Q_c (B+20)}{\varrho_{20}}}$
Copper	234.5	3.45×10^{-3}	17.241×10^{-6}	226
Aluminium	228	2.5×10^{-3}	28.264×10^{-6}	148
Lead	230	1.45×10^{-3}	214×10^{-6}	42
Steel	202	3.8×10^{-3}	138×10^{-6}	78

Quindi:

$$k = \sqrt{\frac{2.5 \times 10^{-3}(228+20)}{28.264 \times 10^{-6}} \cdot \ln\left(1 + \frac{250-90}{228+\theta_i}\right)} = 94.55$$

La sezione minima del conduttore per una corrente di cortocircuito di 20kA e un tempo di sgancio di 1s è pari a:

$$S = \frac{\sqrt{I^2 * t}}{k} = \frac{\sqrt{20^2 * 4.0}}{94.55} = 211{,}52\ mm^2$$

6.8 Dimensionamento della caduta di tensione

Infine, si effettua la verifica della caduta di tensione, considerando che non deve superare il 2,5%.

La caduta di tensione in ogni sezione viene calcolata applicando la seguente equazione:

$$\Delta V\% = k_{cdt} \times I \times \frac{L_c}{1000} \times (R \times \cos(\varphi) + X \times sen(\varphi)) \times \frac{100}{V_n}$$

Dove:

- **Kcdt**: è $\sqrt{3}$ per i sistemi trifase;
- I: corrente di esercizio che attraversa il conduttore;
- **L**: Distanza del cavo in metri;
- **X**: Reattanza per unità di lunghezza (Ohm/m);
- **R**: Resistenza per unità di lunghezza (Ohm/m);
- **V_n**: Tensione nominale di esercizio;
- **ϕ**: Angolo tra tensione e corrente.

Applicando l'equazione precedente, si ottengono le cadute di tensione per ogni sezione e per ogni circuito:

CIRCUITO	TRATTO	Long. (XLPE)	Potenza di impiego	R (XLPE)	X (XLPE)	R TOTAL	X TOTAL	ΔV	ΔV%	ΔV TOTALE	ΔV% TOTALE	ΔV% TOTALE < 1,5%
		[m]	[kW]	[Ω/km]	[Ω/km]	[Ω]	[Ω]	[V]	[%]	[V]	[%]	CHECK
DORSALE 1 AT AL	CM-01 - CM-02	1939,21	4.200	0,0790	0,0790	0,1532	0,1532	26,53	0,07%	505,63	1,40%	VERIFICATO
	CM-02 - CM-05	2549,47	8.400	0,0790	0,0790	0,2014	0,2014	69,76	0,19%			
	CM-05 - SSEU	9973,93	12.600	0,0790	0,0790	0,7879	0,7879	409,35	1,14%			
DORSALE 2 AT AL	CM-04 - CM-03	1107,00	4.200	0,1290	0,1050	0,1428	0,1162	23,23	0,06%	509,18	1,41%	VERIFICATO
	CM-03 - CM-06	2244,59	8.400	0,1290	0,1050	0,2896	0,2357	94,20	0,26%			
	CM-06 - CM-07	663,90	12.600	0,0645	0,0525	0,0428	0,0349	20,90	0,06%			
	CM-07 - SSEU	8837,29	16.800	0,0645	0,0525	0,5700	0,4640	370,86	1,03%			
DORSALE 3 AT CU	SSEU - SE TERNA	969,42	29.400	0,0425	0,1000	0,0412	0,0969	71,99	0,20%	71,99	0,20%	VERIFICATO

Figura 17 - Valori di cadute di tensione

Si ottiene una perdita di tensione massima complessiva di 1,41% per la **Dorsale 2** (della lunghezza complessiva di circa 12,85 km), segue la **Dorsale 1** (della lunghezza complessiva di circa 14,46 km) con una perdita di carico complessiva di 1,40%. Pertanto, il requisito tecnico è soddisfatto.

