



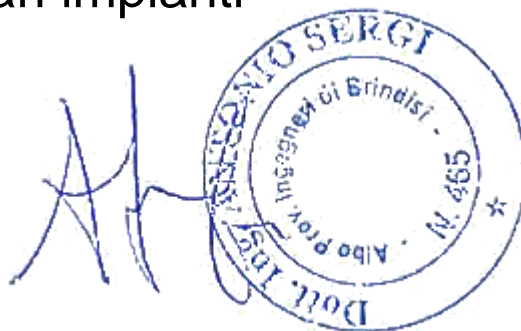
GRE CODE
GRE.EEC.R.24.IT.W.14622.00.024.00

PAGE
1 di/of 16

TITLE:AVAILABLE LANGUAGE: IT

“IMPIANTO EOLICO ACQUAVIVA”

8PSY7B1_CalcoliPreliminari Calcoli preliminari impianti



File: GRE.EEC.R.24.IT.W.14622.00.024.00

00	11/12/2020	EMISSIONE	SCS Ingegneria	SCS Ingegneria	SCS Ingegneria
REV.	DATE	DESCRIPTION	PREPARED	VERIFIED	APPROVED
			D. BUFANO	S. MICCOLI	A. SERGI

GRE VALIDATION

COLLABORATORS	VERIFIED BY	VALIDATED BY
---------------	-------------	--------------

PROJECT / PLANT IMPIANTO EOLICO ACQUAVIVA	GRE.EEC.R.24.IT.W.14622.00.024.00																				
	GROUP	FUNCION	TYPE	ISSUER	COUNTRY	TEC	PLANT	SYSTEM	PROGRESSIVE	REVISION											
	GRE	EEC	R	2	4	I	T	W	1	4	6	2	2	0	0	0	2	4	0	0	
CLASSIFICATION					UTILIZATION SCOPE																

This document is property of Enel Green Power S.p.A. It is strictly forbidden to reproduce this document, in whole or in part, and to provide to others any related information without the previous written consent by Enel Green Power S.p.A.

INDEX

1. PREMESSA	3
2. DOCUMENTI DI RIFERIMENTO	4
3. NORMATIVA DI RIFERIMENTO	4
4. ACRONIMI	4
5. INQUADRAMENTO TERRITORIALE	5
6. DESCRIZIONE DEL PROGETTO	7
7. CALCOLO DELLA RETE DI MEDIA TENSIONE	8
7.1. CALCOLO DELLA MASSIMA CORRENTE AMMISSIBILE.....	8
7.2. CALCOLO DELLA CADUTA DI TENSIONE E DELLE PERDITE DI POTENZA	12
8. CALCOLO DELLA RETE DI ALTA TENSIONE	15

1. PREMESSA

La società "Enel Green Power Italia S.r.l." è promotrice di un progetto per l'installazione di un impianto eolico nei territori comunali di Acquaviva delle Fonti e Casamassima, in provincia di Bari. Il progetto, cui la presente relazione fa riferimento, riguarda la realizzazione di un impianto di produzione di energia rinnovabile fa fonte eolica composta da 15 aerogeneratori , con potenza unitaria pari a 6 MW ciascuno, per una potenza complessiva di 90 MW.

La potenza generata da parco eolico sarà distribuita alla sottostazione utente di Enel Green Power Italia S.r.l. di nuova realizzazione dove verrà eseguita una elevazione di tensione di sistema (150/33 kV) per il collegamento in antenna AT a 150 kV alla sottostazione della Rete Elettrica Nazionale (RTN) della futura Stazione Elettrica 380/150 kV di TERNA S.p.A. da inserire in entra-esce alla linea 380 kV "Andria - Brindisi Sud ST".

Come indicato nella S.T.M.G trasmessa da Terna (Codice Pratica:202001134) alla suddetta società, al fine di razionalizzare l'utilizzo delle strutture di rete, il nuovo stallo a 150 kV da realizzare nella nuova Stazione Elettrica (SE) della RTN 380/150 kV, dovrà essere condiviso con altri produttori.

L'obiettivo del presente documento è di presentare i calcoli preliminari degli impianti elettrici relativi all'impianto eolico, in particolare il dimensionamento dei cavi in media tensione in relazione alle condizioni di posa scelte e verificare che quest'ultima sia maggiore della corrente di impiego dei circuiti in tutte le condizioni d'esercizio d'impianto.

La verifica è stata realizzata in maniera conforme alla norma 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)" e alle specifiche comunicate da Enel Green Power.

<i>Progetto Acquaviva</i>	
Numero Turbine	15
Potenza Installata	90 MW
Modello Turbina	Siemens-Gamesa SG170
Potenza Nominale	6 MW
Altezza Mozzo	115 m
Tensione sistema MT	33 kV
Tensione Sistema AT	150 kV

Tabella 1: Caratteristiche impianto

2. DOCUMENTI DI RIFERIMENTO

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

- GRE.EEC.D.24.IT.W.14622.00.088.00 – Schema elettrico Unifilare;
- GRE.EEC.D.25.IT.W.14622.00.078.00 – Sezioni tipiche;
- GRE.EEC.D.24.IT.W.14622.00.081.00 – Planimetria dell'elettrodotto;

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 (12/2001);
- 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);
- GRE.EEC.S.73.XX.W.00000.00.064.00 – Design Engineering Services For Wind Energy Installations;
- EGP.EEC.S.73.XX.X.00000.00.014.00 - Engineering Services New Countries.

