

AUTORIZZAZIONE UNICA Ex D. LGS. N. 387/2003



PROGETTO DEFINITIVO PARCO EOLICO MONTENERO

Titolo elaborato:

CALCOLO PRELIMINARE DEGLI IMPIANTI ELETTRICI

LT	GD	GD	EMISSIONE	25/07/22	0	0
REDATTO	CONTR.	APPROV.	DESCRIZIONE REVISIONE DOCUMENTO	DATA	REV	

PROPONENTE



NATURAL PRIME S.R.L.

VIA G. GARIBALDI N. 15
74023 GROTTAGLIE (TA)

CONSULENZA



GE.CO.D'OR S.R.L.

VIA G. GARIBALDI N. 15
74023 GROTTAGLIE (TA)

PROGETTISTA

ING. GAETANO D'ORONZIO
VIA GOITO 14 – COLOBRARO (MT)

Codice
MNOE064

Formato
A4

Scala
/

Foglio
1 di 18

Sommarario

1. PREMESSA	3
2. NORMATIVE DI RIFERIMENTO	3
3. DESCRIZIONE GENERALE DELL'IMPIANTO	5
4. SISTEMA DI DISTRIBUZIONE DELLE LINEE ELETTRICHE	10
5. DIMENSIONAMENTO ELETTRICO DELLE LINEE A 36 KV	11
5.1. Criterio di dimensionamento	11
5.2. Posa e dati tecnici del cavo a 36 kV utilizzato	12
5.3. Calcolo delle portate	14
5.4. Calcolo della caduta di tensione	16
5.5. Calcolo della perdita di potenza	16
6. TABELLA DI CALCOLO	17
7. CONCLUSIONI	18

1. PREMESSA

La Natural Prime s.r.l. è una società costituita per realizzare un impianto eolico in Molise, denominato “Parco Eolico Montenero”, nel territorio del Comune di Montenero di Bisaccia, Guglionesi e Montecilfone (Provincia di Campobasso) con punto di connessione a 36 kV in corrispondenza della stazione elettrica RTN Terna 380/150/36 kV Montecilfone di futura realizzazione.

A tale scopo, la Ge.co.D’Or. s.r.l., società italiana impegnata nello sviluppo di impianti per la produzione di energia da fonti rinnovabili con particolare focus nel settore dell’eolico e proprietaria della suddetta Natural Prime s.r.l., si è occupata della progettazione definitiva per la richiesta di Autorizzazione Unica (AU) alla costruzione e l’esercizio del suddetto impianto eolico e della relativa Valutazione d’Impatto Ambientale (VIA).

L’impianto eolico presenta una potenza nominale totale in immissione pari a 36 MWp ed è costituito da n. 6 aerogeneratori di potenza nominale pari a 6.0 MWp con altezza torre pari a 135 m e rotore pari a 170 m.

Il presente documento ha come scopo la descrizione dei criteri e delle tecniche adottate per il dimensionamento delle linee elettriche di connessione dell’impianto.

