

**SCS ENLIN S.r.l.**  
 Sede Legale:  
 Via F.do Ayroldi, 10  
 72017 Ostuni (BR)  
 P. IVA 02703630745



CODE

**SCS.DES.R.ELE.ITA.W.5681.002.00**

PAGE

1 di/of 19

AVAILABLE LANGUAGE: IT

**IMPIANTO EOLICO MONTEMILONE  
 COMUNI DI  
 MONTEMILONE E VENOSA (PZ)  
 RELAZIONE TECNICA – DESCRITTIVA  
 DI CALCOLO ELETTRICO**

File name: SCS.DES.R.ELE.ITA.W.5681.002.00\_RELAZIONE TECNICA-DESCRITTIVA DI CALCOLO ELETTRICO.docx  
 SCS.DES.R.ELE.ITA.W.5681.002.00\_RELAZIONE TECNICA-DESCRITTIVA DI CALCOLO ELETTRICO.docx

<b>00</b>	12/03/2024	<b>EMISSIONE</b>	SCS INGEGNERIA V.Decarolis	SCS INGEGNERIA S.Miccoli	SCS INGEGNERIA A.Sergi
<b>REV.</b>	<b>DATE</b>	<b>DESCRIPTION</b>	<b>PREPARED</b>	<b>VERIFIED</b>	<b>APPROVED</b>
<b>IMPIANTO / Plant</b> IMPIANTO EOLICO SERRACAPRIOLA		<b>CODE</b>			
GROUP	FUNCION	TYPE	DISCIPLINE	COUNTRY	TEC
<b>SCS</b>	<b>DES</b>	<b>R</b>	<b>E L E I T A</b>	<b>W</b>	<b>5 6 8 1 0 0 2 0 0</b>
<b>CLASSIFICATION:</b>			<b>UTILIZATION SCOPE : PROGETTO DEFINITIVO</b>		

## INDICE

1. INTRODUZIONE .....	4
2. DOCUMENTI DI RIFERIMENTO .....	5
3. NORMATIVA DI RIFERIMENTO .....	5
4. INQUADRAMENTO TERRITORIALE .....	6
5. DESCRIZIONE DEL PROGETTO .....	9
6. DIMENSIONAMENTO DEI CAVI AT 36 KV .....	13
6.1. CRITERIO DELLA MASSIMA CORRENTE AMMISSIBILE .....	13
6.2. CRITERIO DELLA CADUTA DI TENSIONE .....	18

### INDICE DELLE FIGURE

Figura 1 - Localizzazione dell'area di impianto nel contesto nazionale .....	6
Figura 2 - Localizzazione dell'area di impianto a livello regionale .....	7
Figura 3 - Individuazione su ortofoto.....	7
Figura 4 - Coordinate delle torri eoliche dell'Impianto eolico di "Montemilone" con indicazioni catastali (Comune, Foglio e P.Illa catastale di appartenenza delle torri eoliche) .....	8
Figura 5 - Schema di collegamento tra WTG - CC - SE .....	10
Figura 6 - Sezione scavi con terne cavi AT interni al parco eolico .....	11
Figura 7 - Sezione scavi con terne cavi AT interni al parco eolico .....	12
Figura 8 - Sezione scavi con 4 terne cavi AT tra collector cabin e stallo RTN 36 kV .....	12
Figura 9 - Caratteristiche cavo utilizzato .....	14
Figura 10 – Tabella riassuntiva coefficienti K utilizzati e verifica portata sui cavi AT interni al parco eolico	17
Figura 11 – Tabella riassuntiva coefficienti K utilizzati e verifica portata sui cavi AT esterni al parco eolico	18
Figura 12 - Calcolo della caduta di tensione riscontrata per linea AT interna al parco eolico .....	19
Figura 13 - Calcolo della caduta di tensione riscontrata per linea AT esterna al parco eolico .....	19

## 1. INTRODUZIONE

La società SCS ENLIN S.r.l. è promotrice di un progetto per l'installazione di un impianto eolico nei territori comunali di Venosa e Montemilone (PZ), e relative opere di connessione che si sviluppano nei territori comunali di Venosa, Montemilone e Spinazzola (BT). Il Comune di Minervino Murge (BT) ne viene marginalmente coinvolto per una piccola parte di superficie di sorvolo.

Il progetto, cui la presente relazione fa riferimento, riguarda la realizzazione di un impianto di produzione di energia rinnovabile da fonte eolica composta da 13 aerogeneratori, con potenza unitaria pari a 7 MW ed una potenza complessiva di 91 MW.

Il punto di connessione individuato per l'immissione dell'energia prodotta dall'impianto eolico, è individuato presso lo stallo AT a 36 kV della nuova Stazione Elettrica di trasformazione RTN da inserire in entra-esce alla linea 380 kV "Genzano - Melfi". L'impianto verrà pertanto connesso in antenna a 36 kV su suddetta stazione.

In considerazione del livello di tensione del punto di connessione (36 kV), l'impianto internamente è esercito alla medesima tensione a mezzo dei trasformatori AT/BT propri di ciascun aerogeneratore.

I tredici aerogeneratori dell'impianto sono suddivisi in n.5 cluster di alta tensione la cui energia prodotta fa capo alla Collector Cabin dell'impianto. Quest'ultima provvede quindi al parallelo delle linee AT esercite a 36 kV interne all'impianto eolico e all'interfaccia dello stesso con il punto di connessione su rete RTN a mezzo di un cavidotto AT che si estende, al netto di alcune aree private, principalmente su strade comunali, provinciali e/o statali.

<i>Progetto Wind Farm Montemilone</i>	
Numero Turbine	13
Potenza Nominale Turbina	7 MW
Potenza Nominale Impianto Wind	91 MW

**Tabella 1: Caratteristiche impianto wind**

## **2. DOCUMENTI DI RIFERIMENTO**

Nella redazione del presente documento, sono di riferimento i seguenti documenti tecnici d progetto:

- SCS.DES.D.ELE.ITA.W.5681.009.00 – Schemi elettrici impianto eolico\_Schema elettrico unifilare generale;
- SCS.DES.D.ELE.ITA.W.5681.001.00 – Planimetria del tracciato dell'elettrodotto, nel quale sono presenti le sezioni tipiche dei cavidotti AT;

## **3. NORMATIVA DI RIFERIMENTO**

Nella redazione del presente progetto sono state e dovranno essere osservate anche in fase esecutiva dei lavori, le disposizioni di legge vigenti in materia e le norme tecniche CEI EN.

Si riportano di seguito, un elenco delle principali specifiche tecniche e norme di riferimento. S'intendono comprese nello stesso tutte le varianti, le modifiche ed integrazioni:

- IEC 60502-2: Power cables with extruded insulation and their accessories for rated voltages from 1 kV ( $U_m=1.2$  kV) up to 30 kV ( $U_m=36$  kV) – Part 2: Cables for rated voltages from 6 kV ( $U_m=7.2$  kV) up to 30 kV ( $U_m=36$  kV) (03/2005);
- CEI EN 60909 (11-25) – Calcolo di cortocircuito nei sistemi trifasi in corrente alternata;
- IEC 60287: Electric cables – Calculation of the current rating (12/2006);
- CEI 11-17: Impianti di produzione, trasmissione e distribuzione pubblica di energia elettrica – Linee in cavo (07/2006).