4. ACRONIMI

Per agevolare la comprensione del documento, sono riportati di seguito alcuni acronimi che potranno essere ritrovati all'interno del presente studio:

- BT Bassa Tensione
- MT Media Tensione
- AT Alta Tensione
- V Tensione
- I Corrente
- P Potenza Attiva
- Q Potenza Reattiva
- S Potenza Apparente

5. INQUADRAMENTO TERRITORIALE

Le aree proposte per la realizzazione del parco eolico in progetto sono ubicate nei territori comunali di Acquaviva delle Fonti e Casamassima, l'area complessiva è individuabile a Nord della SP125, caratterizzata dalla presenza di coltivi a vigneto, uliveto, frutteto, in zona prevalentemente pianeggiante. Si rimanda alle relazioni specialistiche allegate al progetto per eventuali approfondimenti relativi all'impianto proposto. L'area dove si prevede l'installazione delle torri eoliche, data la sua estensione, è raggiungibile da diverse viabilità esistenti.



Figura 1: Localizzazione dell'area di impianto nel contesto nazionale

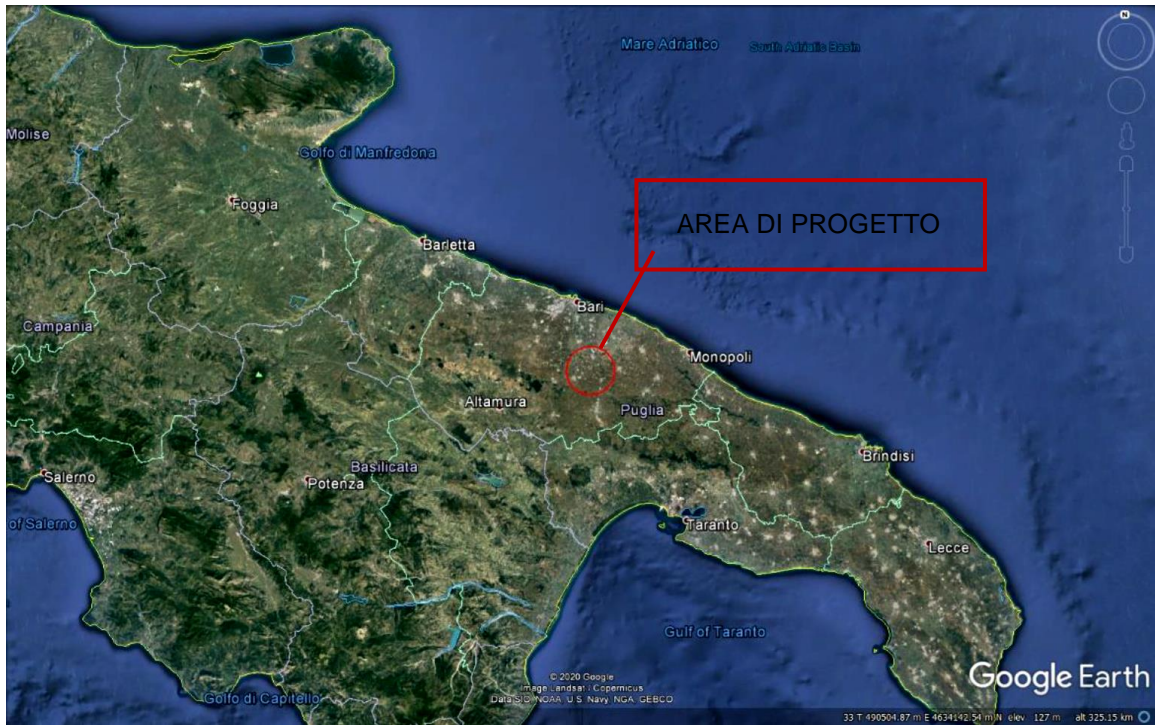


Figura 2 - Individuazione su ortofoto a livello regionale dell'area impianto

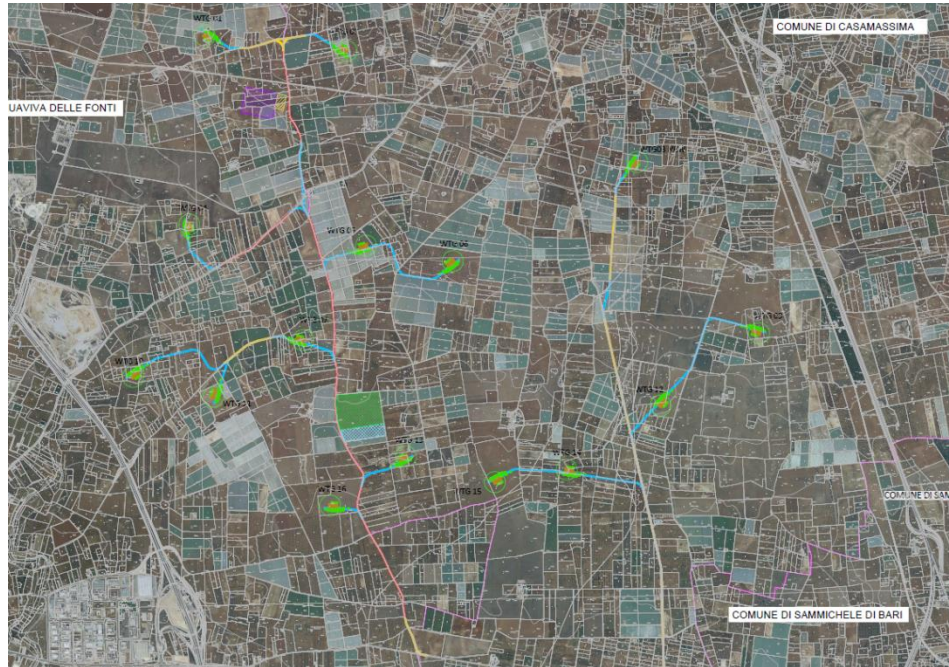


Figura 3 - Layout finale su ortofoto

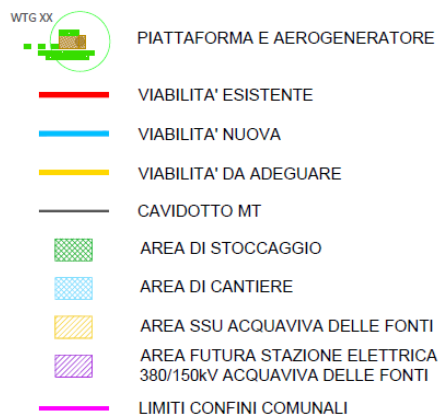


Figura 4 - Legenda layout

L'installazione dei 15 aerogeneratori è previsto nei comuni di Acquaviva delle Fonti e Casamassima, la sottostazione utenze di trasformazione (SSU) sarà realizzata nel comune di Acquaviva delle Fonti così come la nuova Stazione Elettrica (SE) di Trasformazione della RTN a 380/150 kV di proprietà della società TERNA S.p.A.

6. DESCRIZIONE DEL PROGETTO

L'impianto eolico di progetto interessa il territorio nei Comuni di Acquaviva delle Fonti e Casamassima della provincia di Bari. L'intervento prevede l'installazione di n. 15 aerogeneratori della Siemens-Gamesa SG170, ognuno della potenza nominale di 6 MW per una potenza complessiva di 90 MW.

