

**REGIONE PUGLIA  
COMUNE DI AVETRANA  
PROVINCIA DI TARANTO**

**PROGETTO PER LA REALIZZAZIONE DI IMPIANTO PER LA  
PRODUZIONE DI ENERGIA ELETTRICA DA FONTE EOLICA,  
NONCHE' OPERE ED INFRASTRUTTURE CONNESSE, DI POTENZA  
INSTALLATA DI 63 MW DENOMINATO "AVETRANA ENERGIA"**

**OPERE DI CONNESSIONE ALLA RTN NEL COMUNE DI ERCHIE (BR)**

**P R O G E T T O   D E F I N I T I V O**

Codice STMG Terna: 201800410 – Identificativo AU Regione Puglia: PFQVY05

Tavola :

**R.07**

Titolo :

**Calcoli preliminari degli impianti**

Cod. Identificativo elaborato :

**PFQVY05\_CalcoliPreImpianti\_07**

Progetto:



Via San Lorenzo 155 - cap 72023 MESAGNE (BR)  
P.IVA 02549880744 - REA BR-154453 - enerwInd@pec.it



Via Milizia n.55 - 73100 LECCE (ITALY)  
P.IVA 04258790759 - msc.innovativesolutions@pec.it



Via V.M. Stampacchia, 48  
73100 - LECCE  
stcprogetti@legalmail.it

Dott. Ing. Fabio Calcarella  
Piazza Mazzini, 64 - 73100 - Lecce (LE)  
tel. +39 0832 1594953 - fabio.calcarella@gmail.com



Committente:

**AVETRANA ENERGIA s.r.l.**

Piazza del Grano n.3 - cap 39100 BOLZANO (BZ)  
P.IVA 03050420219 - REA BZ 227626 - avetrana.energia@legalmail.it

SOCIETA' DEL GRUPPO



FRI-EL GREEN POWER S.p.A.  
Piazza della Rotonda, 2 - 00186 Roma (RM) - Italia  
Tel. +39 06 6880 4163 - Fax. +39 06 6821 2764  
Email: info@fri-el.it - P. IVA 01533770218

Indagine Specialistiche :

Data	Revisione	Redatto	Approvato
Gennaio 2020	Prima Emissione	FC-SM	MT

Data: Gennaio 2020

Scala:

File:

Controllato:

Formato: A4-A3-A1

*Ai sensi e per gli effetti degli art.9 e 99 della Legge n.633 del 22 aprile 1941 , ci riserviamo la proprietà intellettuale e materiale di questo elaborato e facciamo espresso divieto a chiunque di renderlo noto a terzi o di riprodurlo anche in parte, senza la nostra preventiva autorizzazione scritta.*

## Sommario

1. Generalità .....	2
2. Descrizione del progetto .....	2
3. Caratteristiche elettrodotto .....	2
3.1. Dimensionamento elettrico cavidotti MT .....	4
3.1.1. Portata dei Cavi .....	4
3.2. Perdite .....	7
3.2.1. Perdite nei conduttori MT .....	7
3.2.2. Perdite del trasformatore.....	8

## **1. Generalità**

La seguente relazione tecnica specialistica è riferita al progetto di un parco eolico da realizzarsi nel Comune di Avetrana (TA), di proprietà della società Avetrana Energia s.r.l., con sede in Piazza del Grano, 3 – 39100 Bolzano (BZ), C.F. e P.IVA 03050420219, n. REA: RA 227626.

Il parco prevede la costruzione e la messa in esercizio, su torre tubolare in acciaio di altezza 119 m, di n. 15 aerogeneratori della potenza unitaria di 4,2 MW, per una potenza totale installata di 63 MW e potenza nominale di cessione alla rete di 62,10 MW. Gli aerogeneratori avranno rotore tripala del diametro di 162 m.

## **2. Descrizione del progetto**

Il progetto elettrico dell'impianto eolico è descritto in dettaglio nella Relazione specialistica opere elettriche.