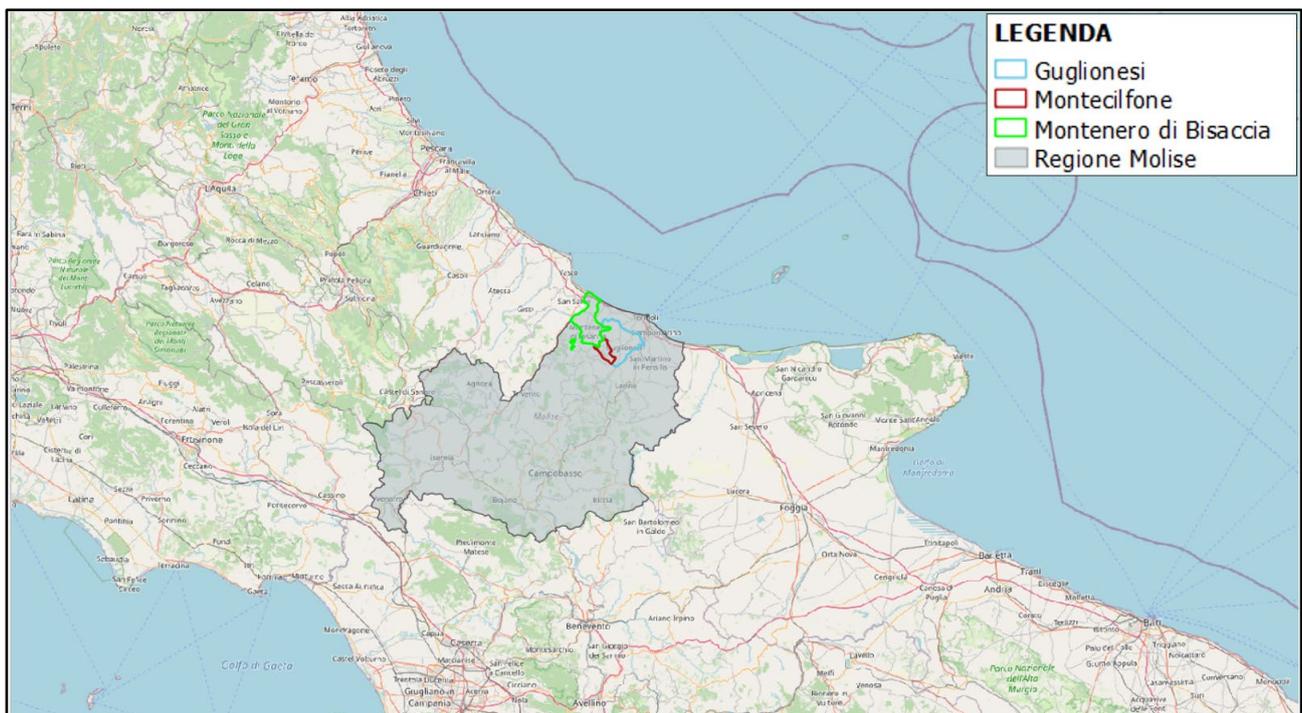


Figura 1.1: Localizzazione Impianto Eolico Montenero

2. NORMATIVE DI RIFERIMENTO

Nel seguito sono riportate le norme tecniche di riferimento del progetto in questione:

- ✓ IEC 60502-2: “Cavi di alimentazione con isolamento estruso e relativi accessori per tensioni nominali da 1 kV ($U_m = 1,2$ kV) fino a 30 kV ($U_m = 36$ kV) - Parte 2: Cavi per tensioni nominali da 6 kV ($U_m = 7,2$ kV) fino a 30 kV ($U_m = 36$ kV)”;
- ✓ IEC 60287: “Electric cables – Calculation of the current rating (12/2006)”;
- ✓ Decreto Legislativo 29 dicembre 2003, n. 387 – “Attuazione della direttiva 2001/77/CE relativa alla promozione dell'energia elettrica prodotta da fonti energetiche rinnovabili nel mercato interno dell'elettricità”;
- ✓ D.P.R. 18 marzo 1965, n. 342 – “Norme integrative della legge 6 dicembre 1962, n. 1643 e norme relative al coordinamento e all'esercizio delle attività elettriche esercitate da enti ed imprese diversi dall'Ente Nazionale per l'Energia Elettrica”;
- ✓ Decreto Legislativo 3 marzo 2011, n. 28 – “Attuazione della direttiva 2009/28/CE sulla promozione dell'uso dell'energia da fonti rinnovabili, recante modifica e successiva abrogazione delle direttive 2001/77/CE e 2003/30/CE”;
- ✓ Decreto Legislativo 31 marzo 1998, n. 112 – “Conferimento di funzioni e compiti amministrativi dello Stato alle regioni ed agli enti locali, in attuazione del capo I della legge 15 marzo 1997, n. 59”;
- ✓ Legge 28 giugno 1986, n. 339 – “Nuove norme per la disciplina della costruzione e dell'esercizio di linee elettriche aeree esterne”;
- ✓ DM 29/05/2008 – “Approvazione della metodologia di calcolo per la determinazione delle fasce di rispetto per gli elettrodotti”;
- ✓ Legge 22 febbraio 2001, n. 36 – “Legge quadro sulla protezione dalle esposizioni a campi elettrici, magnetici ed elettromagnetiche”;
- ✓ Norma CEI 20-24: Giunzioni e terminazioni per cavi di energia;
- ✓ Norma CEI 20-13: Cavi con isolamento estruso in gomma per tensioni nominali da 1 a 30 kV;
- ✓ Norma CEI 11-1: Impianti elettrici con tensione superiore a 1 kV in corrente alternata;
- ✓ Norma CEI 20-56: Cavi da distribuzione con isolamento estruso per tensioni nominali da 3,6/6 (7,2) kV a 20,8/36 (42) kV inclusi;

- ✓ Norma CEI EN 50522 (CEI 99-3) – “Messa a terra degli impianti elettrici a tensione superiore a 1 kV in c.a.”;
- ✓ Norma CEI EN 61936-1 (CEI 99-2): Impianti elettrici con tensione superiore a 1 kV in c.a - Parte 1: Prescrizioni comuni;
- ✓ Norma CEI 11-4: Esecuzione delle linee elettriche aeree esterne;
- ✓ Norma CEI 11-17: Impianti di produzione, trasmissione e distribuzione di energia elettrica – Linee in cavo;
- ✓ Norma CEI 11-3; V1: Impianti di produzione eolica;
- ✓ Norma CEI 11-32: Impianti di produzione di energia elettrica collegati a reti di III categoria;
- ✓ Norma CEI 11-35: Guida all’esecuzione delle cabine elettriche d’utente;
- ✓ Norma CEI 0-16: Regola tecnica di riferimento per la connessione di Utenti attivi e passivi alle reti AT ed MT delle imprese distributrici di energia elettrica;
- ✓ Norma CEI 11-25: Calcolo delle correnti di corto circuito nelle reti trifasi a c.a., (IIa Ediz., Fasc. 6317, 2001-12);
- ✓ Norma CEI 17-1: Apparecchiature ad alta tensione – Interruttori a corrente alternata ad alta tensione;
- ✓ Norma CEI 211-6/2001 – “Guida per la determinazione delle fasce di rispetto per gli elettrodotti secondo le disposizioni del DPCM 8 luglio 2003 (Art. 6) – Parte 1: Linee elettriche aeree e in cavo”;
- ✓ Norma CEI 211-4/1996 – “Guida ai metodi di calcolo dei campi elettrici e magnetici generati da linee elettriche”.

