

# REGIONE PUGLIA

Città Metropolitana di Bari

## COMUNE DI SANTERAMO IN COLLE



REV.	DESCRIZIONE	DATA	REDATTO	CONTROL.	APPROV.
1	EMISSIONE PER ENTI ESTERNI	25/11/22	SIGNORELLO A.	FURNO C.	NASTASI A.
0	EMISSIONE PER COMMENTI	18/11/22	SIGNORELLO A.	FURNO C.	NASTASI A.

Committente:

**IBERDROLA RENEWABLES ITALIA S.p.A.**



Sede legale in Piazzale dell'Industria, 40, 00144, Roma  
Partita I.V.A. 06977481008 - PEC: iberdrolarenovablesitalia@pec.it

Società di Progettazione:



*Ingegneria & Innovazione*

Via Jonica, 16 - Loc. Belvedere - 96100 Siracusa (SR) Tel. 0931.1663409  
Web: [www.antexgroup.it](http://www.antexgroup.it) e-mail: [info@antexgroup.it](mailto:info@antexgroup.it)

Progetto:

**PARCO EOLICO "SANTERAMO"**

Progettista/Resp. Tecnico

**Dott. Ing. Cesare Furno**  
Ordine degli Ingegneri  
della Provincia di Catania  
n° 6130 sez. A

Elaborato:

RELAZIONE TECNICA  
CALCOLI PRELIMINARI DEGLI IMPIANTI

Progettista Elettrico:

**Dott. Ing. Antonino Signorello**  
Ordine degli Ingegneri  
della Provincia di Catania  
n° 6105 sez. A

Scala:

NA

Nome DIS/FILE:

C22011S05-PD-RT-08-01

Allegato:

1/1

F.to:

A4

Livello:

**DEFINITIVO**

Il presente documento è di proprietà della ANTEX GROUP srl.  
È vietato la comunicazione a terzi o la riproduzione senza il permesso scritto della suddetta.  
La società tutela i propri diritti a rigore di Legge.



Documento informatico firmato digitalmente  
ai sensi dell'art. 24 D.Lgs. 82/2005 e ss.mm.ii

## INDICE

1. Premessa .....	3
2. Dati generali del progetto .....	3
3. Scopo .....	3
4. Specifiche Tecniche Cavi in Alluminio MT – ARP1H5(AR)E – 18/30 kV – Umax 36 kV .....	4
5. Caratteristiche del cavo AT .....	6
5.1. <i>Dati tecnici del cavo</i> .....	7
6. Dimensionamento dei cavi in funzione delle condizioni di posa .....	8
7. Determinazione delle potenze/correnti di cortocircuito .....	10
8. Dimensionamento dei cavi in funzione delle sollecitazioni termiche di cortocircuito.....	12
9. Dimensionamento dei cavi in funzione della caduta di tensione.....	13
10. Dimensionamento dei cavi in funzione della temperatura di funzionamento .....	16
11. Linee MT in cavo interrato – Attraversamenti di canali .....	17
12. Linee MT in cavo interrato – Distanze di rispetto da impianti e opere interferenti .....	17
13. Dimensionamento quadri MT .....	17
14. Rete di terra.....	18
14.1. Dimensionamento di massima della rete di terra .....	18
14.2. Dimensionamento termico del dispersore .....	18
14.3. Tensioni di contatto e di passo .....	19
14.4. Rete di terra aerogeneratori .....	19
14.5. Rete di terra connessione aerogeneratori .....	19
15. Riferimenti legislativi e normativi.....	20

## 1. Premessa

Su incarico di IBERDROLA Renovables Italia S.p.A., la società ANTEX GROUP Srl ha redatto il progetto definitivo per la realizzazione di un impianto di produzione di energia elettrica da fonte eolica, denominato Parco Eolico "SANTERAMO", con potenza nominale installata pari a 70,4 MW, da realizzarsi nel territorio del Comune di Santeramo in Colle (BA). Il numero totale di turbine eoliche che saranno installate è pari a 11 con una potenza nominale pari a 6,4 MW per ogni aerogeneratore.

Gli aerogeneratori saranno collegati alla nuova Stazione di trasformazione Utente, posta nel Comune di Matera (MT), tramite cavidotti interrati con tensione nominale pari a 33 kV.

La stazione di trasformazione utente riceverà l'energia proveniente dall'impianto eolico a 33 kV e la eleverà alla tensione di 150 kV. Tutta l'energia elettrica prodotta verrà ceduta alla rete tramite collegamento in antenna a 150 kV sul futuro ampliamento della Stazione Elettrica (SE) di Trasformazione a 380/150 kV della RTN denominata "Matera", previa condivisione dello stallo in stazione con altri produttori.

L'incarico della progettazione definitiva e lo studio di impatto ambientale sono stati affidati alla Società Antex Group Srl per i suoi professionisti selezionati e qualificati che pongono a fondamento delle attività, quale elemento essenziale della propria esistenza come unità economica organizzata ed a garanzia di un futuro sviluppo, i principi della qualità, come espressi dalle norme ISO 9001, ISO 14001 e OHSAS 18001 nelle loro ultime edizioni.

## 2. Dati generali del progetto

L'installazione degli 11 aerogeneratori è prevista nei Comuni di Santeramo in Colle, la sottostazione elettrica utente di trasformazione sarà realizzata nel Comune di Matera.