#### 4. INQUADRAMENTO TERRITORIALE

La società **SCS ENLIN S.r.l.**, di proprietà di SCS INGEGNERIA S.R.L., è promotrice dell'impianto eolico di 91 MW ricadente nei territori di Venosa e Montemilone e opere di connessione da installarsi nei comuni di Venosa, Montemilone e Spinazzola.

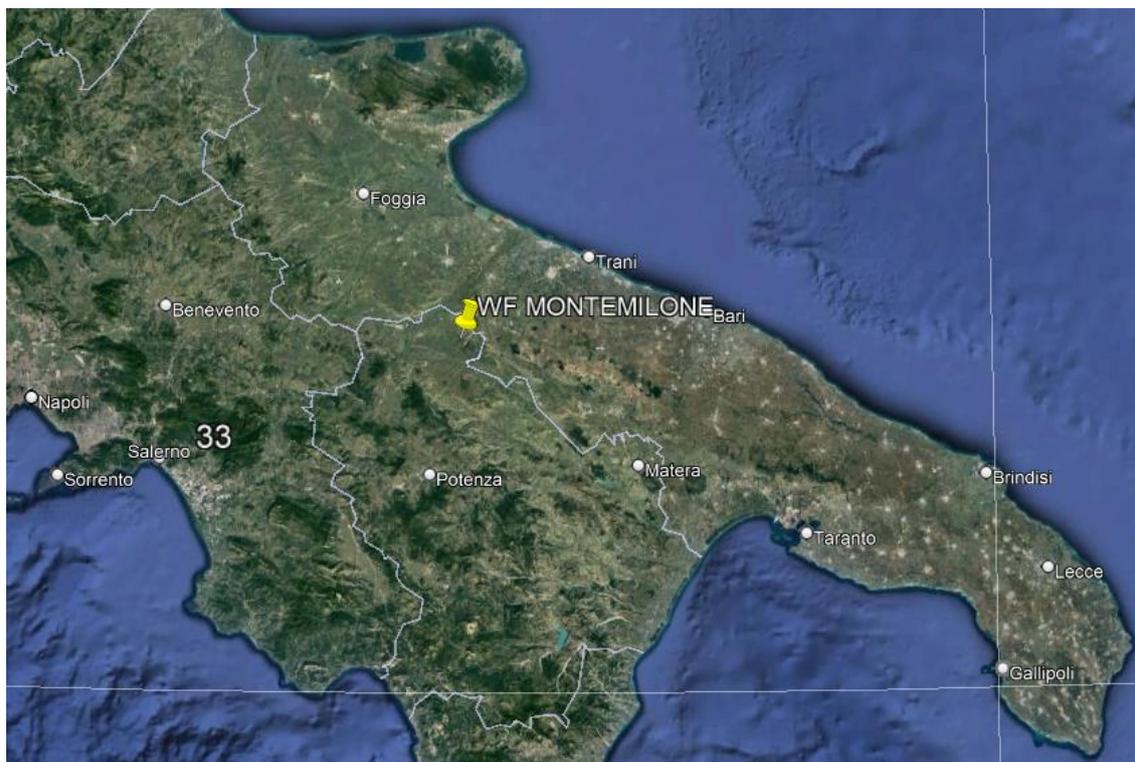
L'area di impianto si sviluppa a circa 40Km dalla costa Adriatica e a 45 Km a Nord-Est di Potenza, al confine tra le Regioni di Puglia e Basilicata.

Relativamente ai Comuni più vicini, invece, il parco sorge a circa 1,5 Km da Montemilone e 10 Km da Venosa, entrambi appartenenti alla Provincia di Potenza. Il primo Comune pugliese in prossimità dell'area di impianto è, invece, quello di Minervino Murge, distante circa 8Km dalla turbina più esterna, ed appartenente alla Provincia di Barletta-Andria-Trani.

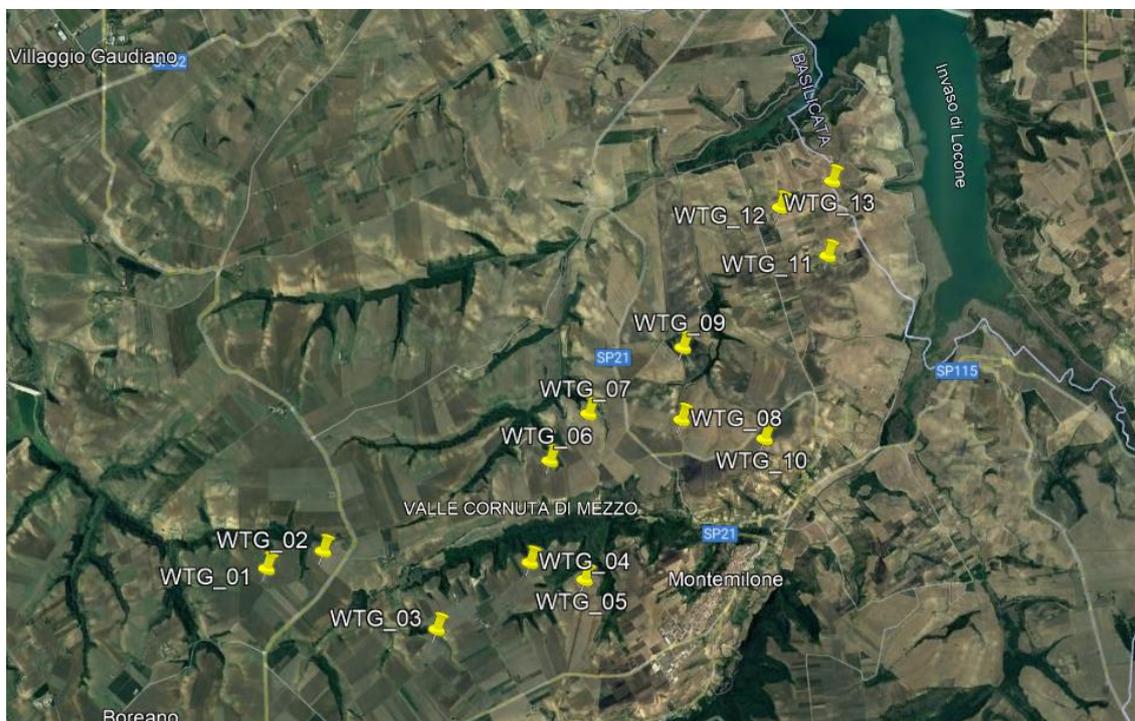
Di seguito è riportato l'inquadramento territoriale su ortofoto dell'area di progetto a livello nazionale, regionale e di dettaglio.