3. DESCRIZIONE GENERALE DELL’IMPIANTO

L’impianto eolico presenta una potenza nominale totale pari a 36 MWp ed è costituito da 6 aerogeneratori di potenza pari a 6.0 MWp, altezza torre pari a 135 m e rotore pari a 170 m, collegati tra loro mediante un sistema di cavidotti interrati a 36 kV, opportunamente dimensionati, che si collega alla stazione elettrica di trasformazione (SE) della RTN 380/36 kV di Montecilfone prevista in realizzazione.

L'impianto si colloca in Molise, provincia di Campobasso, all'interno di un'area di circa 1.400 ettari e interessa prevalentemente il Comune di Montenero di Bisaccia, ove ricadono 2 aerogeneratori, il Comune di Guglionesi, ove ricadono 2 aerogeneratori, e il Comune di Montecilfone, dove ricadono 2 aerogeneratori e le opere di connessione alla RTN.

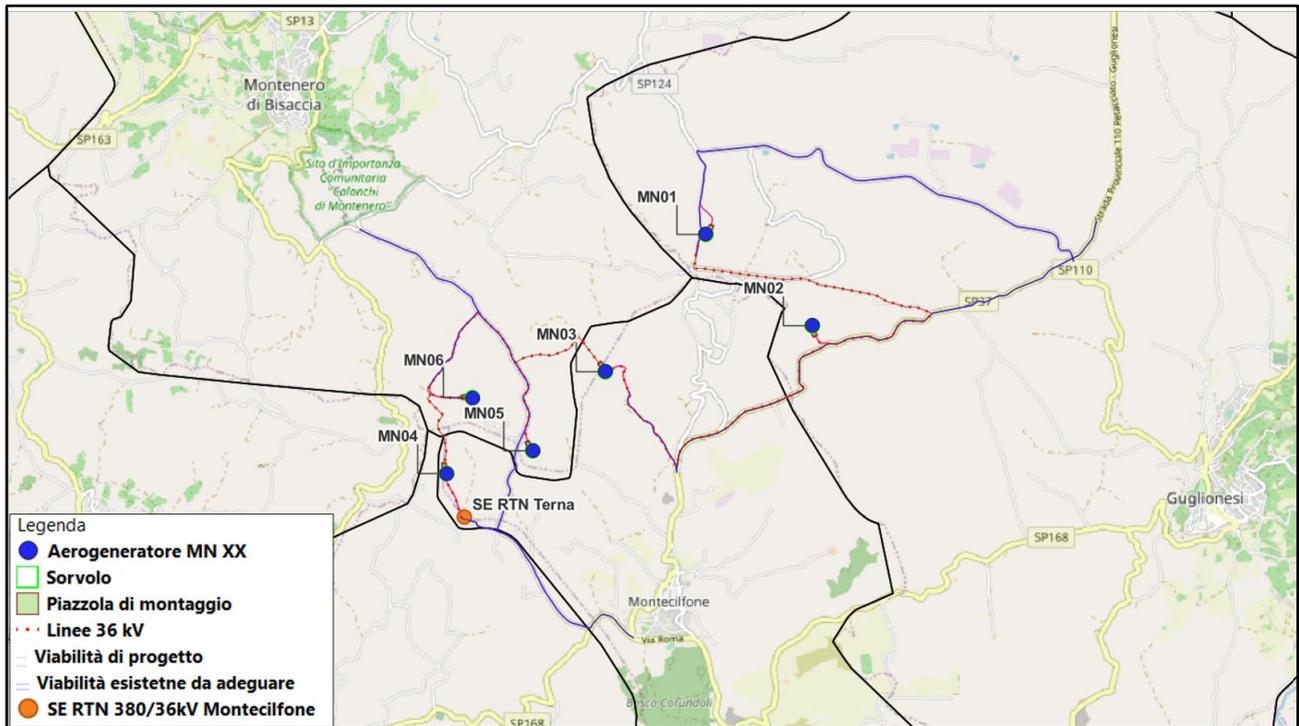


Figura 3.1: Inquadramento territoriale - Limiti amministrativi comuni interessati