Il progetto prevede l'adeguamento di tratti di strada esistenti, in particolare di strade comunali e la realizzazione di nuova viabilità a servizio degli aerogeneratori di progetto, ossia di una rete viaria interna al parco che si snoderà seguendo lo sviluppo degli esistenti tratturi non vincolati.

Tale progetto prevede, inoltre, la realizzazione di cavidotti d'interconnessione fra le macchine di progetto e di vettoriamento fino alla sottostazione elettrica utente di trasformazione, prevista nel Comune di Matera.

Sia i cavidotti di interconnessione fra gli aerogeneratori (i cosiddetti cavidotti interni) sia i cavidotti di vettoriamento alla sottostazione di trasformazione utente (i cosiddetti cavidotti esterni) seguiranno un tracciato interrato, ricadente nei territori comunali di Santeramo in Colle (BA) e Matera (MT).

## 3. Scopo

Scopo della presente relazione tecnica è il dimensionamento dei cavi in media tensione e di alta tensione da utilizzare nel parco eolico "Santeramo" sito nei territori dei Comuni di Santeramo in Colle (BA) e Matera (MT).

#### 4. Specifiche Tecniche Cavi in Alluminio MT – ARP1H5(AR)E – 18/30 kV – Umax 36 kV

La Norma CEI 20-13 “Cavi con isolamento estruso in gomma per tensioni nominali da 1 a 30 kV” definisce le principali regole costruttive per i cavi isolati con gomme di qualità G5 e G7 a base di elastomeri etilenpropilenici e stabilisce le prescrizioni di prova a cui devono rispondere nel collaudo. Il paragrafo 4.1.02 “Portate di corrente” afferma che per le portate in regime permanente si deve fare riferimento alla Norma CEI 20-21 “Calcolo delle portate dei cavi elettrici in regime permanente (fattore di carico 100%)” e alle tabelle CEI-UNEL 35027 (nel nostro caso). La Norma CEI-UNEL 35027 è ricavata dalla serie di Norme CEI 20-21 (recepimento della Norma IEC 60287 - serie) ed incorpora la revisione dei valori delle portate in corrente citate nelle Norme CEI. Poiché la sezione massima dei conduttori citata in questa Norma è di 300 mm<sup>2</sup> (cavi in Cu e Al), per i valori di portata in corrente in regime permanente di cavi di dimensioni superiori rimanda alle specifiche tecniche rilasciate dai costruttori per i cavi costruiti in conformità alla CEI 20-13.

ARP1H5(AR)E 18/30kV - Al unipolare Sezione nominale [mmq]	Portata [A] (Trifoglio)	Resistenza apparente a 90°C e 50 Hz [Ohm/km]	Reattanza di fase [Ohm/km]	Impedenza a 90°C e 50 Hz [Ohm/km]
70	212	0,3420	0,15	0,37
95	254	0,2460	0,14	0,28
120	290	0,1960	0,14	0,24
150	324	0,1590	0,13	0,21
185	368	0,1280	0,13	0,18
240	428	0,0985	0,12	0,16
300	486	0,0797	0,12	0,14
400	557	0,0638	0,11	0,13
500	636	0,0517	0,11	0,12
630	725	0,0425	0,10	0,11

MEDIA TENSIONE - APPLICAZIONI TERRESTRI E/O EOLICHE / MEDIUM VOLTAGE - GROUND AND/OR WIND FARM APPLICATION

## ARP1H5(AR)E *P-Laser* AIR BAG™ CABLE SYSTEM



Unipolare 12/20 kV e 18/30 kV  
 Single core 12/20 kV and 18/30 kV

Norma di riferimento  
**HD 620/IEC 60502-2**

### Descrizione del cavo

#### Anima

Conduttore a corda rotonda compatta di alluminio  
**Semiconduttivo interno**  
 Miscela estrusa

#### Isolante

Miscela in elastomero termoplastico (qualità HPTE)

#### Semiconduttivo esterno

Miscela estrusa

#### Rivestimento protettivo

Nastro semiconduttore igroespandente

#### Schematura

Nastro di alluminio avvolto a cilindro longitudinale  
 (Rmax 3Ω/Km)

#### Protezione meccanica

Materiale Polimerico (Air Bag)

#### Gualna

Polietilene: colore rosso (qualità DMP 2)

#### Marcatura

PRYSMIAN (\*\*) ARP1H5(AR)E <tensione>  
 <sezione> <anno>

(\*\*) sigla sito produttivo

Marcatura in rilievo ogni metro

Marcatura metrica ad inchiostro

### Applicazioni

Temperatura di sovraccarico massima 140°C  
 Coefficiente K per temperature di corto circuito di 300°C: K = 100  
**N.B.** Il cavo rispetta le prescrizioni della norma HD 620 per quanto riguarda l'isolante, per tutte le altre caratteristiche rispetta le prescrizioni della IEC 60502-2.