Il parco eolico sarà collegato alla nuova Stazione Elettrica 380/150 kV di Acquaviva di proprietà di Terna S.p.A. e l'energia prodotta sarà immessa sulla Rete di Trasmissione Nazionale (RTN).

Le opere elettriche necessarie per il trasporto dell'energia prodotta dal parco eolico alla nuova Stazione Elettrica 380/150 kV sono le seguenti:

1. Rete in cavo interrato interno al parco, esercita in media tensione a 33 kV, per il collegamento di tutti gli aerogeneratori previsti da progetto;
2. Sottostazione Utente 33/150 kV;
3. Rete in cavo interrato esterna al parco, esercita in media tensione a 33 kV, per il collegamento di quest'ultimo alla nuova sottostazione Utenze (SSU);
4. Collegamento in cavo interrato, esercita in alta tensione a 150 kV, per il collegamento della sottostazione Utente (SSU) al futuro stallo a 150 kV della nuova stazione elettrica (S.E.) della RTN a 380/150 kV.

Per maggiori dettagli tecnici delle suddette opere si rimanda al documento GRE.EEC.D.73.IT.W.14622.00.019.00 – Relazione tecnica di progetto.

Il progetto in questione prevede che ciascun aerogeneratore sia elettricamente interconnesso mediante un collegamento di tipo "entra-esce" attraverso un cavo MT all'aerogeneratore

successivo, secondo quanto riportato nello schema unifilare presentato nel documento GRE.EEC.D.24.IT.W.14622.00.088.00 – Schema Elettrico Unifilare.

Sia i cavidotti d'interconnessione (cavidotti interni) fra gli aerogeneratori che i cavidotti di vettoriamento (esterno) 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 6 cluster di media tensione ciascuno caratterizzato rispettivamente da n.2 e n.3 WTG collegate in entra-esce tra loro. Il quadro MT dell'ultima WTG di ciascun cluster sarà connesso al quadro MT in sottostazione utente dove avverrà l'innalzamento di tensione per la connessione alla rete a 150 kV. L'energia prodotta verrà convogliata, per mezzo di un cavo AT, alla nuova Stazione Elettrica della RTN 380/150 kV, come dimostrato nello schema seguente:

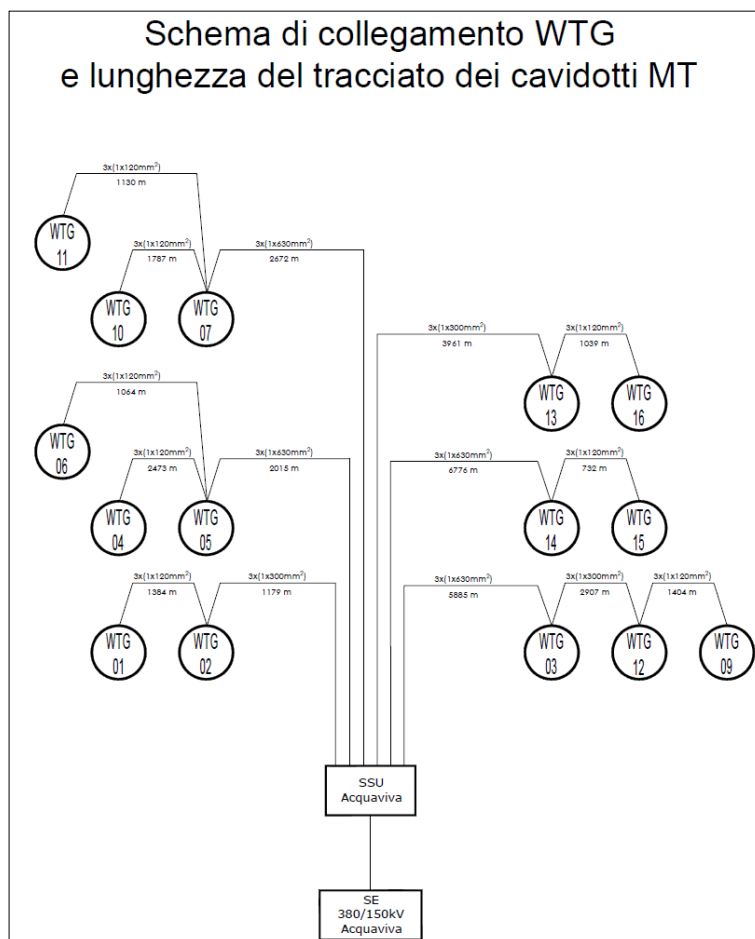


Figura 5 - Schema di collegamento tra WTG - SSU

7. CALCOLO DELLA RETE DI MEDIA TENSIONE

7.1. CALCOLO DELLA MASSIMA CORRENTE AMMISSIBILE

Le linee MT interna al parco eolico di interconnessione tra gli aerogeneratori e tra questi e la sottostazione utente, saranno realizzate con cavi eserciti a 33 kV direttamente interrati e

posati a trifoglio.

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

- GRE.EEC.D.25.IT.W.14622.00.082.00 - Inquadramento IGM cavidotto MT esterno;
- GRE.EEC.D.25.IT.W.14622.00.083.00 - Inquadramento CTR cavidotto MT esterno;
- GRE.EEC.D.25.IT.W.14622.00.084.00 - Inquadramento ORTOFOTO cavidotto MT esterno;
- GRE.EEC.D.25.IT.W.14622.00.085.00 - Inquadramento CATASTALE cavidotto MT esterno;
- GRE.EEC.D.25.IT.W.14622.00.078.00 - Sezioni Tipiche;
- GRE.EEC.D.25.IT.W.14622.00.086.00 - Planimetria interferenze cavidotto MT esterno.

Le corrette condizioni di esercizio delle diverse tratte della linea MT intera al parco eolico e di collegamento tra l'ultimo aerogeneratore del cluster e la sottostazione utente 150/33 kV, sono state verificate con cavi unipolari di sezione 120, 300 e 630 mm² caratterizzati da conduttore in alluminio e tensione nominale U_o/U: 18/30 kV (U_m:36 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 (specificato dal cliente)
- Profondità di installazione: 1 (specificato dal cliente) e 1,5 m
- Separazione tra circuiti: 200 e 400mm.
- Fattore di potenza: 0,90
- Frequenza: 50 Hz.
- Tensione nominale: 33 kV (specificato dal cliente)

Per il calcolo dei circuiti sono state considerate le caratteristiche elettriche del cavo tipo ARE4H5E avente grado di isolamento 18/30 kV, conduttore in alluminio e portata I_o in corrente come di seguito indicate nella tabella 2:

ARE4H5E 18/30kV 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
1x50	8,2	7,1	24,7	2,0	32,0	800	0,641	0,822	0,142	0,147	175	189	4,7	1,9
1x70	9,8	7,1	25,8	2,0	33,2	880	0,443	0,568	0,133	0,166	214	235	6,6	2,0
1x95	11,5	6,6	26,5	2,0	33,9	960	0,320	0,411	0,124	0,193	256	284	9,0	2,0
1x120	13,1	6,4	27,7	2,1	35,4	1.070	0,253	0,325	0,119	0,215	291	329	11,3	2,0
1x150	14,3	6,2	28,5	2,1	36,2	1.160	0,206	0,265	0,115	0,233	326	371	14,2	2,1
1x185	16,0	6,0	29,8	2,1	37,6	1.280	0,164	0,211	0,110	0,258	369	426	17,5	2,1
1x240	18,5	5,8	31,9	2,2	40,0	1.510	0,1250	0,161	0,105	0,294	428	505	22,7	2,3
1x300	20,7	5,9	34,3	2,3	42,6	1.740	0,1000	0,130	0,102	0,316	483	580	28,3	2,4
1x400	23,5	6,0	37,3	2,4	46,0	2.070	0,0778	0,102	0,098	0,344	552	677	37,8	2,5
1x500	26,5	6,1	40,8	2,5	49,8	2.495	0,0605	0,080	0,095	0,373	630	788	47,2	2,7
1x630	30,0	6,2	44,6	2,6	54,0	3.040	0,0469	0,063	0,093	0,411	715	915	59,5	3,0

Tabella 2 - Caratteristiche cavo ARE4H5E

I valori della portata di corrente (A), indicati nella tabella precedente, corrispondono ai valori di corrente massima consentiti ai conduttori in condizioni di installazione standard (temperatura a 20°C, profondità 1 m e resistività del terreno 1 k m/W).