**Figura 1 - Localizzazione dell'area di impianto nel contesto nazionale**



**Figura 2 - Localizzazione dell'area di impianto a livello regionale**



**Figura 3 - Individuazione su ortofoto**

Il parco sorge a Nord del Comune di Montemilone e a ridosso del confine con la Regione Puglia, a circa 1,5 Km dall'Invaso di Locone.

Le aree di intervento ricadono all'interno dell'ambito paesaggistico individuato come "La collina e i terrazzi del Bradano" il cui territorio è un semianfiteatro delimitato dai margini della catena appenninica, dominata

dal monte Vulture, e dalla parte dell'ampia depressione della fossa bradanica percorsa dal fiume Bradano. A nord dell'area di impianto si estende, invece, il Tavoliere delle Puglie.

Il progetto prevede una struttura costituita da 13 aerogeneratori, di potenza unitaria pari a 7 MW per una potenza complessiva di 91 MW, raggiungibili per mezzo di una viabilità di accesso all'impianto, opportunamente disposti nell'area di interesse e installati su torri tubolari di altezza al mozzo pari a 115m, e da un cavidotto interrato, necessario al funzionamento delle turbine eoliche.

Le opere elettriche che fanno parte dell'impianto eolico possono essere schematicamente suddivise in:

- opere elettriche di collegamento fra aerogeneratori;
- opere elettriche di trasformazione e collegamento alla rete.

Le opere elettriche di trasformazione e collegamento alla rete elettrica sono costituite da una stazione elettrica utente (detta Impianto di Utenza per la Connessione) e da una stazione elettrica di consegna (detta Impianto di Rete per la Connessione); l'insieme dei due impianti costituisce l'Impianto per la Connessione.

Nella tabella che segue sono individuate, nel sistema UTM WGS 84 – Fuso 33N e in Gauss Boaga- Roma 40 Fuso Est, le coordinate delle turbine eoliche insieme ai riferimenti catastali delle particelle nelle quali ricadono le fondazioni:

SISTEMA DI RIFERIMENTO UTM WGS 84 - FUSO 33N			SISTEMA DI RIFERIMENTO GAUSS BOAGA - Roma 40 fuso Est			RIFERIMENTI CATASTALI		
Coordinate Aerogeneratori			Coordinate Aerogeneratori			COMUNE	FG	P.LLA
WTG	EST [m]	NORD [m]	WTG	EST [m]	NORD [m]			
WTG_01	575967,36	4542516,79	WTG_01	2595970,65	4542493,41	VENOSA	4	36
WTG_02	576643,42	4542735,31	WTG_02	2596652,07	4542740,70	VENOSA	4	151
WTG_03	578021,19	4541809,60	WTG_03	2598029,81	4541814,96	MONTEMILONE	17	42
WTG_04	579127,00	4542620,00	WTG_04	2599135,62	4542625,32	MONTEMILONE	17	151 170 86
WTG_05	579786,75	4542420,29	WTG_05	2599795,36	4542425,59	MONTEMILONE	17	59 161
WTG_06	579353,00	4543851,00	WTG_06	2599361,64	4543856,31	MONTEMILONE	12	184
WTG_07	579812,00	4544422,00	WTG_07	2599820,65	4544427,30	MONTEMILONE	12	37
WTG_08	580930,00	4544363,00	WTG_08	2600938,65	4544368,28	MONTEMILONE	9 5	114 242
WTG_09	580936,00	4545233,00	WTG_09	2600944,66	4545238,28	MONTEMILONE	5	269 50
WTG_10	581930,26	4544145,97	WTG_10	2601938,90	4544151,23	MONTEMILONE	13	15
WTG_11	582674,96	4546362,97	WTG_11	2602683,64	4546368,22	MONTEMILONE	8	112 59
WTG_12	582093,00	4546942,00	WTG_12	2602101,69	4546947,26	MONTEMILONE	7	42
WTG_13	582727,43	4547276,05	WTG_13	2602736,13	4547281,30	MONTEMILONE	7	35

**Figura 4 - Coordinate delle torri eoliche dell'Impianto eolico di "Montemilone" con indicazioni catastali (Comune, Foglio e P.lla catastale di appartenenza delle torri eoliche)**

## **5. DESCRIZIONE DEL PROGETTO**

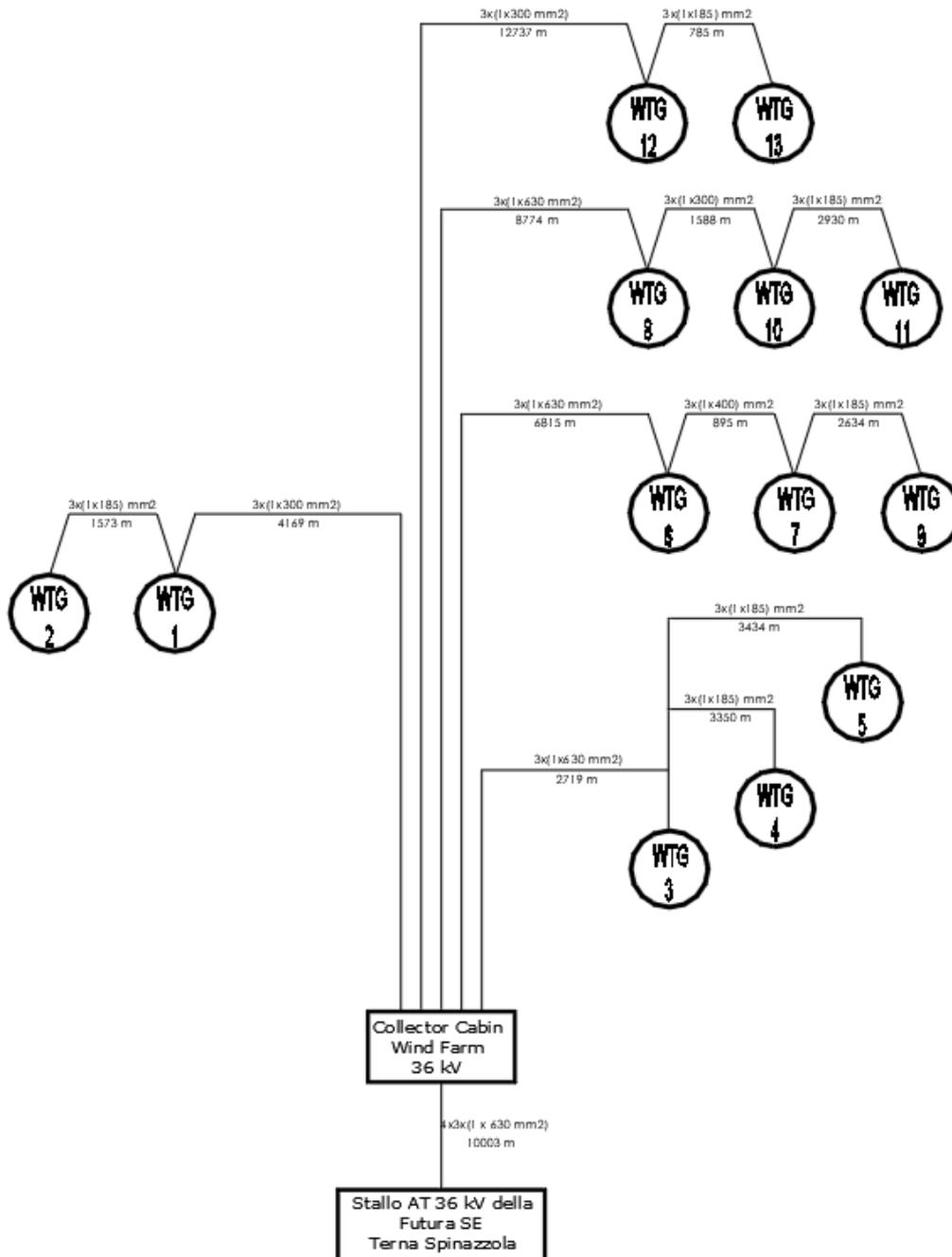
L'intervento prevede l'installazione di n. 13 aerogeneratori, ognuno della potenza nominale di 7 MW per una potenza complessiva di 91 MW.