### Accessori idonei

#### Terminali

ELTI-1C (pag. 115), ELTO-1C (pag. 118), FMCS 250 (pag. 128),  
 FMCE (pag. 130), FMCTs-400 (pag. 132),  
 FMCTxs-630/C (pag. 136)

#### Giunti

ECOSPEED™ (pag. 140)

### Standard

**HD 620/IEC 60502-2**

### Cable design

#### Core

Compact stranded aluminium conductor  
**Inner semi-conducting layer**  
 Extruded compound

#### Insulation

Thermoplastic elastomer compound (type HPTE)

#### Outer semi-conducting layer

Extruded compound

#### Protective layer

Semiconductive watertight tape

#### Screen

Aluminium tape longitudinally applied  
 (Rmax 3Ω/Km)

#### Mechanical protection

Polymeric material (Air Bag)

#### Sheath

Polyethylene: red colour (DMP 2 type)

#### Marking

PRYSMIAN (\*\*) ARP1H5(AR)E <rated voltage>  
 <cross-section> <year>

(\*\*) production site label

Embossed marking each meter

Ink-jet meter marking

### Applications

Overload maximum temperature 140°C  
 K coefficient for short-circuit temperatures at 300°C: K = 100  
**N.B.** According to HD 620 standard for insulation, and the IEC 60502-2 for the other characteristics.

### Suitable accessories

#### Terminations

ELTI-1C (pag. 115), ELTO-1C (pag. 118), FMCS 250 (pag. 128),  
 FMCE (pag. 130), FMCTs-400 (pag. 132),  
 FMCTxs-630/C (pag. 136)

#### Joints

ECOSPEED™ (pag. 140)



### Condizioni di posa / Laying conditions

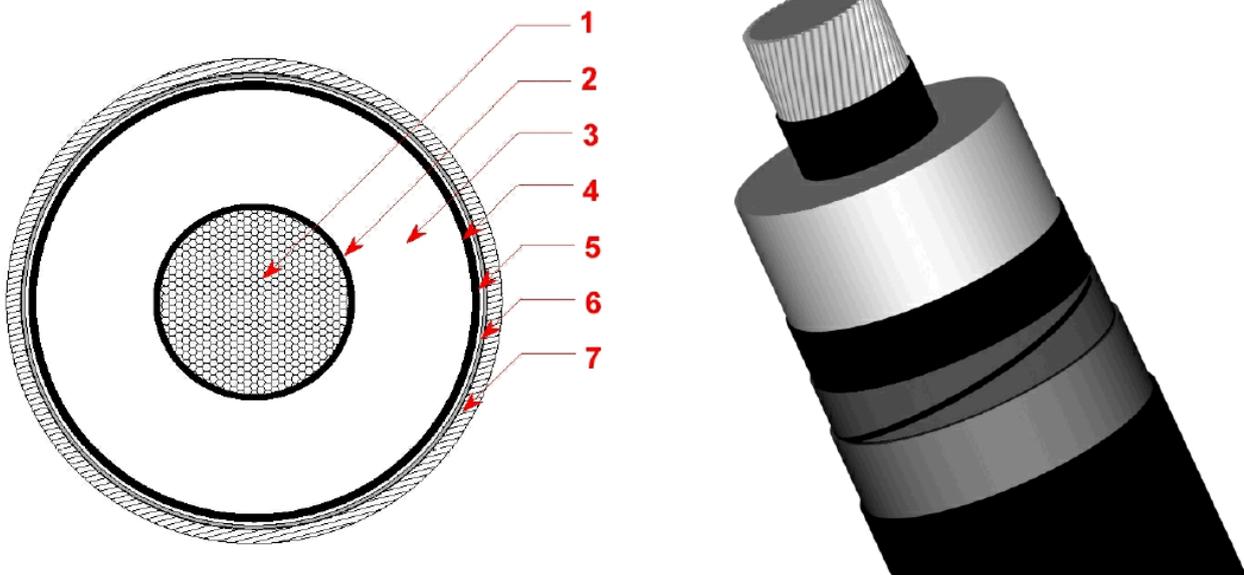


## 5. Caratteristiche del cavo AT

Il cavo impiegato sarà del tipo con isolamento estruso; ciascun elettrodotto sarà costituito da tre cavi unipolari posti in un unico scavo. Nello stesso scavo sarà pure posato un tubo per il successivo passaggio del cavo di teletrasmissione e/o di un tritubo per cavo ottico dielettrico, secondo le indicazioni che saranno fornite in sede di progetto esecutivo.

Nel seguito si riportano le caratteristiche tecniche principali dei cavi AT utilizzati. Tali dati potranno subire adattamenti comunque non essenziali dovuti alla successiva fase di progettazione esecutiva e di cantierizzazione, anche in funzione delle soluzioni tecnologiche adottate dai fornitori e/o appaltatori.

Ciascun cavo d'energia a 150 kV sarà costituito da un conduttore in alluminio compatto di sezione indicativa pari a circa 1600 mm<sup>2</sup> tamponato (1), schermo semiconduttivo sul conduttore (2), isolamento in polietere reticolato (XLPE) (3), schermo semiconduttivo sull'isolamento (4), nastri in materiale igroespandente (5), guaina in rame longitudinalmente saldata (6), rivestimento in politene con grafitatura esterna (7).



1. Conduttore compatto di Alluminio
2. Schermo del conduttore (Strato semiconduttivo interno)
3. Isolante
4. Schermo dell'isolante (Strato semiconduttivo esterno)
5. Barriera igroscopica
6. Schermo metallico
7. Guaina esterna termoplastica

L'elettrodotto sarà costituito da terne di cavi unipolari, con isolamento in XLPE, costituiti da un conduttore in alluminio di sezione pari a 1600 mm<sup>2</sup> per i cavi.