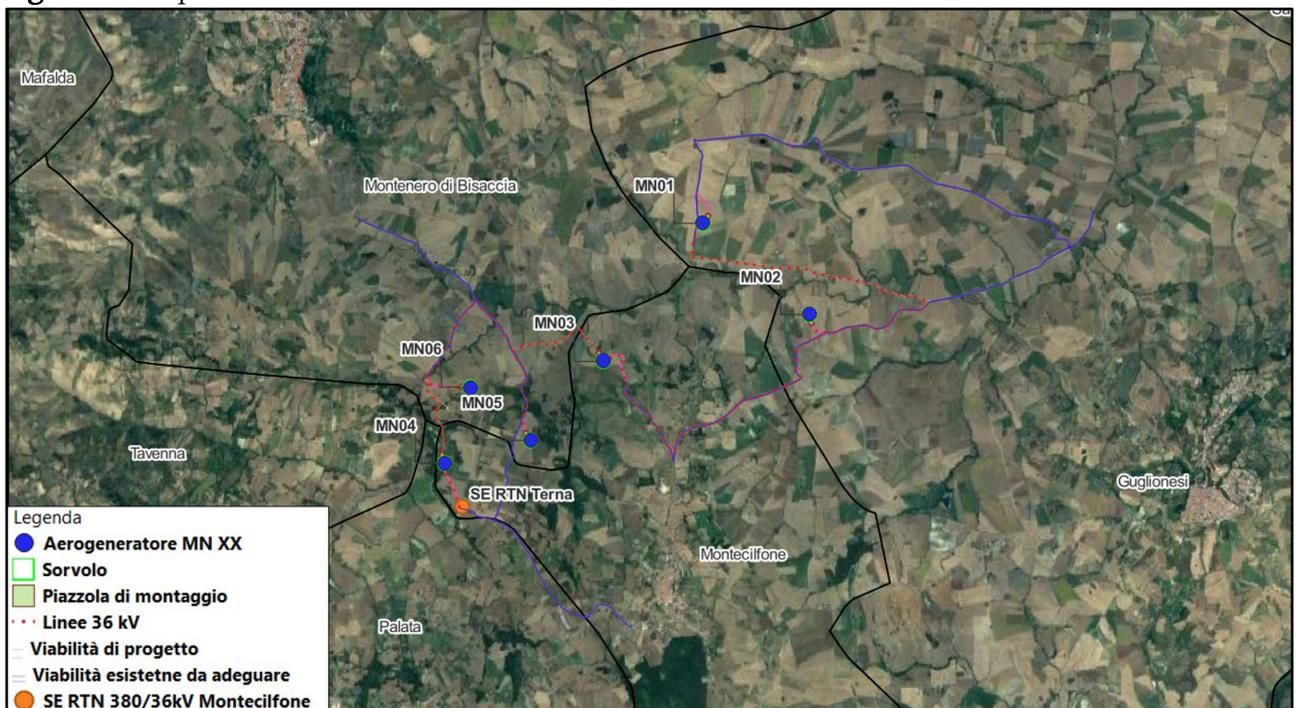


Figura 3.2: Layout d'impianto su immagine satellitare

Lo schema di allacciamento alla RTN prevede che l'impianto eolico venga collegato in antenna a 36 kV con una nuova stazione di trasformazione 380/150/36 kV della RTN da inserire in entra - esce sulla linea

RTN a 380 kV “Larino - Gissi” nel Comune di Montecilfone, in accordo alla STMG (Soluzione Tecnica Minima Generale) CP 202102693 Terna.

Ai sensi dell'allegato A alla deliberazione Arg/elt 99/08 e s.m.i. dell'Autorità di Regolazione per Energia, Reti e Ambiente, il nuovo elettrodotto in antenna a 36 kV per il collegamento della centrale eolica alla citata SE costituisce impianto di utenza per la connessione, mentre lo stallo arrivo produttore a 36 kV costituisce impianto di rete per la connessione.

Le turbine eoliche verranno collegate alla suddetta SE di trasformazione della RTN attraverso un sistema di linee elettriche interrate a 36 kV allocate prevalentemente in corrispondenza del sistema di viabilità interna che servirà per la costruzione e la gestione futura dell'impianto e verrà realizzato prevalentemente adeguando il sistema viario esistente e, nei casi necessari, anche per evitare di interessare aree vincolate, realizzando nuovi tratti di viabilità.

Si riportano di seguito le coordinate delle posizioni scelte per l'installazione degli aerogeneratori con il relativo inquadramento catastale.

ID	Comune	Latitudine [°]	Longitudine [°]	Foglio	Particella	D rotore [m]	H _{hub} [m]	H _{tot} [m]
MN01	Guglionesi	41.942314	14.841643	35	28	170	135	220
MN02	Guglionesi	41.932449	14.857005	51	18	170	135	220
MN03	Montecilfone	41.927420	14.827177	2	11	170	135	220
MN04	Montecilfone	41.916357	14.804344	8	25	170	135	220
MN05	Montenero di Bisaccia	41.918844	14.816757	80	130	170	135	220
MN06	Montenero di Bisaccia	41.924586	14.808045	79	107	170	135	220

Tabella 3.1: Localizzazione planimetrica e catastale degli aerogeneratori di progetto

Il progetto prevede che uno dei possibili aerogeneratori da installare è il modello Siemens Gamesa SG 170 di potenza nominale pari a 6.0 MWp, altezza torre all'hub pari a 135 m e diametro del rotore 170 m (Figura 3.3).