Ciascun generatore eolico produrrà energia elettrica alla tensione di 800 V c.a. All'interno di ciascuna torre sarà installato un trasformatore 0,8/30 kV per la trasformazione di detta corrente alla tensione di 30 kV.

Gli aerogeneratori sono suddivisi, dal punto di vista elettrico, in quattro sottogruppi, detti sottocampi. L'energia prodotta da ciascun gruppo di aerogeneratori sarà convogliata verso la SSE. Nella SSE ci sarà una ulteriore trasformazione con innalzamento della tensione a 150 kV ed allaccio alla RTN.

## **3. Caratteristiche elettrodotto**

Le linee MT interne al parco eolico, di connessione tra gli aerogeneratori e tra questi e la SSE, saranno realizzate con cavi direttamente interrati. La posa interrata avverrà ad una profondità di 1,2 m. L'utilizzo di cavi tipo airbag, con doppia guaina in materiali termoplastici (PE e PVC) che migliora notevolmente la resistenza meccanica allo schiacciamento rendendoli equivalenti, ai sensi della Norma CEI 11-17, a cavi armati, consente la posa interrata senza utilizzo di ulteriore protezione meccanica.

Più precisamente saranno utilizzati cavi 18/30 kV, con conduttore in alluminio, semiconduttore esterno, isolamento, altro semiconduttore esterno, materiale per la tenuta all'acqua, schermo metallico, guaina interna in polipropilene, guaina esterna in PVC (doppia guaina per posa direttamente interrata), di sezione 3x1x95 mmq, 3x1x185 mmq e

3x1x300 mmq. In fase di progetto esecutivo queste sezioni potrebbero subire qualche variazione.

Le linee saranno realizzate in modalità "entra-esci" (suddivise in quattro sottocampi), secondo lo schema a blocchi di seguito riportato. Ciascun sottocampo sarà poi collegato alla SSE di connessione.

<b>Sottocampo 1</b> 07→02→03→01→ SSE	<b>Sottocampo 2</b> 14→10→11→ SSE
<b>Sottocampo 3</b> 15→08→05→04→ SSE	<b>Sottocampo 4</b> 12→13→09→06→ SSE

**Schema a blocchi Parco Eolico**

Lo sviluppo lineare dei cavidotti è di 19.600 ml. Si riporta in tabella la sezione di cavi utilizzati, unitamente alla stima delle lunghezze effettuate sulla base delle misurazioni su CAD, da confermare in campo in sede di progetto esecutivo.

<b>SOTTOCAMPO 1</b>	<b>Lunghezza stimata</b>	<b>Sezione e formazione cavi</b>
AV07-AV02	2.540 ml	3x1x95 mmq - Al
AV02-AV03	2.140 ml	3x1x95 mmq - Al
AV03-AV01	2.320 ml	3x1x185 mmq - Al
AV01-SSE	2.540 ml	3x1x300 mmq - AL
<b>SOTTOCAMPO 2</b>	<b>Lunghezza stimata</b>	<b>Sezione e formazione cavi</b>
AV14-AV10	1.420 ml	3x1x95 mmq - Al
AV10-AV11	840 ml	3x1x95 mmq - Al
AV11-SSE	6.940 ml	3x1x300 mmq - AL
<b>SOTTOCAMPO 3</b>	<b>Lunghezza stimata</b>	<b>Sezione e formazione cavi</b>
AV15-AV08	3.500 ml	3x1x95 mmq - Al
AV08-AV05	1.600 ml	3x1x95 mmq - Al
AV05-AV04	2.080 ml	3x1x185 mmq - Al
AV04-SSE	2.130 ml	3x1x300 mmq - AL
<b>SOTTOCAMPO 4</b>	<b>Lunghezza stimata</b>	<b>Sezione e formazione cavi</b>
AV12-AV13	780 ml	3x1x95 mmq - Al
AV13-AV09	1.150 ml	3x1x95 mmq - Al
AV09-AV06	2.980 ml	3x1x185 mmq - Al
AV06-SSE	4.500 ml	3x1x300 mmq - AL