### 5.1. Dati tecnici del cavo

- Cavo 150 kV sezione 1600 mm<sup>2</sup> in alluminio

#### CARATTERISTICHE DI COSTRUZIONE

- Materiale del conduttore Alluminio
- Isolamento XLPE (chemical)
- Tipo di conduttore Corda rotonda compatta
- Guaina metallica Alluminio termosaldato

#### CARATTERISTICHE DIMENSIONALI

- Diametro del conduttore 48,9 mm
- Sezione 1600 mm<sup>2</sup>
- Diametro esterno nom. 115,0 mm
- Sezione schermo 670 mm<sup>2</sup>
- Peso approssimativo 12 kg/m

#### CARATTERISTICHE ELETTRICHE

- Max tensione di funzionamento 170 kV
- Messa a terra degli schermi - posa a trifoglio assenza di correnti di circolazione
- Portata di corrente, cavi interrati a 20 °C, posa a trifoglio 1045 A
- Portata di corrente, cavi interrati a 30 °C, posa a trifoglio 900 A
- Messa a terra degli schermi - posa in piano assenza di correnti di circolazione
- Portata di corrente, cavi interrati a 20 °C, posa in piano 1175 A
- Portata di corrente, cavi interrati a 30 °C, posa in piano 1010 A
- Massima resistenza el. del cond. a 20 °C in c.c. 0,019 Ohm/km
- Capacità nominale 0,3 µF / km
- Corrente ammissibile di corto circuito 70,3 kA
- Tensione operativa 150 kV

## 6. Dimensionamento dei cavi in funzione delle condizioni di posa

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

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

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

Per condizioni diverse viene fornita poi la seguente formula correttiva:

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

Dove:

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

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

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

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

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

- È stata considerata una resistività termica del terreno pari a 1,5 k\*m/W (terreno secco):  $K_4 = 1,00$

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

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

- È stato considerato il caso peggiore di raggruppamento dei circuiti presenti nello stesso strato (in questo progetto) 4 circuiti nello stesso strato distanziati tra loro 25 cm:  $K_2 = 0,80$

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

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

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

Pertanto la formula diventa:

$$I_z = I_0 * 1,00 * 1,00 * 0,98 * 0,80 = I_0 * 0,784$$

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

Valori di  $I_0$  alle condizioni di riferimento:

ARP1H5(AR)E 18/30kV - Al unipolare Sezione nominale [mmq]	Portata [A] (Trifoglio)	Resistenza apparente a 90°C e 50 Hz [Ohm/km]	Reattanza di fase [Ohm/km]	Impedenza a 90°C e 50 Hz [Ohm/km]
70	212	0,3420	0,15	0,37
95	254	0,2460	0,14	0,28
120	290	0,1960	0,14	0,24
150	324	0,1590	0,13	0,21
185	368	0,1280	0,13	0,18
240	428	0,0985	0,12	0,16
300	486	0,0797	0,12	0,14
400	557	0,0638	0,11	0,13
500	636	0,0517	0,11	0,12
630	725	0,0425	0,10	0,11

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

ARP1H5(AR)E 18/30kV - Al unipolare Sezione nominale [mmq]	Portata [A]	Resistenza apparente a 90°C e 50 Hz [Ohm/km]	Reattanza [Ohm/km]	Impedenza a 90°C e 50 Hz [Ohm/km]
70	166,21	0,3420	0,15	0,37
95	199,14	0,2460	0,14	0,28
120	227,36	0,1960	0,14	0,24
150	254,02	0,1590	0,13	0,21
185	288,51	0,1280	0,13	0,18
240	335,55	0,0985	0,12	0,16
300	381,02	0,0797	0,12	0,14
400	436,69	0,0638	0,11	0,13
500	498,62	0,0517	0,11	0,12
630	568,40	0,0425	0,10	0,11

## 7. Determinazione delle potenze/correnti di cortocircuito

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

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

Questo consente, in questa fase preliminare, di calcolare la potenza di cortocircuito di un sistema elettrico costituito da n elementi in serie (generatori, linee, trasformatori) le cui potenze di cortocircuito siano  $P_1, P_2, \dots, P_n$ .

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

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

Dove:

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

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

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

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

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

Si ottiene dunque:

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

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

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

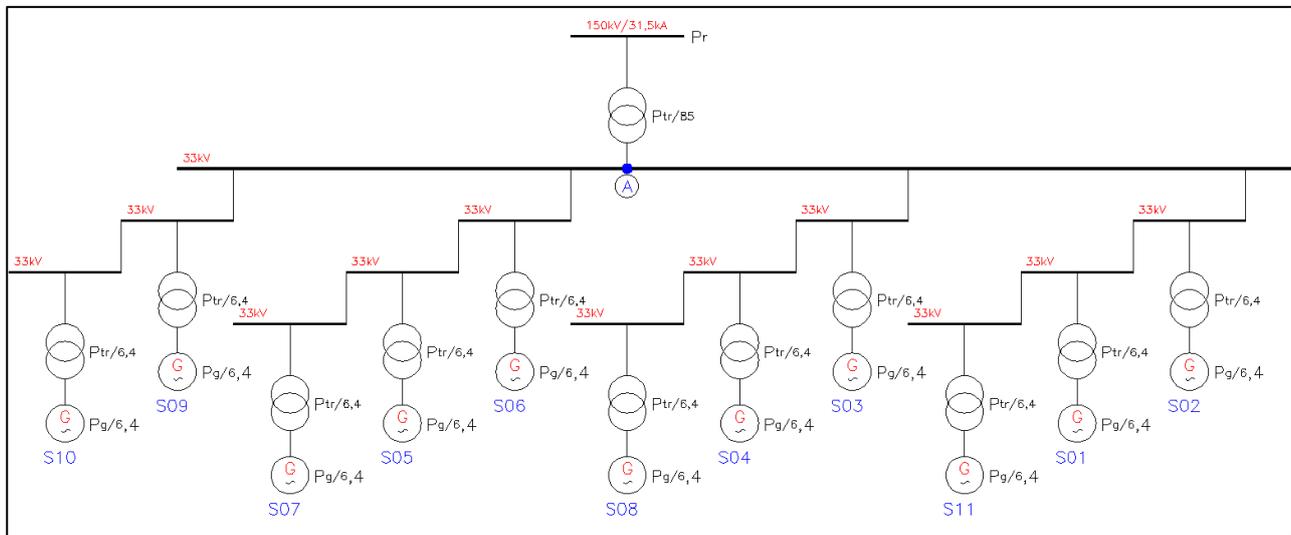
Poiché, la reattanza  $X_i$  del generico elemento del sistema elettrico con potenza di cortocircuito  $P_i$  vale:

$$X_i = U_n^2 / P_i$$

Dunque:

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

Nella figura seguente viene schematizzato l'impianto in oggetto:



**Potenza di cortocircuito della rete AT:**

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

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

Dove:

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

Pertanto:

$$P_r = 1,1 * \sqrt{3} * 150 * 31,5 = 9.002,34 \text{ MVA}$$

**Potenza di cortocircuito di un trasformatore:**

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

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

Dove:

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

La potenza di cortocircuito del trasformatore 150/33 kV da 85 MVA con  $u_{cc} = 13,0\%$  è pari a:

$$P_{tr/100} = 100 * 85/13,0 = 653,85 \text{ MVA}$$

La potenza di cortocircuito del trasformatore 33/0,75 kV da 6,4 MVA con  $u_{cc} = 8\%$  presente negli aerogeneratori vale:

$$P_{tr/6.35} = 100 * 6,4/8 = 80 \text{ MVA}$$

**Potenza di cortocircuito di un generatore:**

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

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

Dove:

- P è la potenza nominale del generatore, 6,4 MVA
- $X_d''$  è la reattanza sub-transitoria diretta, (valore tipico pari 15%)

Quindi:

$$P_G = 100 * 6,4/15 = 42,67 \text{ MVA}$$

*Potenza di cortocircuito massima alle sbarre 33kV dei QMT*

La potenza di cortocircuito massima alle sbarre 33kV è data da:

$$P_{cc/A} = \{1/[(1/P_r)+(1/P_{tr/85})]\} + \{1/[(1/P_{tr/6,4})+(1/P_G)]\} * 11 = \\ = \{1/[(1/9.002,34)+(1/653,85)]\} + \{1/[(1/80)+(1/42,67)]\} * 11 = 683,7 \text{ MVA}$$

La corrente di cortocircuito massima alle sbarre 33kV (punto A) vale:

$$I_{cc/A} = P_{cc/A} / (\sqrt{3} * U_n) = 683,7 / (\sqrt{3} * 33) = 11,97 \text{ kA}$$

Questo è il valore di riferimento per il dimensionamento dei cavi (e delle apparecchiature MT). Poiché i valori tipici del potere d'interruzione delle apparecchiature MT sono: 12,5, 16, 20, 25 kA, si è scelto un valore di  $I_{cc}$  pari a 12,5 kA.

## 8. Dimensionamento dei cavi in funzione delle sollecitazioni termiche di cortocircuito

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

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

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

Dove:

- S è la sezione del conduttore in  $\text{mm}^2$ ;
- I è la corrente di cortocircuito, pari a 12,5 kA (valore precedentemente calcolato);
- t è la durata della corrente di cortocircuito, pari a 0,5 s (coincide con il tempo di eliminazione del guasto stabilito dal progettista)
- K costante termica del cavo scelto, (K = 92).

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

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

	Temperatura iniziale $\theta_0$ (°C)	1	2	3	4	5	6
		Temperatura finale $\theta_{cc}$ (°C)					
		140	160	180	200	220	250
Conduttori di rame	130	37	64	81	95	106	120
	120	53	74	89	102	113	126
	110	65	83	97	109	119	132
	100	76	92	105	116	125	138
	90	86	100	112	122	131	143
	85	90	104	115	125	134	146
	80	94	108	119	129	137	149
	75	99	111	122	132	140	151
	70	103	115	125	135	143	154
	65	107	119	129	138	146	157
	60	111	122	132	141	149	160
	50	118	129	139	147	155	165
	40	126	136	145	153	161	170
	30	133	143	152	159	166	176
20	141	150	158	165	172	181	
Conduttori di alluminio	130	24	41	52	61	68	78
	120	34	48	58	66	73	81
	110	42	54	63	70	77	85
	100	49	59	67	75	81	89
	90	55	64	72	79	85	92
	85	58	67	74	81	86	94
	80	61	69	77	83	88	96
	75	64	72	79	85	90	98
	70	66	74	81	87	92	99
	65	69	76	83	89	94	101
	60	72	79	85	91	96	103
	50	77	83	90	95	100	105
	40	81	88	94	99	104	110
	30	86	92	98	103	107	114
20	91	97	102	107	111	117	