7 SCHEMA A BLOCCHI

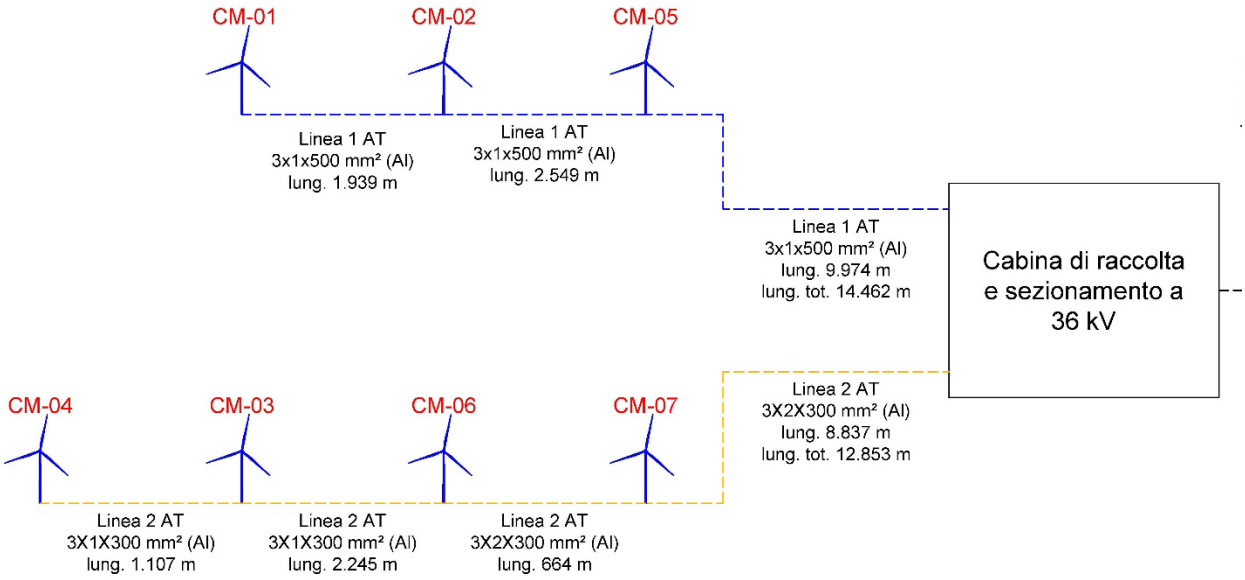


Figura 18 - Schema a blocchi - sezione a monte della cabina di raccolta e sezionamento utente

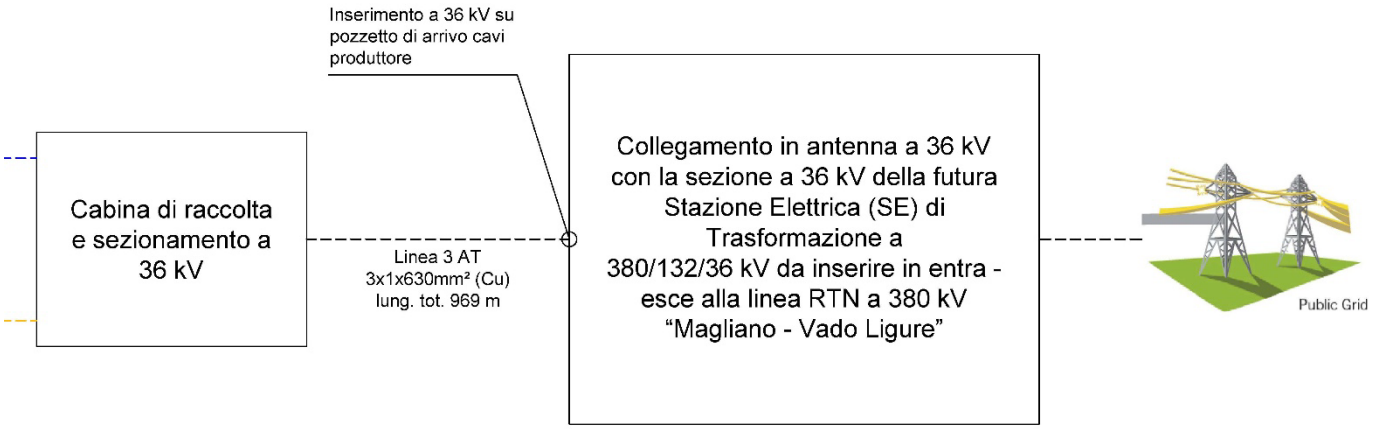


Figura 19 - Schema a blocchi - sezione a valle della cabina di raccolta e sezionamento utente

8 RISULTATI

Dall’analisi eseguite si evincono i seguenti valori:

CIRCUITO	TRATTO	Long. (XLPE)	Long. totale linea	Potenza di impiego	Tensione	Corrente nominale di impiego	cos ϕ	Conduttori x FASE	Sezione	Composizione terna	Denominazione cavo
		[m]	[m]	[kW]	[kV]	[A]		unt	[mm^2]		
DORSALE 1 AT AL	CM-01 - CM-02	1939,21	14.463	4.200	36	74,84	0,9	1	500	3x1x500	ARE4H5E 20,8/36 kV
	CM-02 - CM-05	2549,47		8.400	36	149,68	0,9	1	500	3x1x500	ARE4H5E 20,8/36 kV
	CM-05 - SSEU	9973,93		12.600	36	224,53	0,9	1	500	3x1x500	ARE4H5E 20,8/36 kV
DORSALE 2 AT AL	CM-04 - CM-03	1107,00	12.853	4.200	36	74,84	0,9	1	300	3x1x300	ARE4H5E 20,8/36 kV
	CM-03 - CM-06	2244,59		8.400	36	149,68	0,9	1	300	3x1x300	ARE4H5E 20,8/36 kV
	CM-06 - CM-07	663,90		12.600	36	224,53	0,9	2	300	3x2x300	ARE4H5E 20,8/36 kV
	CM-07 - SSEU	8837,29		16.800	36	299,37	0,9	2	300	3x2x300	ARE4H5E 20,8/36 kV
DORSALE 3 AT CU	SSEU - SE TERNA	969,42	969	29.400	36	523,89	0,9	1	630	3x1x630	RG16H1R12 26/45 kV

Figura 20 - Valori finali

9 CONCLUSIONE

Le sezioni di cablaggio AT a 36 kV valutate in questa relazione di calcolo (300 e 500 mm^2 in alluminio e 630 mm^2 in rame) sono state verificate per le condizioni di installazione considerate, le perdite di potenza, i cortocircuiti e i requisiti tecnici dovuti alla caduta di tensione, in conformità con gli standard internazionali, integrati dalle normative locali.

Pertanto, il dimensionamento del cablaggio AT è conforme ai requisiti tecnici del Progetto.

Palermo 03/10/2025 Dott. Ing. Girolamo Gorgone