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 come sopra riportate. Pertanto, alla portata nominale, sono applicati dei fattori di correzione che tengono conto delle condizioni di posa dei cavi al fine di calcolare appunto, la portata di corrente di ciascun cavo I_z .

$$I_z = I_0 \times K = I_0 \times K_1 \times K_2 \times K_3 \times K_4$$

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

- **k₁ - Fattore di correzione della corrente nominale per temperatura del terreno diverse da 20°C:**

Temperatura del terreno (°C)	Fattore K ₁
30	0,93

- **K₂ - Fattore di correzione per differenti valori di profondità di posa diversi da 0,8 m:**

Profondità (m)	Fattore K ₂	
	< 185 mm ²	> 185 mm ²
1	0,98	0,97
1,5	0,95	0,93

- **K₃ Fattore di correzione per differenti valori di resistività termica del terreno:**

Resistività del terreno pari a 2 (k*m/W)	
Sezione del cavo [mm ²]	Fattore K ₃
120	0,88
300	0,88
630	0,88

- **K₄ - Fattore di correzione per gruppi di più circuiti installati sullo stesso piano (distanza 200mm):**

Numero di circuiti per gruppi	Fattore K ₄
2	0,83
3	0,73
4	0,68

(distanza 400mm):

Numero di circuiti per gruppi	Fattore K ₄
6	0,70

La portata effettiva I'_z del cavo scelto, nelle condizioni d'installazione previste, è stata quindi determinata verificando il criterio seguente:

$$I'_z \geq I_0 \cdot K$$

$$I_z \geq I_0 \cdot K_1 \cdot K_2 \cdot K_3 \cdot K_4$$

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

LINEA 1

Connection WTGa-WTGb	For ambient temperatures different from 20 °C (K1)	For depths of laying other than 0,8 m for direct buried cables (K2)	For soil thermal resistivities other than 1,5 K m /W for direct buried single core-cables (K3)	For groups of three-phase circuits of single-core cables laid direct in the ground (K4)	TOTAL (Ktot)	Conductor nominal current capacity - I ₀	Adjusted conductor current capacity - I _z (A)	Admissible Current Verification Criteria
01 - 02	0,93	0,98	0,88	0,83	0,67	291	194	OK
02- SSU	0,93	0,97	0,88	0,70	0,56	483	268	OK

LINEA 2

Connection WTGa-WTGb	For ambient temperatures different from 20 °C (K1)	For depths of laying other than 0,8 m for direct buried cables (K2)	For soil thermal resistivities other than 1,5 K m /W for direct buried single core-cables (K3)	For groups of three-phase circuits of single-core cables laid direct in the ground (K4)	TOTAL (Ktot)	Conductor nominal current capacity - I ₀	Adjusted conductor current capacity - I _z (A)	Admissible Current Verification Criteria
04 - 05	0,93	0,98	0,88	0,68	0,55	291	159	OK
06 - 05	0,93	0,98	0,88	0,73	0,59	291	170	OK
06 - SSU	0,93	0,93	0,88	0,70	0,53	715	381	OK

LINEA 3

Connection WTGa-WTGb	For ambient temperatures different from 20 °C (K1)	For depths of laying other than 0,8 m for direct buried cables (K2)	For soil thermal resistivities other than 1,5 K m /W for direct buried single core-cables (K3)	For groups of three-phase circuits of single-core cables laid direct in the ground (K4)	TOTAL (Ktot)	Conductor nominal current capacity - I ₀	Adjusted conductor current capacity - I _z (A)	Admissible Current Verification Criteria
10 - 07	0,93	0,98	0,88	0,73	0,59	291	170	OK
11 - 07	0,93	0,97	0,88	0,73	0,58	291	169	OK
07 - SSU	0,93	0,93	0,88	0,70	0,53	715	381	OK

LINEA 4

Connection WTGa-WTGb	For ambient temperatures different from 20 °C (K1)	For depths of laying other than 0,8 m for direct buried cables (K2)	For soil thermal resistivities other than 1,5 K m /W for direct buried single core-cables (K3)	For groups of three-phase circuits of single-core cables laid direct in the ground (K4)	TOTAL (Ktot)	Conductor nominal current capacity - I ₀	Adjusted conductor current capacity - I _z (A)	Admissible Current Verification Criteria
16 - 13	0,93	0,98	0,88	0,83	0,67	291	194	OK
13 - SSU	0,93	0,93	0,88	0,70	0,53	483	257	OK

LINEA 5

Connection WTGa-WTGb	For ambient temperatures different from 20 °C (K1)	For depths of laying other than 0,8 m for direct buried cables (K2)	For soil thermal resistivities other than 1,5 K m /W for direct buried single core-cables (K3)	For groups of three-phase circuits of single-core cables laid direct in the ground (K4)	TOTAL (Ktot)	Conductor nominal current capacity - I ₀	Adjusted conductor current capacity - I _z (A)	Admissible Current Verification Criteria
15-14	0,93	0,98	0,88	0,83	0,67	291	194	OK
14 - SSU	0,93	0,93	0,88	0,70	0,53	715	381	OK

LINEA 6

Connection WTGa-WTGb	For ambient temperatures different from 20 °C (K1)	For depths of laying other than 0,8 m for direct buried cables (K2)	For soil thermal resistivities other than 1,5 K m /W for direct buried single core-cables (K3)	For groups of three-phase circuits of single-core cables laid direct in the ground (K4)	TOTAL (Ktot)	Conductor nominal current capacity - I ₀	Adjusted conductor current capacity - I _z (A)	Admissible Current Verification Criteria
09 - 12	0,93	0,98	0,88	0,83	0,67	291	194	OK
12 - 03	0,93	0,97	0,88	0,83	0,66	483	318	OK
03 - SSU	0,93	0,93	0,88	0,70	0,53	715	381	OK

Tabella 3 - Valori coefficienti di riduzione

7.2. CALCOLO DELLA CADUTA DI TENSIONE E DELLE PERDITE DI POTENZA

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.