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

Nel nostro caso verranno impiegati cavi unipolari in Alluminio ARP1H5(AR)E – 18/30 kV con isolante in gomma HEPR di qualità G7 aventi massima temperatura di servizio pari a 90 °C e massima temperatura di cortocircuito pari a 250 °C. Pertanto con tali valori di temperatura si ricava il valore della costante termica *K* che è pari a 92. Risolvendo la relazione precedente per *S*:

$$S = (I_{cc} * \sqrt{t}) / K = [12,5 * \sqrt{(0,5)}] / 92 = 96,1 \text{ mm}^2$$

La sezione minima scelta è pari a 120 mm<sup>2</sup>.

## 9. Dimensionamento dei cavi in funzione della caduta di tensione

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

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

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

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

Dove:

- $\Delta V$  è la caduta di tensione in V;
- I è la corrente nominale della linea in A;
- R è la resistenza della linea (rif. 90 °C – 50 Hz) in  $\Omega/\text{km}$ ;
- X è la reattanza della linea (rif. 90 °C – 50 Hz) in  $\Omega/\text{km}$ ;
- L è la lunghezza della linea in km.

La caduta di tensione percentuale sarà quindi:

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

Dove:

- V è la tensione ad inizio linea in V.

La perdita di potenza è calcolata tramite la relazione:

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

La perdita di potenza percentuale è calcolata tramite la relazione:

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

Dove:

- $N_{\text{WTG}}$  è il numero di aerogeneratori considerato nella linea
- $P_{\text{WTG}}$  è la potenza nominale del singolo aerogeneratore

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

Cavidotti MT - 33 kV:

Condizioni di esercizio MT			
	cosφ=	0,900	
	senφ=	0,436	
	Vn=	33000	[V]
	Pn=	6400,00	[KW]
	In=	124,41	[A]

Linea MT 1 - in cavo unipolare posato a trifoglio (Impianto Utente)									
N° WTG	TRATTA	In [A]	Lunghezza [m]	Sez. cavo [mmq]	C.d.t. [V]	C.d.t. [%]	Ploss [kW]	Ploss [%]	Posa
1	S10>>S09	124,41	2128	120	108,9	0,330	19,4	0,000	ST - Trifoglio
2	S09>>SSEU	248,82	9123	185	675,7	2,048	216,9	0,002	ST - Trifoglio
	<b>TOTALE</b>		<b>11251</b>		<b>785</b>	<b>2,38</b>	<b>236,27</b>	<b>0,002</b>	

Linea MT 2 - in cavo unipolare posato a trifoglio (Impianto Utente)									
N° WTG	TRATTA	In [A]	Lunghezza [m]	Sez. cavo [mmq]	C.d.t. [V]	C.d.t. [%]	Ploss [kW]	Ploss [%]	Posa
1	S07>>S05	124,41	1914	120	97,9	0,297	17,4	0,000	ST - Trifoglio
2	S05>>S06	248,82	2588	185	191,7	0,581	61,5	0,000	ST - Trifoglio
3	S06>>SSEU	373,24	7871	400	536,1	1,625	209,9	0,001	ST - Trifoglio
	<b>TOTALE</b>		<b>12373</b>		<b>826</b>	<b>2,50</b>	<b>288,81</b>	<b>0,002</b>	

Linea MT 3 - in cavo unipolare posato a trifoglio (Impianto Utente)									
N° WTG	TRATTA	In [A]	Lunghezza [m]	Sez. cavo [mmq]	C.d.t. [V]	C.d.t. [%]	Ploss [kW]	Ploss [%]	Posa
1	S08>>S04	124,41	4772	120	244,1	0,740	43,4	0,001	ST - Trifoglio
2	S04>>S03	248,82	2745	185	203,3	0,616	65,3	0,001	ST - Trifoglio
3	S03>>SSEU	373,24	3695	400	251,7	0,763	98,5	0,001	ST - Trifoglio
	<b>TOTALE</b>		<b>11212</b>		<b>699</b>	<b>2,12</b>	<b>207,21</b>	<b>0,002</b>	

Linea MT 4 - in cavo unipolare posato a trifoglio (Impianto Utente)									
N° WTG	TRATTA	In [A]	Lunghezza [m]	Sez. cavo [mmq]	C.d.t. [V]	C.d.t. [%]	Ploss [kW]	Ploss [%]	Posa
1	S11>>S01	124,41	907	120	46,4	0,141	8,3	0,000	ST - Trifoglio
2	S01>>S02	248,82	1794	185	132,9	0,403	42,7	0,000	ST - Trifoglio
3	S02>>SSEU	373,24	2195	400	149,5	0,453	58,5	0,000	ST - Trifoglio
	<b>TOTALE</b>		<b>4896</b>		<b>329</b>	<b>1,00</b>	<b>109,43</b>	<b>0,001</b>	

Cavidotto AT-150 kV:

Condizioni di esercizio AT			
	cosφ=	0,900	
	senφ=	0,436	
	Vn=	150000	[V]
	Pn=	70400,00	[KW]
	In=	301,08	[A]