**Lunghezza e sezione cavi MT**

### 3.1. Dimensionamento elettrico cavidotti MT

#### 3.1.1. Portata dei Cavi

Per la determinazione della portata del conduttore di fase del cavo interrato sarà applicato il metodo descritto dalla tabella IEC 60364-5-52. Considerazioni di carattere commerciale fanno ipotizzare l'utilizzo di non più di 3 diverse sezioni, di cavi con conduttore in alluminio ed isolante in XLPE:

S<sub>1</sub>: 1x3x**95** mmq per tratti di cavidotto con potenza fino a 8,2 MW (1-2 aerogeneratori);

S<sub>2</sub>: 1x3x**185** mmq per tratti di cavidotto con potenza di 12,3 MW (3 aerogeneratori);

S<sub>3</sub>: 1x3x**300** mmq per tratti di cavidotto con potenza di 16,4 MW (4 aerogeneratori).

A partire dalla portata nominale, si calcola un fattore correttivo

$$K_{tot} = K_1 \times K_2 \times K_3 \times K_4 \times K_5$$

Dove:

K<sub>1</sub> è il fattore di correzione da applicare se la temperatura del terreno è diversa da 20°C;

K<sub>2</sub> è il fattore di correzione da applicare in funzione delle modalità di posa;

K<sub>3</sub> è il fattore di correzione per resistività del terreno diversa dal valore di riferimento di 1,5 Km/W, valido per terreni asciutti;

K<sub>4</sub> è il fattore di correzione profondità di posa diversa da 0,7 m.

Nel caso in esame (con riferimento alle tabelle della richiamata CEI-UNEL 35026):

K<sub>1</sub> = 0,95 poiché si suppone una temperatura massima del terreno pari a 25°C;

K<sub>2</sub> = 0,85 poiché abbiamo nelle trincee cavi al più due circuiti, con cavi direttamente interrati, distanza tra i circuiti di circa 12,5 cm;

K<sub>3</sub> = 1 poiché la resistività termica del terreno si suppone pari al valore nominale di 1,5 km/W;

K<sub>4</sub> = 0,96 poiché la profondità di posa è di 1,2 m.

Inoltre, poiché la posa è direttamente interrata anziché in tubazione si considera K<sub>tubazione</sub> = 1.

In definitiva, il fattore di riduzione della portata del cavo è pari a

$$K_{tot} = K_1 \times K_2 \times K_3 \times K_4 \times K_{tubazione} = 0,77$$

Nella tabella seguente si riporta, per le differenti sezioni, la portata effettiva del cavo nelle condizioni di posa previste a progetto ( $I_z$ ) e la massima corrente che attraverserà il cavo ( $I_b$ ). Rammentiamo che si tratta di cavi con conduttore in alluminio e isolante in XLPE.

Sezione	Portata $I_z$	Corrente $I_b$
S1: 1x3x <b>95</b> mmq	$I_{z-2} = 245 \times 0,77 = \mathbf{188,7 \text{ A}}$	$I_{b-2} = \mathbf{165,0 \text{ A}} < 188,7 \text{ A}$
S2: 1x3x <b>185</b> mmq	$I_{z-3} = 353 \times 0,77 = \mathbf{271,8 \text{ A}}$	$I_{b-3} = \mathbf{247,4 \text{ A}} < 271,8 \text{ A}$
S3: 1x3x <b>300</b> mmq	$I_{z-4} = 463 \times 0,77 = \mathbf{356,5 \text{ A}}$	$I_{b-4} = \mathbf{330,0 \text{ A}} < 356,5 \text{ A}$

Con

$$I_b = \frac{P_n}{\sqrt{3} \times V_n \times \cos\varphi}$$

Dove:

$I_b$ = corrente massima che attraversa il cavo;