Il progetto in questione prevede che ciascun aerogeneratore sia elettricamente interconnesso mediante un collegamento di tipo "entra-esce" attraverso un cavo AT all'aerogeneratore successivo ad eccezione del Cluster 5, nel quale i cavi provenienti della WTG 4 e WTG 5 si attesteranno entrambi al quadro AT della WTG 3, secondo quanto riportato nello schema unifilare presentato nel documento "SCS.DES.D.ELE.ITA.W.5681.009.00 - Schemi elettrici impianto eolico\_Schema elettrico unifilare generale". L'energia prodotta dagli aerogeneratori viene convogliata alla cabina elettrica di impianto eolico per poi essere trasportata verso il punto di connessione. Nello specifico il cavidotto in uscita dalla collector cabin di impianto eolico sarà attestato allo stallo AT a 36 kV della nuova Stazione Elettrica di trasformazione RTN da inserire in entra-esce alla linea 380 kV "Genzano - Melfi".

Sia i cavidotti d'interconnessione fra gli aerogeneratori che i cavidotti di vettoriamento seguiranno un tracciato sia su strada esistente (strade comunali e/o provinciali) sia su nuova viabilità a servizio degli aerogeneratori di progetto.

La configurazione elettrica d'impianto prevede la realizzazione di 5 cluster di alta tensione, tre di essi caratterizzati da n.3 WTG e due caratterizzati da n.2 WTG. Il quadro AT dell'ultima WTG di ciascun cluster sarà connesso tramite un cavo AT al quadro AT della Collector Cabin di impianto. Il collegamento tra l'impianto eolico e la RTN, sarà caratterizzato da un cavidotto AT caratterizzato da quattro terne in parallelo da 630 mm<sup>2</sup>.

## Schema di collegamento WTG e lunghezza del tracciato dei cavidotti AT



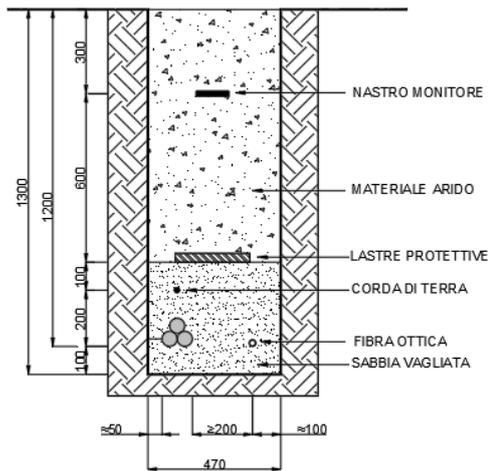
**Figura 5 - Schema di collegamento tra WTG - CC - SE**

I cavi all'interno delle trincee, siano essi interni o esterni al parco eolico, saranno posati in cavidotti interrati il cui scavo avrà una profondità minima di 1,3 m ed una larghezza variabile in funzione del

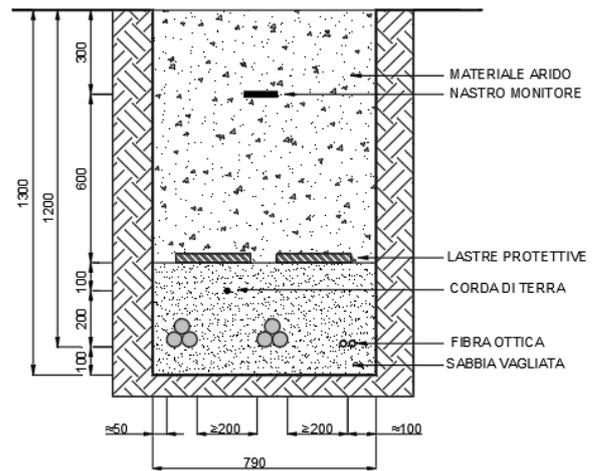
numero di terne. All'interno dello stesso scavo verranno posate la corda di terra (in rame nudo), la fibra ottica e il nastro segnalatore.

Di seguito si riportano alcuni tipologici:

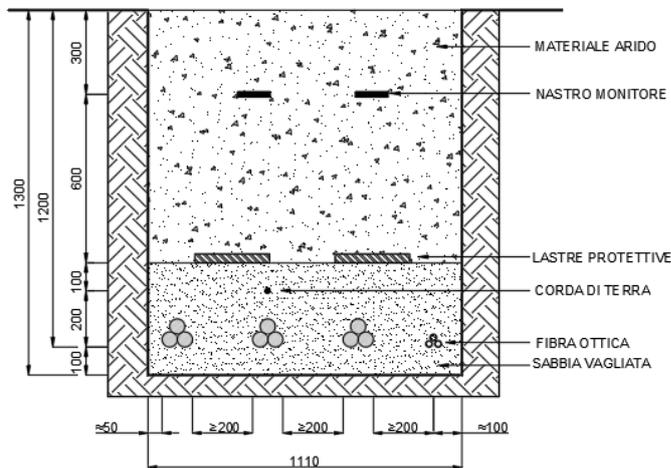
SEZIONE TIPO "A"



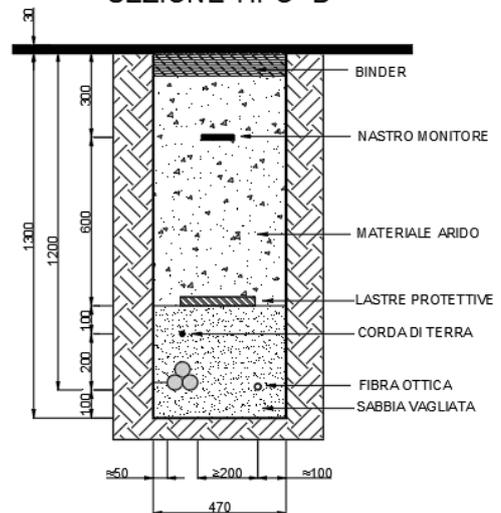
SEZIONE TIPO "B"