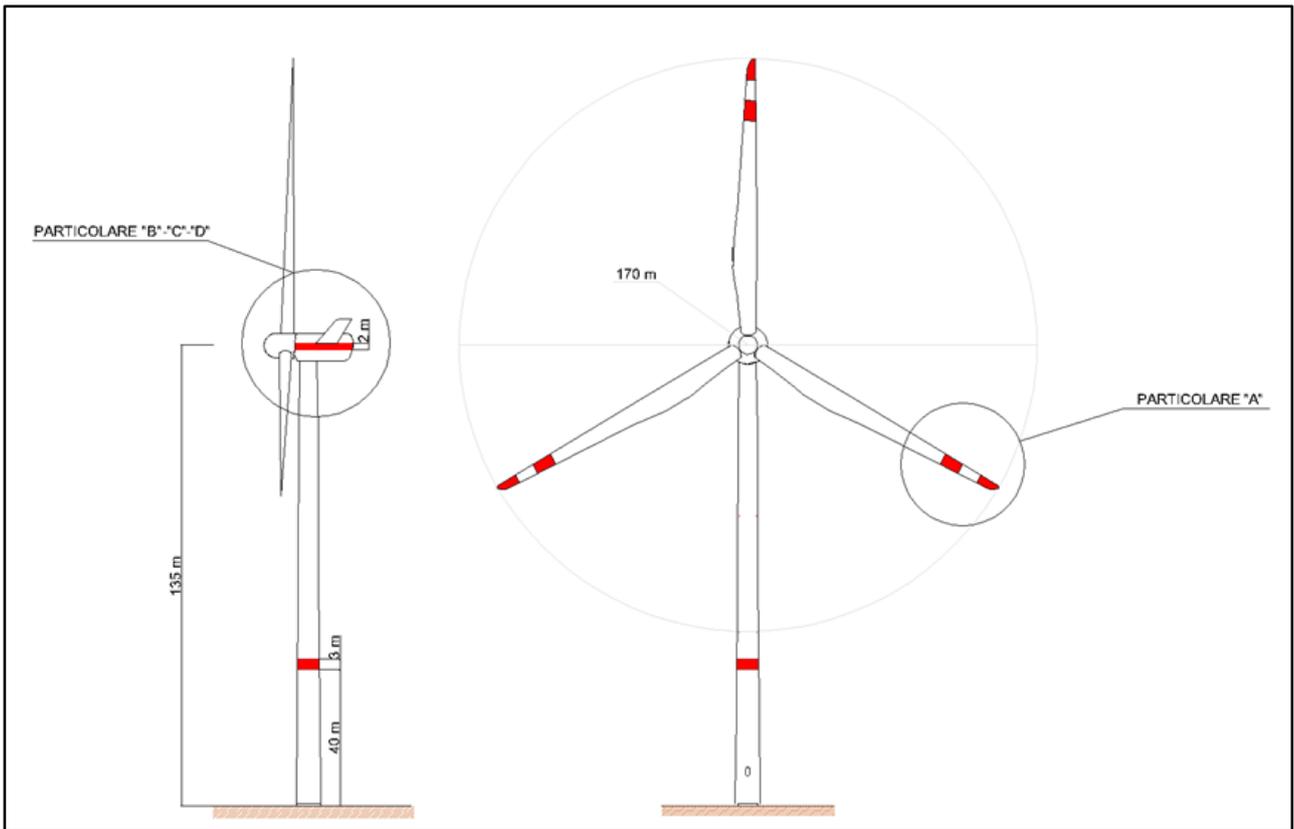


Figura 3.3: Profilo aerogeneratore SG170 – 6.0 MW

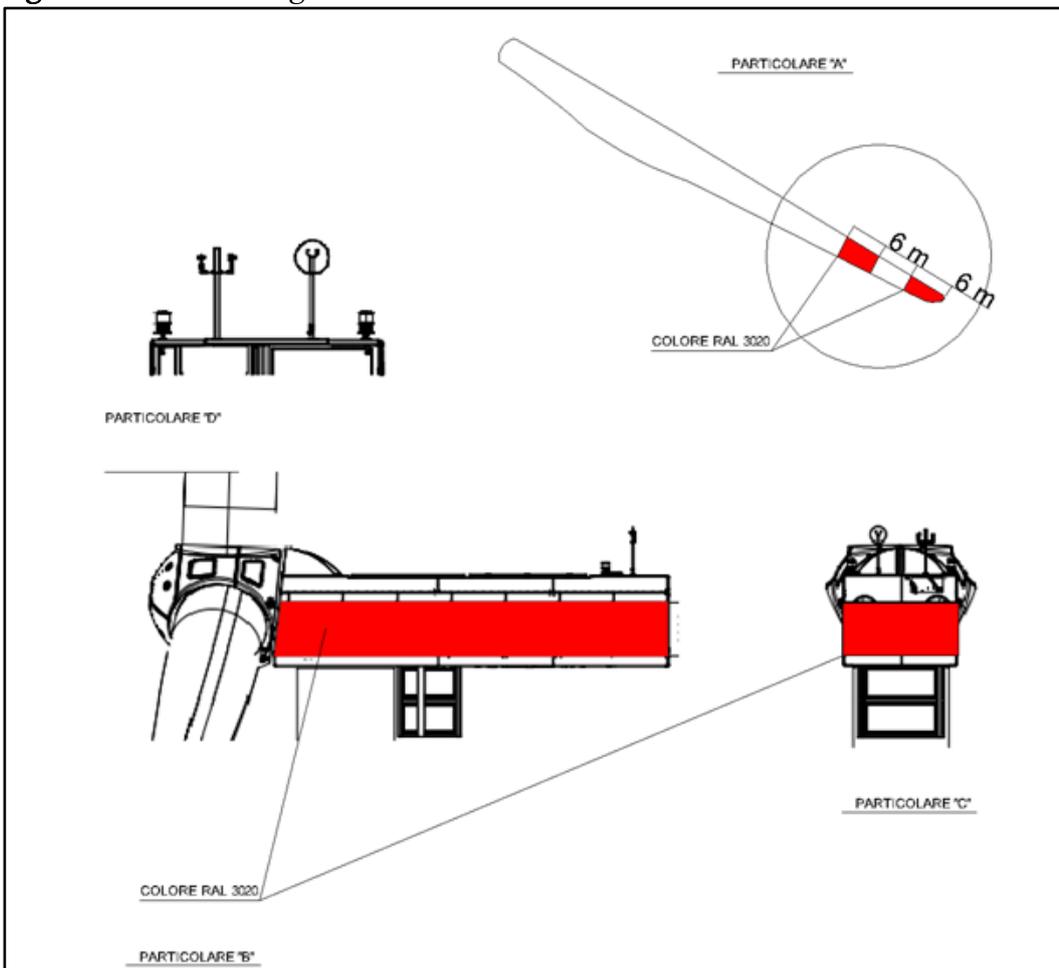


Figura 3.4: Particolari aerogeneratore SG170 – 6.0 MW

Ogni macchina è dotata di un sistema che esegue il controllo della potenza ruotando le pale intorno al proprio asse principale ed il controllo dell'orientamento della navicella, detto controllo dell'imbardata, che permette l'allineamento della macchina rispetto alla direzione del vento.

Il rotore, posto sopravvento al sostegno, viene realizzato in resina epossidica rinforzata con fibra di vetro ed è caratterizzato da un funzionamento a passo variabile. Altre caratteristiche salienti sono riassunte nella **Tabella 3.2**.

Rotor		Grid Terminals (LV)	
Type	3-bladed, horizontal axis	Baseline nominal power..	6.0MW/6.2 MW
Position	Upwind	Voltage	690 V
Diameter	170 m	Frequency	50 Hz or 60 Hz
Swept area	22,698 m ²	Yaw System	
Power regulation	Pitch & torque regulation with variable speed	Type	Active
Rotor tilt	6 degrees	Yaw bearing	Externally geared
Blade		Yaw drive	Electric gear motors
Type	Self-supporting	Yaw brake	Active friction brake
Single piece blade length	83,3 m	Controller	
Segmented blade length:		Type	Siemens Integrated Control System (SICS)
Inboard module	68,33 m	SCADA system	Consolidated SCADA (CSSS)
Outboard module	15,04 m	Tower	
Max chord	4.5 m	Type	Tubular steel / Hybrid
Aerodynamic profile	Siemens Gamesa proprietary airfoils	Hub height	100m to 165 m and site- specific
Material	G (Glassfiber) – CRP (Carbon Reinforced Plastic)	Corrosion protection	
Surface gloss	Semi-gloss, < 30 / ISO2813	Surface gloss	Painted
Surface color	White, RAL 9018	Color	Semi-gloss, <30 / ISO-2813 Light grey, RAL 7035 or White, RAL 9018
Aerodynamic Brake		Operational Data	
Type	Full span pitching	Cut-in wind speed	3 m/s
Activation	Active, hydraulic	Rated wind speed	11.0 m/s (steady wind without turbulence, as defined by IEC61400-1)