Raccordo AT - AREA COMUNE SSEU-SE RTN (Impianto Utente per la Connessione)									
N° WTG	TRATTA	In [A]	Lunghezza [m]	Sez. cavo [mmq]	C.d.t. [V]	C.d.t. [%]	Ploss [kW]	Ploss [%]	Posa
11	SSEU-SE RTN	301,08	1022	1600	41,1	0,125	13,1	0,000	ST - Trifoglio
	<b>TOTALE</b>		<b>1022</b>		<b>41,1</b>	<b>0,125</b>	<b>13,1</b>	<b>0,000</b>	

## 10. Dimensionamento dei cavi in funzione della temperatura di funzionamento

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

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

Dove:

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

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

### Cavidotti MT - 33 kV:

Linea MT 1 - in cavo unipolare posato a trifoglio (Impianto Utente)					
N° WTG	TRATTA	In [A]	Sez. cavo [mmq]	Tr [°C]	Posa
1	S10>>S09	124,4	120	41,0	ST - Trifoglio
2	S09>>SSEU	248,8	185	72,1	ST - Trifoglio
Linea MT 2 - in cavo unipolare posato a trifoglio (Impianto Utente)					
N° WTG	TRATTA	In [A]	Sez. cavo [mmq]	Tr [°C]	Posa
1	S07>>S05	124,4	120	41,0	ST - Trifoglio
2	S05>>S06	248,8	185	72,1	ST - Trifoglio
3	S06>>SSEU	373,2	400	71,1	ST - Trifoglio
Linea MT 3 - in cavo unipolare posato a trifoglio (Impianto Utente)					
N° WTG	TRATTA	In [A]	Sez. cavo [mmq]	Tr [°C]	Posa
1	S08>>S04	124,4	120	41,0	ST - Trifoglio
2	S04>>S03	248,8	185	72,1	ST - Trifoglio
3	S03>>SSEU	373,2	400	71,1	ST - Trifoglio
Linea MT 4 - in cavo unipolare posato a trifoglio (Impianto Utente)					
N° WTG	TRATTA	In [A]	Sez. cavo [mmq]	Tr [°C]	Posa
1	S11>>S01	124,4	120	41,0	ST - Trifoglio
2	S01>>S02	248,8	185	72,1	ST - Trifoglio
3	S02>>SSEU	373,2	400	71,1	ST - Trifoglio

### Cavidotto AT-150 kV:

Raccordo AT - AREA COMUNE SSEU-SE RTN (Impianto Utente per la Connessione)					
N° WTG	TRATTA	In [A]	Sez. cavo [mmq]	Tr [°C]	Posa
11	SSEU-SE RTN	301,1	1600	25,8	ST - Trifoglio

### 11. Linee MT in cavo interrato – Attraversamenti di canali

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

### 12. Linee MT in cavo interrato – Distanze di rispetto da impianti e opere interferenti

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

### 13. Dimensionamento quadri MT

Come già calcolato al paragrafo 7, la corrente di cortocircuito massima alle sbarre 33kV vale:

$$I_{cc/A} = P_{cc/A} / (\sqrt{3} * U_n) = 683,7 / (\sqrt{3} * 33) = 11,97 \text{ kA}$$

Questo è il valore di riferimento per il dimensionamento dei cavi (e delle apparecchiature MT). Poiché i valori tipici del potere d'interruzione delle apparecchiature MT sono: 12,5, 16, 20, 25 kA, si è scelto un valore di  $I_{cc}$  pari a 12,5 kA. I quadri MT saranno installati all'interno dei locali MT della SSEU (protezione e sezionamento delle linee provenienti dalla cabina di raccolta, protezione generale della linea di collegamento al trasformatore AT/MT secondo norma CEI 0-16).

#### Caratteristiche elettriche principali:

- Tensione nominale max 36 kV
- Tensione nominale di tenuta a frequenza industriale: 50 Hz/1 min valore efficace 50 kV
- Tensione nominale di tenuta a impulso atmosferico: 1,2 / 50 microsec. valore di picco 170 kV
- Tensione di esercizio 30 kV
- Frequenza nominale 50 Hz
- N° fasi 3
- Corrente nominale sbarre principali 1250A
- Corrente nominale sbarre derivazione 630/1250A
- Corrente nominale ammissibile di breve durata 25 kA
- Corrente nominale di picco 50 kA
- Potere di interruzione degli interruttori alla V nominale 25 kA
- Durata nominale del corto circuito 3 sec

*Composizione QMT:*

- n. 1 scomparto arrivo trasformatore di potenza MT/AT, con interruttore, TA, TV, relè a microprocessore per le protezioni max. I (50-51-51N-27-59- 59N) e con le misure di A, V, W, VAR, cosfi, frequenza;
- n. 4 scomparti di arrivo linea, con interruttore, TA, relè a microprocessore per le protezioni max. I (50-51-67N) e con le misure di A, V, W, VAR, cosfi, frequenza;
- n. 1 scomparto reattanza, con interruttore, TA, relè a microprocessore per le protezioni max. I (50-51-67N) e con le misure di A, V, W, VAR, cosfi, frequenza;
- n. 1 cella TV (eventualmente integrata nella cella arrivo trasformatore).
- n. 1 scomparto arrivo trasformatore ausiliario BT/MT.