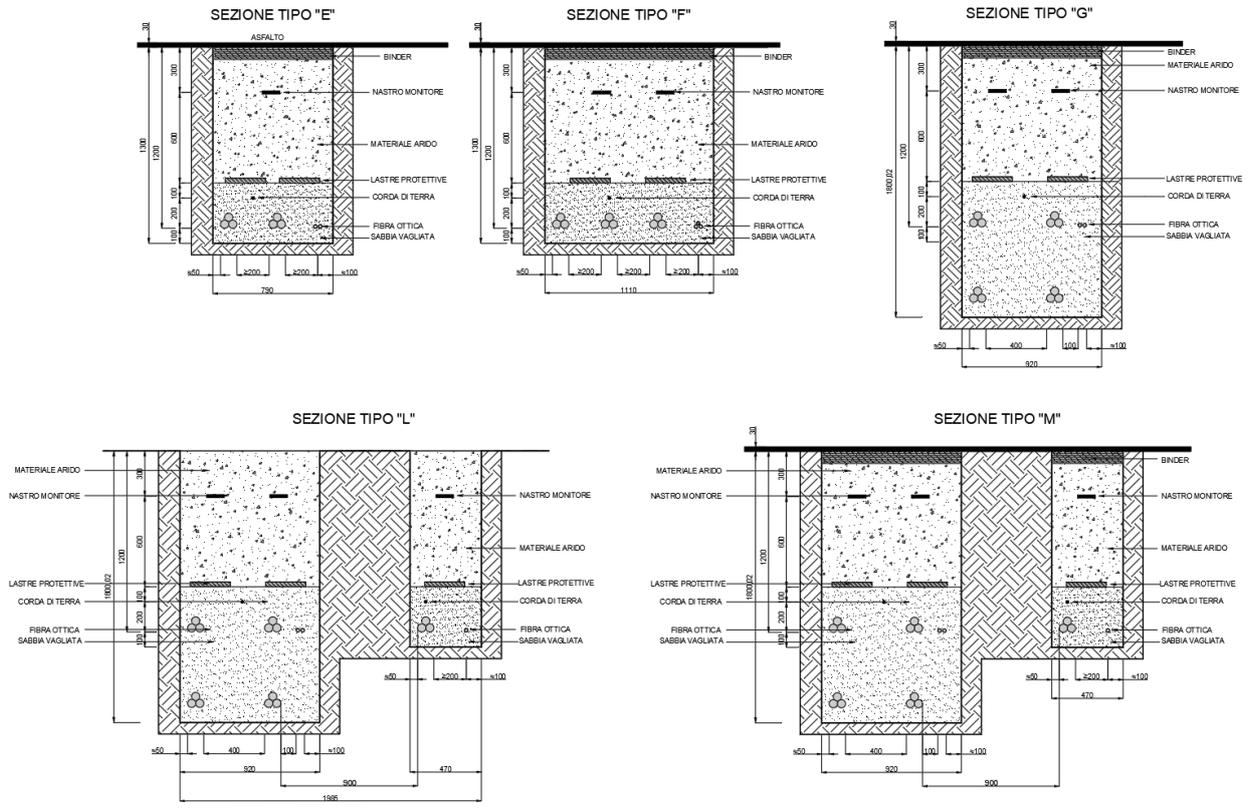
SEZIONE TIPO "C"



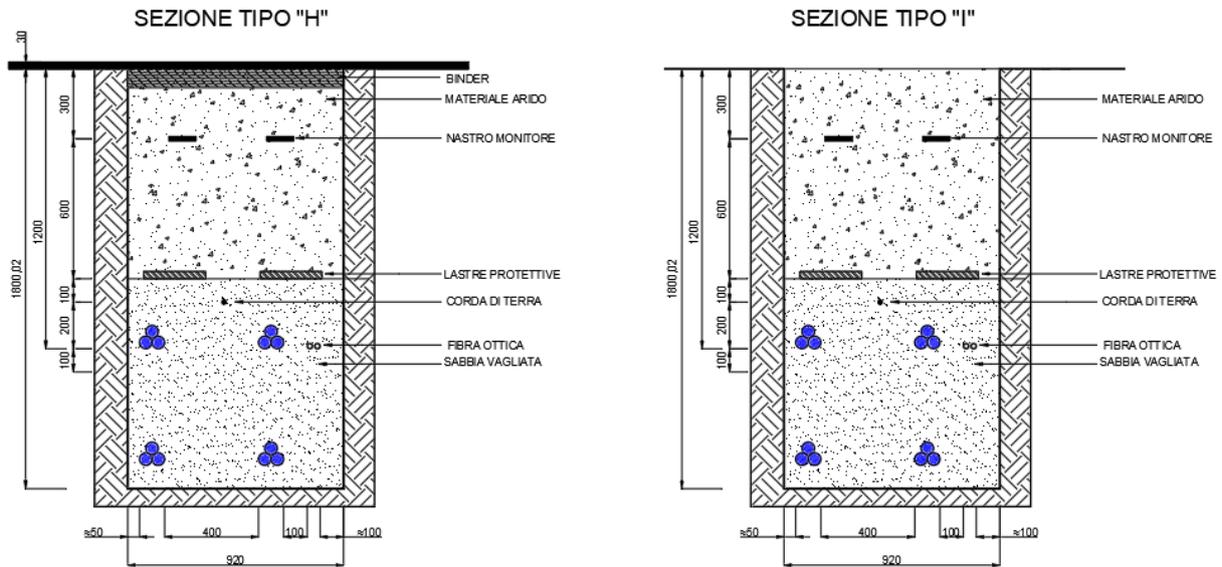
SEZIONE TIPO "D"



**Figura 6 - Sezione scavi con terne cavi AT interni al parco eolico**



**Figura 7 - Sezione scavi con terne cavi AT interni al parco eolico**



**Figura 8 - Sezione scavi con 4 terne cavi AT tra collector cabin e stallo RTN 36 kV**

## **6. DIMENSIONAMENTO DEI CAVI AT 36 kV**

Le linee AT interne ed esterne al parco eolico (interne tra aerogeneratori, interne tra aerogeneratori e collector cabin impianto eolico, esterne tra collector cabin e la RTN) di interconnessione tra gli aerogeneratori, saranno realizzate con cavi eserciti a 36 kV direttamente interrati nel terreno e posati a trifoglio.