Load-Supporting Parts		Cut-out wind speed	25 m/s
Hub	Nodular cast iron	Restart wind speed	22 m/s
Main shaft	Nodular cast iron	Weight	
Nacelle bed frame	Nodular cast iron	Modular approach	Different modules depending on restriction
Mechanical Brake			
Type	Hydraulic disc brake		
Position	Gearbox rear end		
Nacelle Cover			
Type	Totally enclosed		
Surface gloss	Semi-gloss, <30 / ISO2813		
Color	Light Grey, RAL 7035 or White, RAL 9018		
Generator			
Type	Asynchronous, DFIG		

Tabella 3.2: Specifiche tecniche dell'aerogeneratore Siemens Gamesa SG 170 HH 135

Le caratteristiche dell'aerogeneratore sopra riportate sono quelle ritenute idonee in base a quanto disponibile oggi sul mercato; in futuro potrà essere possibile cambiare il modello dell'aerogeneratore senza modificare in maniera sostanziale l'impatto ambientale e i limiti di sicurezza previsti.

4. SISTEMA DI DISTRIBUZIONE DELLE LINEE ELETTRICHE

Il “Parco Eolico Montenero” è caratterizzato da una potenza complessiva di 36 MWp, ottenuta da 6 aerogeneratori di potenza 6 MWp ciascuno.

Gli aerogeneratori sono collegati elettricamente tra loro mediante cavi a 36 kV in modo da formare 2 sottocampi (Circuiti A, B) di 3 WTG (Wind Turbine Generator); ognuno di tali circuiti, associato ad un colore diverso per maggiore chiarezza, è collegato mediante cavo interrato a 36 kV alla nuova sezione a 36 kV della SE RTN 380/36 kV di Montecilfone, come esplicitato nella **Tabella 4.1**.

Sottocampo o Circuito	Aerogeneratori	Potenza totale [MWp]
CIRCUITO A	MN01 – MN02 – MN03	18
CIRCUITO B	MN04 – MN05 – MN06	18

Tabella 4.1: Distribuzione linee a 36 kV

Gli aerogeneratori sono stati collegati elettricamente secondo un criterio che tiene in considerazione i valori di cadute di tensione e perdite di potenza e l’ottimizzazione delle lunghezze dei cavi utilizzati.