## 14. Rete di terra

### 14.1. Dimensionamento di massima della rete di terra

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

In particolare si procederà:

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

### 14.2. Dimensionamento termico del dispersore

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

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

Dove:

- A = sezione minima del conduttore di terra, in mm<sup>2</sup>
- I = corrente del conduttore, in A
- t = durata della corrente di guasto, in s
- K = 226 Amm-2s<sup>1/2</sup> (rame)
- β = 234,5 °C
- Θ<sub>i</sub> = temperatura iniziale in °C
- Θ<sub>f</sub> = temperatura finale in °C

#### 14.3. Tensioni di contatto e di passo

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

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

In caso di terreno non omogeneo con strati superiori ad elevata resistività si potrà procedere all'installazione di dispersori verticali (picchetti) di lunghezza sufficiente a penetrare negli strati di terreno a resistività più bassa, in modo da ridurre la resistenza di terra dell'intero dispersore.

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

#### 14.4. Rete di terra aerogeneratori

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

L'impianto di messa a terra deve essere predisposto in sede di realizzazione delle fondazioni e con collegamento ai ferri d'armatura. Esso sarà costituito da un conduttore di rame nudo da almeno 50 mm<sup>2</sup> posto orizzontalmente ad un metro di distanza dalla fondazione e ad un metro di profondità, che segue il perimetro della struttura fino a richiudersi su se stesso; esso sarà inoltre integrato con due picchetti di messa a terra in acciaio ramato della lunghezza di 6 m ciascuno e del diametro di almeno 14 mm, piantati verticalmente in posizioni diametralmente opposte rispetto alla torre. Il conduttore circolare viene collegato a due perni di fissaggio alla fondazione, sui lati opposti della torre, ed agli stessi punti si conetterà il quadro di controllo a base torre.

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

#### 14.5. Rete di terra connessione aerogeneratori

All'interno della canalizzazione per la posa dei cavi di media tensione interrata per il collegamento "entra - esci" fra gli aerogeneratori, verrà posato un ulteriore cavo di rame nudo di sezione non inferiore a 95 mm<sup>2</sup> per la connessione tra le diverse reti di terra degli aerogeneratori.

## 15. Riferimenti legislativi e normativi

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

- Decreto Legislativo 16 marzo 1999, n. 79/99: "Attuazione della direttiva 96/92/CE recante norme comuni per il mercato interno dell'energia elettrica";
- Delibera Autorità per l'energia elettrica ed il gas n. 281 del 19 dicembre 2005: "Condizioni per l'erogazione del servizio di connessione alle reti elettriche con tensione nominale superiore ad 1 kV i cui gestori hanno obbligo di connessione di terzi";
- Delibera Autorità per l'energia elettrica ed il gas n. 168 del 30 dicembre 2003: "Condizioni per l'erogazione del pubblico servizio di dispacciamento dell'energia elettrica sul territorio nazionale e per l'approvvigionamento delle relative risorse su base di merito economico, ai sensi degli articoli 3 e 5 del decreto legislativo 16 marzo 1999, n. 79" e relativo Allegato A modificato con ultima deliberazione n.20/06;
- Delibera Autorità per l'energia elettrica ed il gas n. 39 del 28 febbraio 2001: "Approvazione delle regole tecniche adottate dal Gestore della rete di trasmissione nazionale ai sensi dell'articolo 3, comma 6, del decreto legislativo 16 marzo 1999, n. 79";
- Delibera Autorità per l'energia elettrica ed il gas n. 333 del 21 dicembre 2007: "Testo integrato della regolazione della qualità dei servizi di distribuzione, misura e vendita dell'energia elettrica" – TIQE;
- Delibera Autorità per l'energia elettrica ed il gas n. 348 del 29 dicembre 2007: "Testo integrato delle disposizioni dell'Autorità per l'energia elettrica e il gas per l'erogazione dei servizi di trasmissione, distribuzione e misura dell'energia elettrica per il periodo di regolazione 2008-2011 e disposizioni in materia di condizioni economiche per l'erogazione del servizio di connessione" e relativi allegati: Allegato A, di seguito TIT, Allegato B, di seguito TIC;
- Delibera Autorità per l'energia elettrica ed il gas ARG/elt 99/08 del 23 luglio 2008: "Testo integrato delle condizioni tecniche ed economiche per la connessione alle reti elettriche con obbligo di connessione di terzi degli impianti di produzione di energia elettrica (Testo integrato delle connessioni attive – TICA)";
- Delibera Autorità per l'energia elettrica ed il gas ARG/elt 179/08 del 11 dicembre 2008: "Modifiche e integrazioni alle deliberazioni dell'Autorità per l'energia elettrica e il gas ARG/elt 99/08 e n. 281/05 in materia di condizioni tecniche ed economiche per la connessione alle reti elettriche con obbligo di connessione di terzi degli impianti di produzione di energia elettrica";
- Norma CEI 0-16 "Regole Tecniche di Connessione (RTC) per Utenti attivi ed Utenti passivi alle reti AT ed MT delle imprese distributrici di energia elettrica";
- DLgs n. 81 del 09/04/2008 TESTO UNICO SULLA SICUREZZA per la Prevenzione degli Infortuni sul Lavoro;
- DM n. 37 del 22/01/2008 Norme per la sicurezza degli impianti;
- Dlg 791/77 "Attuazione della direttiva 73/23/CEE riguardanti le garanzie di sicurezza del materiale elettrico";
- Legge n° 186 del 01/03/68;
- DPR 462/01;

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

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