I cavi saranno installati in trincee della profondità variabile tra 1,3 metro o superiore, in relazione alle interferenze presenti in sito secondo il tracciato indicato negli elaborati grafici:

- SCS.DES.D.ELE.ITA.W.5681.005.00 - Planimetrie reti elettriche\_Inquadramento IGM cavidotto impianto eolico;
- SCS.DES.D.ELE.ITA.W.5681.008.00 - Planimetrie reti elettriche\_Inquadramento CTR cavidotto impianto eolico;
- SCS.DES.D.ELE.ITA.W.5681.007.00 - Planimetrie reti elettriche\_Inquadramento ortofoto cavidotto impianto eolico;
- SCS.DES.D.ELE.ITA.W.5681.006.00 - Planimetrie reti elettriche\_Inquadramento catastale cavidotto impianto eolico;
- SCS.DES.D.ELE.ITA.W.5681.001.00 - Planimetria del tracciato dell'elettrodotto, nel quale sono presenti le sezioni tipiche dei cavidotti AT;
- SCS.DES.D.ELE.ITA.W.5681.002.00 - Planimetria con individuazione di tutte le interferenze;

Ai fini del dimensionamento dei circuiti suddetti, sono stati presi in considerazione il criterio di dimensionamento della massima corrente ammissibile e il criterio della caduta di tensione. Di seguito si riporta il dettaglio di calcolo.

### **6.1. CRITERIO DELLA MASSIMA CORRENTE AMMISSIBILE**

Il calcolo della effettiva portata dei cavi a installarsi nell'impianto eolico integrato dal sistema BESS tiene conto della tipologia costruttiva del cavo, della tipologia di posa dei cavi e delle condizioni del sito in relazione alla posa stessa.

Le corrette condizioni di esercizio delle diverse tratte delle linee AT, sono state verificate con cavi unipolari di sezione 185, 300, 400 e 630 mm<sup>2</sup> caratterizzati da conduttore in alluminio e tensione nominale U<sub>0</sub>/U: 20,8/36 kV, U<sub>max</sub> pari a 42 kV.

Le condizioni di installazione dei cavi saranno le seguenti:

- Temperatura di funzionamento: 90 ° C
- Temperatura del terreno: 30 ° C
- Resistenza termica del terreno: 2 K\*m/W
- Profondità di installazione: 1,2
- Separazione tra circuiti: 200 mm.
- Fattore di potenza: 0,90
- Frequenza: 50 Hz.
- Tensione nominale: 36 kV (U<sub>m</sub>: 42 kV)

Per il calcolo delle sezioni dei circuiti sono state considerate le caratteristiche elettriche di un datasheet commerciale di un cavo tipo ARE4H5E avente tensione nominale  $U_0/U$  20,8/36 kV, conduttore in alluminio e portata Io come di seguito indicate nella tabella:



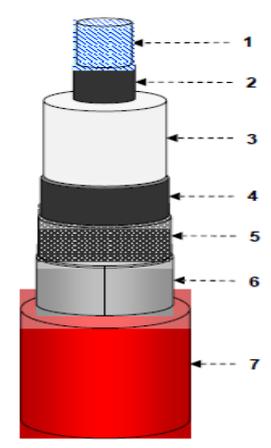
**MEDIUM VOLTAGE POWER CABLES**  
SINGLE CORE CABLES WITH ALUMINIUM CONDUCTOR, REDUCED THICKNESS XLPE INSULATION, ALLUMINIUM TAPE SCREEN AND PE OUTER SHEATH, LONGITUDINAL AND RADIAL WATERTIGHTNESS

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

**APPLICATIONS**  
In MV 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: **3,5  $U_0$**   
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<sup>2</sup> (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:  
"MANUFACTURER <Year> ARE4H5E 20,8/36kV 1x<S> <meter marking>"  
<Year> = year of manufacturing  
<S> = section of the conductor

Longitudinal waterproof

Radial waterproof

Max operating temp. of conductor: 90 °C

Max short-circuit temperature : 250 °C

Max short-circuit temperature screen: 150 °C

Minimum installation temperature: -25 °C

ARE4H5E 20,8/36kV 1x...															
Type	Conductor diameter nominal mm	Insulation		Sheath thickness nominal mm	Cable		Electrical resistance		X at 50 Hz Ω/km	C μF/km	Current capacity		Short circuit current		
		thickness min mm	diameter nominal mm		diameter approx mm	weight indicative kg/km	at 20 °C - d.c. Ω/km	at 90 °C - a.c. Ω/km			in ground at 20 °C A	in free air at 30 °C A	conductor Tmax 250°C kA x 1,0 s	screen Tmax 150°C kA x 0,5 s	
1x185	16,0	7,4	32,6	2,2	40,7	1.450	0,1640	0,211	0,115	0,221	321	429	17,5	2,3	
1x240	18,5	7,1	34,5	2,3	42,8	1.660	0,1250	0,161	0,109	0,252	372	508	22,7	2,3	
1x300	20,7	6,8	36,1	2,3	44,5	1.850	0,1000	0,129	0,104	0,283	419	583	28,3	2,4	
1x400	23,5	6,9	39,1	2,4	47,9	2.190	0,0778	0,101	0,101	0,308	479	680	37,8	2,6	
1x500	26,5	7,0	42,6	2,5	51,7	2.630	0,0605	0,079	0,098	0,337	547	792	47,2	2,9	
1x630	30,0	7,1	46,3	2,6	56,0	3.190	0,0469	0,063	0,095	0,367	622	920	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

**Figura 9 - Caratteristiche cavo utilizzato**

Poiché le condizioni di installazione dei cavi saranno quelle riportate ad inizio del presente paragrafo, le portate di corrente dei cavi selezionati non saranno quelle che si determinano in condizioni di installazione standard definite dai datasheet dei cavi. Pertanto, alla portata nominale  $I_o$ , in accordo alla norma IEC 60502-2, sono applicati dei fattori di correzione che tengono conto delle condizioni di posa dei cavi al fine di calcoliar appunto, la portata di corrente effettiva di ciascun cavo, indicata con  $I_z'$ .

$$I_z' = I_o \times K = I_o \times K_1 \times K_2 \times K_3 \times K_4$$

I fattori di correzione su citati sono standardizzati dalla norma IEC 60502-2. Nello specifico, sono stati utilizzati i seguenti fattori di correzione:

**1.  $k_1$  - Fattore di correzione della corrente nominale per temperatura del terreno diverse da 20°C:**

Temperatura del terreno (°C)	Fattore $K_1$
20	1

**2.  $k_2$  - Fattore di correzione per gruppi di più circuiti installati nello stesso scavo:**

Numero di circuiti per gruppi	Fattore $K_2$
2 (dist. tra circuiti 200 mm)	0,83
3 (dist. tra circuiti 200 mm)	0,73
4 (dist. tra circuiti 200 mm)	0,68
4 (dist. tra circuiti 400 mm)	0,75

**3.  $k_3$  - Fattore di correzione per differenti valori di profondità di posa diversi da 0,8 m:**

Profondità (m)	Fattore $K_3$	
	< 185 mm <sup>2</sup>	> 185 mm <sup>2</sup>
1,25	0,96	0,95