La formula da applicare per determinare la caduta di tensione sarà:

$$AV\% = \frac{\sqrt{3}LxI(R\cos\varphi + X\sin\varphi)x100}{U}$$

La formula da applicare per determinare le perdite di potenza sarà:

$$Pp = 3xLxRxI^2$$

Dove

AV% = caduta di tensione in %

L = lunghezza della linea in km

I = corrente nominale (A)

R = resistenza elettrica della linea in Ω/km

X = reattanza elettrica della linea in Ω/km

cosφ = 0,90

senφ = 0,44

In merito a quanto indicato, si riporta di seguito la tabella di calcolo in cui sono state verificate le cadute di tensione sulle linee MT:

LINEA 1

Connection WTG-WTGb	size	Voltage level (kV)	N° of WTG connected	DISTANCE BETWEEN WTG's (km)	Power Factor (*)	sen φ	Accumulated active power (MW)	Nominal current (A)	TOTAL (Ktot)	Conductor nominal current capacity - I0	Adjusted conductor current capacity - I2 (A)	Admissible Current Verification Criteria	cables / phase	Resistance R [Ω/km] 90°C	Inductive reactance X [Ω/km]	Overall Impedance Z [Ω]	ΔV Voltage drop (%)	Admissible Voltage Drop Verification Criteria
01 - 02	3 x (1 x 120mm ²)	33.0	1	1.384	0.9	0.44	6	116.64	0.67	291	194	OK	1	0.325	0.119	0.4764	0.29%	OK
02-SSU	3 x (1 x 300mm ²)	33.0	2	1.179	0.9	0.44	12	233.27	0.56	483	268	OK	1	0.129	0.102	0.1893	0.23%	OK
0,52%																		

LINEA 2

Connection WTG-WTGb	size	Voltage level (kV)	N° of WTG connected	DISTANCE BETWEEN WTG's (km)	Power Factor (*)	sen φ	Accumulated active power (MW)	Nominal current (A)	TOTAL (Ktot)	Conductor nominal current capacity - I0	Adjusted conductor current capacity - I2 (A)	Admissible Current Verification Criteria	cables / phase	Resistance R [Ω/km] 90°C	Inductive reactance X [Ω/km]	Overall Impedance Z [Ω]	ΔV Voltage drop (%)	Admissible Voltage Drop Verification Criteria
04 - 05	3 x (1 x 120mm ²)	33.0	1	2.473	0.9	0.44	6	116.64	0.55	291	159	OK	1	0.325	0.119	0.8515	0.52%	OK
06-05	3 x (1 x 120mm ²)	33.0	1	1.054	0.9	0.44	6	116.64	0.59	291	170	OK	1	0.325	0.119	0.3963	0.22%	OK
06-SSU	3 x (1 x 630mm ²)	33.0	3	2.015	0.9	0.44	18	349.91	0.53	715	381	OK	1	0.063	0.093	0.1959	0.36%	OK
1,11%																		

LINEA 3

Connection WTG-WTGb	size	Voltage level (kV)	N° of WTG connected	DISTANCE BETWEEN WTG's (km)	Power Factor (*)	sen φ	Accumulated active power (MW)	Nominal current (A)	TOTAL (Ktot)	Conductor nominal current capacity - I0	Adjusted conductor current capacity - I2 (A)	Admissible Current Verification Criteria	cables / phase	Resistance R [Ω/km] 90°C	Inductive reactance X [Ω/km]	Overall Impedance Z [Ω]	ΔV Voltage drop (%)	Admissible Voltage Drop Verification Criteria
10 - 07	3 x (1 x 120mm ²)	33.0	1	1.787	0.9	0.44	6	116.64	0.59	291	170	OK	1	0.325	0.119	0.6154	0.38%	OK
11 - 07	3 x (1 x 120mm ²)	33.0	1	1.130	0.9	0.44	6	116.64	0.58	291	169	OK	1	0.325	0.119	0.3891	0.24%	OK
07 - SSU	3 x (1 x 630mm ²)	33.0	3	2.672	0.9	0.44	18	349.91	0.53	715	381	OK	1	0.063	0.093	0.2598	0.48%	OK
1,09%																		

LINEA 4

Connection WTG-WTGb	size	Voltage level (kV)	N° of WTG connected	DISTANCE BETWEEN WTG's (km)	Power Factor (*)	sen φ	Accumulated active power (MW)	Nominal current (A)	TOTAL (Ktot)	Conductor nominal current capacity - I0	Adjusted conductor current capacity - I2 (A)	Admissible Current Verification Criteria	cables / phase	Resistance R [Ω/km] 90°C	Inductive reactance X [Ω/km]	Overall Impedance Z [Ω]	ΔV Voltage drop (%)	Admissible Voltage Drop Verification Criteria
16 - 13	3 x (1 x 120mm ²)	33.0	1	1.039	0.9	0.44	6	116.64	0.67	291	194	OK	1	0.325	0.119	0.3578	0.22%	OK
13-SSU	3 x (1 x 300mm ²)	33.0	3	3.961	0.9	0.44	12	233.27	0.53	483	257	OK	1	0.129	0.102	0.6360	0.78%	OK
1,00%																		