Lo schema a blocchi di riferimento, nel quale sono indicate le sezioni e le lunghezze del cavo di ogni tratto di linea e nel quale gli aerogeneratori di ogni linea sono collegati tra loro secondo lo schema in entra – esci e in fine linea, è riportato nella **Figura 4.1** (maggiori dettagli sono riportati nell’elaborato di progetto “MNOE070 Schema a blocchi impianto utente”).

L’aerogeneratore capofila (fine linea) è collegato al resto del circuito, i restanti sono collegati tra loro in Entra – Esci e ognuno dei 2 circuiti è collegato alla nuova sezione a 36 kV della SE RTN 380/36 kV di Montecilfone.

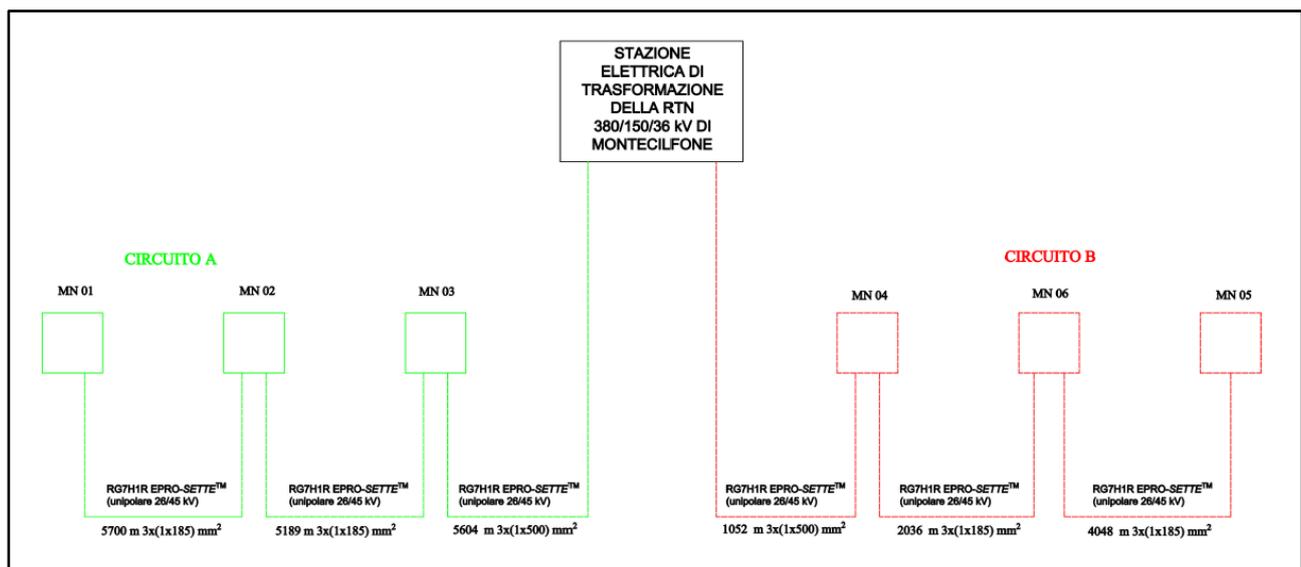


Figura 4.1: Schema a blocchi del Parco Eolico Montenero

Nel seguito è riportata la planimetria di distribuzione delle linee a 36 kV per i vari circuiti.