**4. k4 - Fattore di correzione per valori di resistività termica del terreno differenti da 1,5 (k\*m/W):**

<b>Resistività del terreno pari a 2 (k*m/W)</b>	
<b>Sezione del cavo [mm<sup>2</sup>]</b>	<b>Fattore K<sub>4</sub></b>
185	0,88
300	0,88
400	0,88
630	0,88

La sezione del cavo scelto, è stata quindi determinata verificando il criterio seguente, ossia che la portata effettiva del cavo in condizioni di esercizio alle caratteristiche dell'ambiente di posa sia superiore alla corrente di impiego del cavo stesso:

$$I'z \geq Ib$$

Di seguito viene mostrata una tabella esplicativa di riferimento per il calcolo sopra riportato e relativa a ciascuna linea di alta tensione esercita a 36 kV:

CLUSTER 1		Derating Factors					TOTAL (Ktot)	Conductor nominal current capacity I <sub>0</sub> (A)	Adjusted conductor current capacity I' <sub>z</sub> (A)	Admissible Current Verification Criteria
Connection	Size	For ground ambient temperatures different from 20 °C (K1)	For groups of three-phase circuits of single-core cables laid direct in the ground (K2)	For depths of laying other than 0,8 m for direct buried cables (K3)	For soil thermal resistivities other than 1,5 K*m/W for direct buried single core-cables (K4)					
WTG13 - WTG12 - CC										
WTG13-WTG12	3x(1x185) mm <sup>2</sup>	0,96	0,83	0,95	0,88	0,67	321	214	OK	
WTG12 - CC	3x(1x300) mm <sup>2</sup>	0,96	0,75	0,95	0,88	0,60	419	252	OK	
CLUSTER 2		Derating Factors					TOTAL (Ktot)	Conductor nominal current capacity I <sub>0</sub> (A)	Adjusted conductor current capacity I' <sub>z</sub> (A)	Admissible Current Verification Criteria
Connection	Size	For ground ambient temperatures different from 20 °C (K1)	For groups of three-phase circuits of single-core cables laid direct in the ground (K2)	For depths of laying other than 0,8 m for direct buried cables (K3)	For soil thermal resistivities other than 1,5 K*m/W for direct buried single core-cables (K4)					
WTG11 - WTG10 - WTG8 - CC										
WTG11-WTG10	3x(1x185) mm <sup>2</sup>	0,96	0,83	0,95	0,88	0,67	321	214	OK	
WTG10 - WTG8	3x(1x300) mm <sup>2</sup>	0,96	0,83	0,95	0,88	0,67	419	279	OK	
WTG8 - CC	3x(1x630) mm <sup>2</sup>	0,96	0,75	0,95	0,88	0,60	622	374	OK	
CLUSTER 3		Derating Factors					TOTAL (Ktot)	Conductor nominal current capacity I <sub>0</sub> (A)	Adjusted conductor current capacity I' <sub>z</sub> (A)	Admissible Current Verification Criteria
Connection	Size	For ground ambient temperatures different from 20 °C (K1)	For groups of three-phase circuits of single-core cables laid direct in the ground (K2)	For depths of laying other than 0,8 m for direct buried cables (K3)	For soil thermal resistivities other than 1,5 K*m/W for direct buried single core-cables (K4)					
WTG9 - WTG7 - WTG6 - CC										
WTG9-WTG7	3x(1x185) mm <sup>2</sup>	0,96	0,73	0,95	0,88	0,59	321	188	OK	
WTG7 - WTG6	3x(1x400) mm <sup>2</sup>	0,96	0,73	0,95	0,88	0,59	479	281	OK	
WTG6 - CC	3x(1x630) mm <sup>2</sup>	0,96	0,75	0,95	0,88	0,60	622	374	OK	
CLUSTER 4		Derating Factors					TOTAL (Ktot)	Conductor nominal current capacity I <sub>0</sub> (A)	Adjusted conductor current capacity I' <sub>z</sub> (A)	Admissible Current Verification Criteria
Connection	Size	For ground ambient temperatures different from 20 °C (K1)	For groups of three-phase circuits of single-core cables laid direct in the ground (K2)	For depths of laying other than 0,8 m for direct buried cables (K3)	For soil thermal resistivities other than 1,5 K*m/W for direct buried single core-cables (K4)					
WTG2 - WTG1 - CC										
WTG2-WTG1	3x(1x185) mm <sup>2</sup>	0,96	0,68	0,95	0,88	0,55	321	175	OK	
WTG1-CC	3x(1x300) mm <sup>2</sup>	0,96	0,75	0,95	0,88	0,60	419	252	OK	
CLUSTER 5		Derating Factors					TOTAL (Ktot)	Conductor nominal current capacity I <sub>0</sub> (A)	Adjusted conductor current capacity I' <sub>z</sub> (A)	Admissible Current Verification Criteria
Connection	Size	For ground ambient temperatures different from 20 °C (K1)	For groups of three-phase circuits of single-core cables laid direct in the ground (K2)	For depths of laying other than 0,8 m for direct buried cables (K3)	For soil thermal resistivities other than 1,5 K*m/W for direct buried single core-cables (K4)					
WTG5 - WTG4 - WTG3 - CC										
WTG5-WTG3	3x(1x185) mm <sup>2</sup>	0,96	0,83	0,95	0,88	0,67	321	214	OK	
WTG4 - WTG3	3x(1x185) mm <sup>2</sup>	0,96	0,83	0,95	0,88	0,67	321	214	OK	
WTG3 - CC	3x(1x630) mm <sup>2</sup>	0,96	0,83	0,95	0,88	0,67	622	414	OK	

**Figura 10 – Tabella riassuntiva coefficienti K utilizzati e verifica portata sui cavi AT interni al parco eolico**

**EXTERNAL CABLE (Collector Cabin to SE 36 kV feeder)**

Connection CC - SE	Size	Derating Factors				TOTAL (Ktot)	Conductor nominal current capacity I <sub>0</sub> (A)	Adjusted conductor current capacity I' <sub>z</sub> (A)	Admissible Current Verification Criteria
		For ground ambient temperatures different from 20 °C (K1)	For groups of three- phase circuits of single-core cables laid direct in the ground (K2)	For depths of laying other than 0,8 m for direct buried cables (K3)	For soil thermal resistivities other than 1,5 K°m/W for direct buried single core-cables (K4)				
CC WIND - SE TERNA	4x3x(1 x 630 mm <sup>2</sup> )	0,96	0,75	0,93	0,88	0,59	2488	1.466	<b>OK</b>

**Figura 11 – Tabella riassuntiva coefficienti K utilizzati e verifica portata sui cavi AT esterni al parco eolico**

**6.2. CRITERIO DELLA CADUTA DI TENSIONE**

Il calcolo della caduta di tensione nei circuiti AT 36 kV propri dell'impianto eolico integrato dall'impianto BESS è calcolato come segue:

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

Dove:

- $\Delta V$  = Caduta di tensione (V);
- L = Lunghezza del cavo (km);
- I = Corrente di impiego a pieno carico (A);
- R = Resistenza del conduttore ( $\Omega$ /km) a 90°C;
- X = Reattanza del conduttore a 50 Hz ( $\Omega$ /km).