LINEA 5

Connection WTGa-WTGb	size	Voltage level (kV)	N° of WTG connected	DISTANCE BETWEEN WTG's (km)	Power Factor (*)	sen φ	Accumulated active power (MW)	Nominal current (A)	TOTAL (Ktot)	Conductor nominal current capacity - I ₀	Adjusted conductor current capacity - I _z (A)	Admissible Current Verification Criteria	cables / phase	Resistance R [Ω/km] 90°C	Inductive reactance X [Ω/km]	Overall Impedance Z [Ω]	ΔV Voltage drop (%)	Admissible Voltage Drop Verification Criteria
15-14	3 x (1 x 120mm ²)	33,0	1	0,732	0,9	0,44	6	116,64	0,67	291	194	OK	1	0,325	0,119	0,2520	0,15%	OK
14-SSU	3 x (1 x 630mm ²)	33,0	1	6,776	0,9	0,44	12	233,27	0,53	715	381	OK	1	0,083	0,093	0,6589	0,81%	OK
0,96%																		

LINEA 6

Connection WTGa-WTGb	size	Voltage level (kV)	N° of WTG connected	DISTANCE BETWEEN WTG's (km)	Power Factor (*)	sen φ	Accumulated active power (MW)	Nominal current (A)	TOTAL (Ktot)	Conductor nominal current capacity - I ₀	Adjusted conductor current capacity - I _z (A)	Admissible Current Verification Criteria	cables / phase	Resistance R [Ω/km] 90°C	Inductive reactance X [Ω/km]	Overall Impedance Z [Ω]	ΔV Voltage drop (%)	Admissible Voltage Drop Verification Criteria
09-12	3 x (1 x 120mm ²)	33,0	1	1,404	0,9	0,44	6	116,64	0,67	291	194	OK	1	0,325	0,119	0,4834	0,30%	OK
12-03	3 x (1 x 300mm ²)	33,0	2	2,907	0,9	0,44	12	233,27	0,66	483	318	OK	1	0,129	0,102	0,4668	0,57%	OK
03-SSU	3 x (1 x 630mm ²)	33,0	3	5,885	0,9	0,44	18	349,91	0,53	715	381	OK	1	0,083	0,093	0,5722	1,05%	OK
1,92%																		

Tabella 4 - Calcolo delle cadute di tensioni sulle linee MT

Dalla suddetta tabella si evince che il valore massimo di caduta di tensione riscontrata per le singole linee MT è pari a:

- Linea 1: **0,52%**
- Linea 2: **1,11%**
- Linea 3: **1,09%**
- Linea 4: **1,00%**
- Linea 5: **0,96%**
- Linea 6: **1,92%**

Le perdite di energia sono stata calcolate considerando le ore totali operative dell'impianto in un anno alla potenza nominale dell'aerogeneratore e non alla potenza risultante dalla curva di potenza della macchina. Di seguito si riporta la tabella riassuntiva:

LINEA 1

Connection WTGa-WTGb	size	Voltage level (kV)	DISTANCE BETWEEN WTG's (km)	Power Factor (*)	sen φ	Accumulated active power (MW)	Nominal current (A)	TOTAL (Ktot)	Resistance R [Ω/km] 90°C	ΔP Losses(total) -cluster			Energy Losses kW	Total Energy LOSS line (MWh)
										ΔP Losses (W) at nominal current	W	%		
01-02	3 x (1 x 120mm ²)	33,0	1,384	0,9	0,44	6	116,64	0,67	0,325	18351	43182	0,32%	160753	378,28
02-SSU	3 x (1 x 300mm ²)	33,0	1,179	0,9	0,44	12	233,27	0,56	0,129	24832			217525	

LINEA 2

Connection WTGa-WTGb	size	Voltage level (kV)	DISTANCE BETWEEN WTG's (km)	Power Factor (*)	sen φ	Accumulated active power (MW)	Nominal current (A)	TOTAL (Ktot)	Resistance R [Ω/km] 90°C	ΔP Losses(total) -cluster			Energy Losses kW	Total Energy LOSS line (MWh)
										ΔP Losses (W) at nominal current	W	%		
04-05	3 x (1 x 120mm ²)	33,0	2,473	0,9	0,44	6	116,64	0,55	0,325	32799			287317	
06-05	3 x (1 x 120mm ²)	33,0	1,064	0,9	0,44	6	116,64	0,59	0,325	14107	93530	0,47%	123580	819,32
06-SSU	3 x (1 x 630mm ²)	33,0	2,015	0,9	0,44	18	349,91	0,53	0,063	46624			408424	

LINEA 3

Connection WTGa-WTGb	size	Voltage level (kV)	DISTANCE BETWEEN WTG's (km)	Power Factor (*)	sen φ	Accumulated active power (MW)	Nominal current (A)	TOTAL (Ktot)	Resistance R [Ω/km] 90°C	ΔP Losses(total) -cluster			Energy Losses kW	Total Energy LOSS line (MWh)
										ΔP Losses (W) at nominal current	W	%		
10-07	3 x (1 x 120mm ²)	33,0	1,787	0,9	0,44	6	116,64	0,59	0,325	23701			207624	
11-07	3 x (1 x 120mm ²)	33,0	1,130	0,9	0,44	6	116,64	0,58	0,325	14987	100515	0,50%	131288	880,51
07-SSU	3 x (1 x 630mm ²)	33,0	2,672	0,9	0,44	18	349,91	0,53	0,063	61827			541601	