$P_n$ = Potenza massima trasportata dal cavo

$V_n$ = Tensione nominale di impianto (30 kV)

$\cos \varphi = 0,98$

Numero aerogeneratori	$P_n$	Corrente $I_b$
2	8,4 MW	$I_{b-2} = \mathbf{165,0 \text{ A}} < 295,7 \text{ A}$
3	12,6 MW	$I_{b-3} = \mathbf{247,4 \text{ A}} < 387,2 \text{ A}$
4	16,8 MW	$I_{b-4} = \mathbf{330,0 \text{ A}} < 505,4 \text{ A}$

## Caduta di tensione

Di seguito riportata la formula per il calcolo della caduta di tensione percentuale:

$$\Delta V\% = \frac{\Delta v \times L \times I}{V} \times 100$$

Dove:

V = tensione di linea [V]

$\Delta v$  = caduta di tensione specifica,  $\sqrt{3} \times (r \cos\phi + x \sin\phi)$  [V/A km]

L = lunghezza della linea [km]

I = corrente di carico [A]

r = resistenza specifica [ $\Omega$ /km]

x = reattanza specifica [ $\Omega$ /km]

Cos  $\phi$  = fattore di potenza

FORMAZIONE	RESISTENZA a 20°C [W/km]	REATTANZA [W/km]	CADUTA DI TENSIONE [V/A km]
3x1x95 ARE4H5E(X)	0,411	0,134	0,74
3x1x185 ARE4H5E(X)	0,211	0,119	0,42
3x1x300 ARE4H5E(X)	0,129	0,11	0,28

Nel dettaglio risulta:

	Nodo	Lunghezza L [m]	Sezione [mm <sup>2</sup> ]	Posa in opera	Potenza P [MW]	Corrente di linea I <sub>b</sub> [A]	Caduta di tensione $\Delta V_i$ [V]	Caduta di tensione $\Delta V_i$ %	Caduta di tensione complessiva $\Delta V_i$ %
SC1	AV07-AV02	2.540	3x1x95	direttamente interrati	4,20	82,50	148,996	0,497	0,497
	AV02-AV03	2.140	3x1x95	direttamente interrati	8,40	165,00	251,065	0,837	1,334
	AV03-AV01	2.320	3x1x185	direttamente interrati	12,60	247,50	159,932	0,533	1,867
	AV01-SSE	2.540	3x1x300	direttamente interrati	16,80	330,00	233,464	0,008	1,874
SC2	AV14-AV10	1.420	3x1x95	direttamente interrati	4,20	82,50	83,297	0,278	0,278
	AV10-AV11	840	3x1x95	direttamente interrati	8,40	165,00	98,549	0,328	0,606
	AV11-SSE	6.940	3x1x185	direttamente interrati	12,60	247,50	478,417	1,595	2,201
SC3	AV15-AV08	3.500	3x1x95	direttamente interrati	4,20	82,50	205,310	0,684	0,684
	AV08-AV05	1.600	3x1x95	direttamente interrati	8,40	165,00	187,712	0,626	1,310
	AV05-AV04	2.080	3x1x185	direttamente interrati	12,60	247,50	143,387	0,478	1,788
	AV04-SSE	2.130	3x1x300	direttamente interrati	16,80	330,00	195,779	0,007	1,795
SC4	AV12-AV13	780	3x1x95	direttamente interrati	4,20	82,50	45,755	0,153	0,153
	AV13-AV09	1.150	3x1x95	direttamente interrati	8,40	165,00	134,918	0,450	0,602
	AV09-AV06	2.980	3x1x185	direttamente interrati	12,60	247,50	205,430	0,685	1,287
	AV06-SSE	4.500	3x1x300	direttamente interrati	16,80	330,00	413,617	0,014	1,301