La caduta di tensione percentuale, rispetto alla tensione nominale V, è data da:

$$\Delta V (\%) = (\Delta V / V) \times 100\%$$

CLUSTER 1															
Connection WTG13 - WTG12 - CC	Size	Voltage level (kV)	N° of WTG connected	DISTANCE BETWEEN WTG's (km)	Power Factor	sen φ	Design Power (MW)	Accumulated apparent power (MVA)	Design current (A)	Conductors per phase	Resistance R [Ω/km] 90°C	Inductive reactance X [Ω/km]	Overall Impedance Z [Ω]	ΔV Voltage drop (%) File Calculation	Admissible Voltage Drop Verification Criteria
WTG13-WTG12	3x(1x185) mm <sup>2</sup>	36	1	0,897	0,9	0,44	7	7,778	124,74	1	0,211	0,115	0,2152	0,13%	OK
WTG12 -CC	3x(1x300) mm <sup>2</sup>	36	2	14,043	0,9	0,44	14	15,556	249,47	1	0,129	0,104	2,2669	2,72%	OK
														<b>2,85%</b>	<b>OK</b>
CLUSTER 2															
Connection WTG11 - WTG10 - WTG8 - CC	Size	Voltage level (kV)	N° of WTG connected	DISTANCE BETWEEN WTG's (km)	Power Factor	sen φ	Design Power (MW)	Accumulated apparent power (MVA)	Design current (A)	Conductors per phase	Resistance R [Ω/km] 90°C	Inductive reactance X [Ω/km]	Overall Impedance Z [Ω]	ΔV Voltage drop (%) File Calculation	Admissible Voltage Drop Verification Criteria
WTG11-WTG10	3x(1x185) mm <sup>2</sup>	36	1	3,256	0,9	0,44	7	7,778	124,74	1	0,211	0,115	0,7815	0,47%	OK
WTG10 - WTG8	3x(1x300) mm <sup>2</sup>	36	2	1,780	0,9	0,44	14	15,556	249,47	1	0,129	0,104	0,2873	0,34%	OK
WTG8 - CC	3x(1x630) mm <sup>2</sup>	36	3	9,684	0,9	0,44	21	23,333	374,21	1	0,063	0,095	0,9501	1,71%	OK
														<b>2,52%</b>	<b>OK</b>
CLUSTER 3															
Connection WTG9 - WTG7 - WTG6 - CC	Size	Voltage level (kV)	N° of WTG connected	DISTANCE BETWEEN WTG's (km)	Power Factor	sen φ	Design Power (MW)	Accumulated apparent power (MVA)	Design current (A)	Conductors per phase	Resistance R [Ω/km] 90°C	Inductive reactance X [Ω/km]	Overall Impedance Z [Ω]	ΔV Voltage drop (%) File Calculation	Admissible Voltage Drop Verification Criteria
WTG9-WTG7	3x(1x185) mm <sup>2</sup>	36	1	2,930	0,9	0,44	7	7,778	124,74	1	0,211	0,115	0,7034	0,42%	OK
WTG7 - WTG6	3x(1x400) mm <sup>2</sup>	36	2	1,018	0,9	0,44	14	15,556	249,47	1	0,101	0,101	0,1373	0,16%	OK
WTG6 - CC	3x(1x630) mm <sup>2</sup>	36	3	7,530	0,9	0,44	21	23,333	374,21	1	0,063	0,095	0,7387	1,33%	OK
														<b>1,92%</b>	<b>OK</b>
CLUSTER 4															
Connection WTG2 - WTG1 - CC	Size	Voltage level (kV)	N° of WTG connected	DISTANCE BETWEEN WTG's (km)	Power Factor	sen φ	Design Power (MW)	Accumulated apparent power (MVA)	Design current (A)	Conductors per phase	Resistance R [Ω/km] 90°C	Inductive reactance X [Ω/km]	Overall Impedance Z [Ω]	ΔV Voltage drop (%) File Calculation	Admissible Voltage Drop Verification Criteria
WTG2-WTG1	3x(1x185) mm <sup>2</sup>	36	1	1,763	0,9	0,44	7	7,778	124,74	1	0,211	0,115	0,4232	0,25%	OK
WTG1-CC	3x(1x300) mm <sup>2</sup>	36	2	4,619	0,9	0,44	14	15,556	249,47	1	0,129	0,104	0,7456	0,89%	OK
														<b>1,15%</b>	<b>OK</b>
CLUSTER 5															
Connection WTG5 - WTG4 - WTG3 - CC	Size	Voltage level (kV)	N° of WTG connected	DISTANCE BETWEEN WTG's (km)	Power Factor	sen φ	Design Power (MW)	Accumulated apparent power (MVA)	Design current (A)	Conductors per phase	Resistance R [Ω/km] 90°C	Inductive reactance X [Ω/km]	Overall Impedance Z [Ω]	ΔV Voltage drop (%) File Calculation	Admissible Voltage Drop Verification Criteria
WTG5-WTG3	3x(1x185) mm <sup>2</sup>	36	1	3,810	0,9	0,44	7	7,778	124,74	1	0,211	0,115	0,9146	0,55%	OK
WTG4 - WTG3	3x(1x185) mm <sup>2</sup>	36	1	3,718	0,9	0,44	7	7,778	124,74	1	0,079	0,098	0,4232	0,25%	OK
WTG3 - CC	3x(1x630) mm <sup>2</sup>	36	3	3,024	0,9	0,44	21	23,333	374,21	1	0,063	0,095	0,2967	0,53%	OK
														<b>1,34%</b>	<b>OK</b>

**Figura 12 - Calcolo della caduta di tensione riscontrata per linea AT interna al parco eolico**

EXTERNAL CABLE (Collector Cabin to SE 36 kV feeder)															
Connection CC - SE	Size	Voltage level (kV)	N° of WTG connected	DISTANCE BETWEEN CC - SE (km)	Power Factor	sen φ	Accumulated active power (MW)	Accumulated apparent power (MVA)	Nominal current (A)	Conductors per phase	Resistance R [Ω/km] 90°C	Inductive reactance X [Ω/km]	Overall Impedance Z [Ω]	ΔV Voltage drop (%) File Calculation	Admissible Voltage Drop Verification Criteria
CC WIND - SE TERNA	4x3x(1 x 630) mm <sup>2</sup>	36	13	11,036	0,95	0,31	91	95,789	1459,41	4	0,063	0,095	0,9879	1,73%	OK

**Figura 13 - Calcolo della caduta di tensione riscontrata per linea AT esterna al parco eolico**