LINEA 4

Connection WTGa-WTGb	size	Voltage level (kV)	DISTANCE BETWEEN WTG's (km)	Power Factor (*)	sen φ	Accumulated active power (MW)	Nominal current (A)	TOTAL (Ktot)	Resistance R [Ω/km] 90°C	ΔP Losses(total) -cluster			Energy Losses kW	Total Energy LOSS line (MWh)
										ΔP Losses (W) at nominal current	W	%		
16-13	3 x (1 x 120mm ²)	33,0	1,039	0,9	0,44	6	116,64	0,67	0,325	13781			120720	
13-SSU	3 x (1 x 300mm ²)	33,0	3,961	0,9	0,44	12	233,27	0,53	0,129	83418	97199	0,73%	730741	851,46

LINEA 5

Connection WTGa-WTGb	size	Voltage level (kV)	DISTANCE BETWEEN WTG's (km)	Power Factor (*)	sen ϕ	Accumulated active power (MW)	Nominal current (A)	TOTAL (Ktot)	Resistance R [Ω/km] 90°C
15-14	3 x (1 x 120mm ²)	33,0	0,732	0,9	0,44	6	116,64	0,67	0,325
14-SSU	3 x (1 x 630mm ²)	33,0	6,776	0,9	0,44	12	233,27	0,53	0,063

ΔP Losses (W) at nominal current	ΔP Losses(total) -cluster	
	W	%
9708	79400	0,60%
69692		

Energy Losses kW	Total Energy LOSS line (MWh)
85039	695,54
610503	

LINEA 6

Connection WTGa-WTGb	size	Voltage level (kV)	DISTANCE BETWEEN WTG's (km)	Power Factor (*)	sen ϕ	Accumulated active power (MW)	Nominal current (A)	TOTAL (Ktot)	Resistance R [Ω/km] 90°C
09-12	3 x (1 x 120mm ²)	33,0	1,404	0,9	0,44	6	116,64	0,67	0,325
12-03	3 x (1 x 300mm ²)	33,0	2,907	0,9	0,44	12	233,27	0,66	0,129
03-SSU	3 x (1 x 630mm ²)	33,0	5,885	0,9	0,44	18	349,91	0,53	0,063

ΔP Losses (W) at nominal current	ΔP Losses(total) -cluster	
	W	%
18820		
61223	216025	1,08%
136182		

Energy Losses kW	Total Energy LOSS line (MWh)
163115	
536311	1892,38
1192953	

Total Wind Farm Power LOSS (kW)	629,85
Total Wind Farm Power LOSS %	0,70%
Total WF Energy LOSS (MWh)	5517,49
Total WF Energy LOSS %	2,23%
Producibilità WF (MWh)	247.076,00

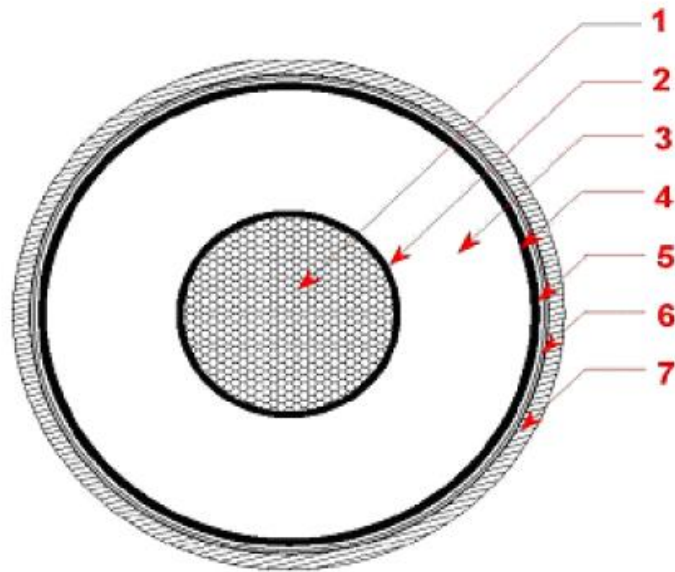
Tabella 5 - Calcolo delle perdite sulle linee MT

Dalla suddetta tabella si evidenzia che ogni tratta è dimensionata per il trasporto della corrente nominale prevista e che la somma delle perdite di potenza è pari a **0,70 %** mentre le perdite di energia sono pari a **2,23%**.

8. CALCOLO DELLA RETE DI ALTA TENSIONE

L'elettrodotto a 150 kV sarà realizzato con una terna di cavi unipolari realizzati con conduttore in alluminio, isolamento in polietilene reticolato (XLPE), schermatura in alluminio e guaina esterna in polietilene.

Di seguito si riporta a titolo illustrativo la tipologia di cavo che verrà utilizzato:



- | | |
|----------------------------------|------------------------------|
| 1. Conduuttore | 5. Rivestimento impermeabile |
| 2. Strato semiconduttivo interno | 6. Guaina metallica |
| 3. Isolante | 7. Guaina protettiva esterna |
| 4. Strato semiconduttivo esterno | |

Figura 6 - Sezione tipo cavo AT

Di seguito si riportano le caratteristiche elettriche principali:

Tensione nominale	150 kV
Frequenza nominale	50 Hz
Potenza trasportata	220 MVA
Isolamento	XLPE
Sezione del conduttore	1200 mm ²
Portata in corrente	Circa 950 A (*)

(*) per una potenza di circa 220 MV, $\cos\phi$ 0,90

La sezione impegnata è stata scelta sulla base della potenza trasportabile prevista in relazione agli scenari di condivisione dello stallo AT con altri produttori come indicato nella STMG ricevuto da Terna. Tali dati potranno subire adattamenti dovuti alla successiva fase di progettazione esecutiva e di cantierizzazione, anche in funzione delle soluzioni tecnologiche adottate dai fornitori e/o appaltatori.