## 3.2. Perdite

### 3.2.1. Perdite nei conduttori MT

A partire dalla caduta di tensione potrà essere calcolata la perdita di potenza sulla rete MT, nel caso in cui il Parco eolico produca alla massima potenza (63 MW). Avremo per ciascun Sottocampo

$$\text{Perdite} = \text{C. d. T}\% \times \text{Pmax sottocampo}$$

Caduta di tensione complessiva $\Delta V_i$ %	Perdita di potenza [kW]
0,497	
1,334	
1,867	
1,874	314,90
0,278	
0,606	
2,201	277,31
0,684	
1,310	
1,788	
1,795	301,49
0,153	
0,602	
1,287	
1,301	218,53
<b>Perdita Pot. TOT</b>	<b>1.112,23</b>

In pratica sulla sola rete MT abbiamo perdite, nel caso in cui gli aerogeneratori producano alla massima potenza di 1,11 MW. A queste perdite vanno aggiunte le perdite dei trasformatori MT/BT negli aerogeneratori, le perdite nel trasformatore MT/AT e le perdite sulla linea AT. Delle perdite dei trasformatori si dirà nel prossimo paragrafo, le perdite sulla linea AT (molto corta) sono di fatto trascurabili.

### 3.2.2. Perdite del trasformatore

Il rendimento di un trasformatore è definito come rapporto tra potenza resa e potenza assorbita. Sebbene il rendimento di un trasformatore sia sempre piuttosto elevato (generalmente non inferiore al 96%), le perdite sono essenzialmente di due tipi:

- perdite a vuoto
- perdite a carico

Le **perdite a vuoto** sono dette “perdite nel ferro”, poiché hanno sede nel nucleo ferromagnetico in cui è presente il flusso di induzione sinusoidale e sono dovute alla correnti parassite, dipendono dal quadrato della tensione e sono praticamente indipendenti dal carico. Esistono ogniqualevolta il trasformatore è alimentato.

Le **perdite a carico** (“perdite nel rame”) sono le perdite nei conduttori degli avvolgimenti, dette “perdite nel rame”. Dipendono dal quadrato della corrente che scorre nei conduttori stessi e quindi dipendono fortemente dal carico. Esistono solo se circola una corrente di carico e sono dovute principalmente alle perdite per effetto Joule nei conduttori. Ad esse si aggiungono le perdite addizionali, che sono dovute agli effetti dei flussi magnetici variabili nel tempo che investono i conduttori e le altre parti metalliche dei trasformatori.

Le perdite a vuoto a tensione nominale  $P_{Fe}$  e le perdite a carico a corrente nominale  $P_{cc}$  sono stabilite nel progetto del trasformatore e sono pertanto fornite dal costruttore.

Dal momento che le  $P_{cc}$  dipendono dalle caratteristiche dei trasformatori installati che al momento non sono a disposizione ci limitiamo a dire che esse vengono calcolate con la formula

$$P_{Cu} = P_{cc} (I / I_n)^2$$

Dove:

$P_{Cu}$  è la perdita a carico quando il trasformatore è percorso dalla corrente  $I$

$P_{cc}$  è la perdita a carico quando il trasformatore è percorso dalla corrente nominale  $I_n$ , ed è un dato di targa del trasformatore.

Con semplici passaggi matematici la formula può anche essere scritta nella forma:

$$P_{Cu} = P_{cc} (S / S_n)^2$$

Dove

S è la potenza generata (sul secondario) dal trasformatore percorso dalla corrente I,

S<sub>n</sub> è la potenza di targa del trasformatore.

Pertanto non avendo a disposizione il valore di P<sub>cc</sub>, come detto, fornito dal costruttore, ci limitiamo a dire che le perdite sono comunque inferiori all'1% sia per i trasformatori MT/BT negli aerogeneratori sia per il trasformatore MT/AT in SSE.

**E' evidente pertanto che il parco eolico in progetto pur avendo una potenza installata di 63 MW potrà fornire nel punto di consegna alla RTN una potenza sicuramente non superiore a 62 MW.**