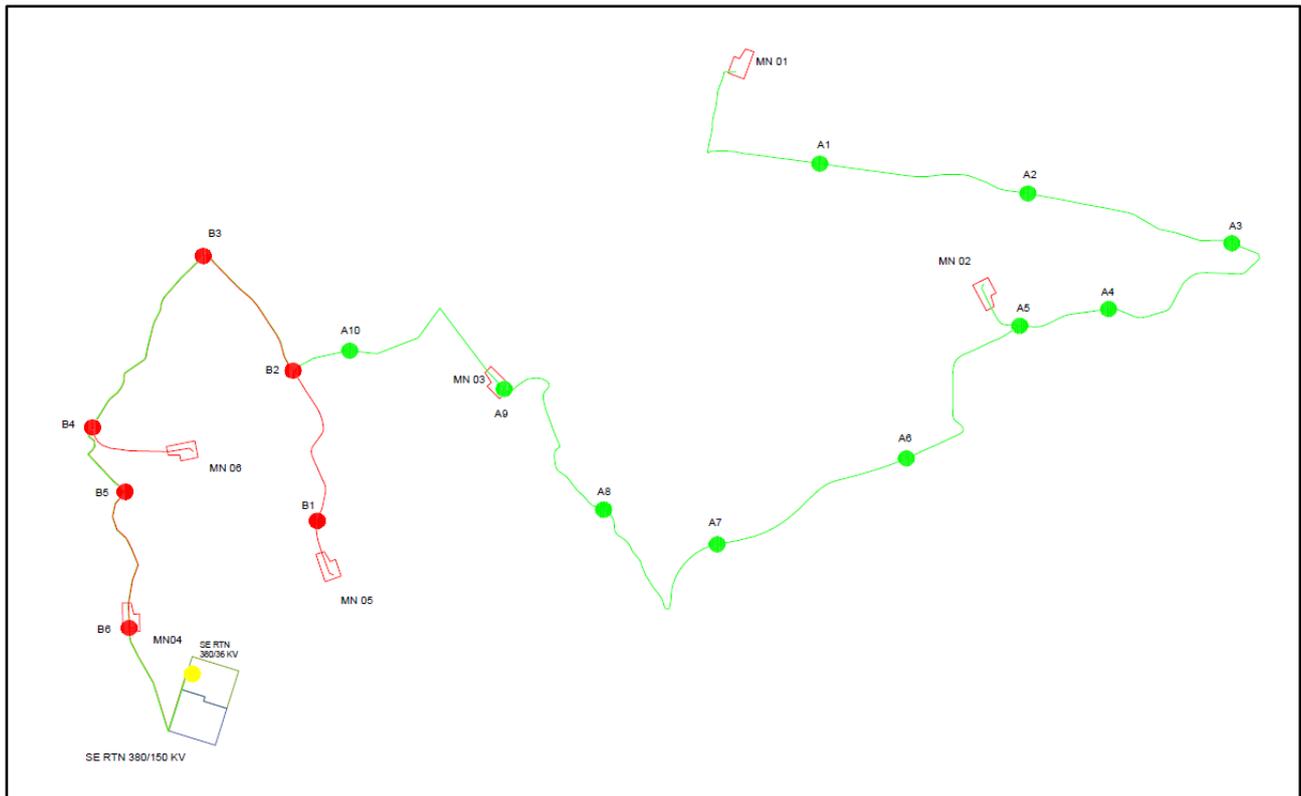


Figura 4.2: Planimetria di distribuzione linee a 36 kV dell'intero impianto

5. DIMENSIONAMENTO ELETTRICO DELLE LINEE A 36 KV

5.1. Criterio di dimensionamento

La sezione dei cavi elettrici a 36 kV è calcolata, in accordo con la norma CEI 11 – 17, in modo che risultino soddisfatte le seguenti condizioni:

1. $I_b \leq I'_z$
2. $\Delta V \leq 4\%$
3. $\Delta P \leq 5\%$

dove:

- I_b rappresenta la corrente di carico, ovvero l'intensità di corrente massima che scorre all'interno della linea di cavo;
- I'_z rappresenta la portata di corrente effettiva del cavo e dipende dalla portata nominale del cavo stesso e dalle relative condizioni di posa lungo tutto il percorso;
- ΔV rappresenta la massima caduta di tensione per la linea di cavo ed è valutata in accordo con le modalità di posa dello stesso;
- ΔP rappresenta la perdita di potenza per ognuno dei sottocampi.

Individuate le sezioni dei singoli cavi vengono effettuate le verifiche termiche, calcolando le correnti di corto circuito previste e di tenuta termica dei cavi.

5.2. Posa e dati tecnici del cavo a 36 kV utilizzato

Il cavo impiegato per il collegamento di tutte le tratte a 36 kV è il tipo RG7H1R EPRO-*SETTE*TM unipolare 26/45 kV (o similari), a norma IEC 60840, del primario costruttore Prysmian.

L'anima del cavo è costituita da un conduttore a corda rotonda compatta di rame rosso, il semiconduttivo interno è costituito da materiale elastomerico estruso, l'isolante in mescola di gomma ad alto modulo G7, il semiconduttivo esterno da materiale elastomerico estruso pelabile a freddo.

La schermatura è realizzata mediante filo di rame rosso e la guaina è in PVC di colore rosso.

Per ogni tratto di collegamento si prevede una posa direttamente interrata di cavo, a trifoglio, essendo il cavo in questione idoneo alla stessa.

I cavi sono collocati in trincee ad una profondità di posa di 1,50 m dal piano di calpestio su un sottofondo di sabbia di spessore di 0,1 m e la distanza di separazione delle terne adiacenti in parallelo sul piano orizzontale è pari a 0,30 m.

Una lastra protettiva, installata nella parte soprastante, assicura la protezione meccanica del cavo, mentre un nastro monitor ne segnala la presenza.

Inoltre, nel caso di eventuali interferenze e particolari attraversamenti, in accordo con la Norma CEI 11 – 17, tale modalità di posa potrà essere modificata, anche in base ai regolamenti riguardanti le opere interferite, in modo da garantire un'adeguata protezione del cavo rispetto alle condizioni di posa normali.

I fattori di progetto presi in considerazione per l'installazione dei cavi sono i seguenti:

- ❖ Temperatura massima del conduttore pari a 90°C;
- ❖ Temperatura aria ambiente di 30 °C;
- ❖ Temperatura del terreno di 20°C;
- ❖ Resistività termica del terreno pari a 1,5 K m/W;
- ❖ Tensione nominale pari a 36 kV;
- ❖ Frequenza pari a 50 Hz;
- ❖ Profondità di posa di 1,50 m dal piano di calpestio.

Nel seguito è rappresentato il dettaglio dei tipologici di posa, come anche riportato nel documento di progetto "MNOE069 Sezioni tipiche delle trincee di cavidotto utente", nel quale le misure sono espresse in mm.

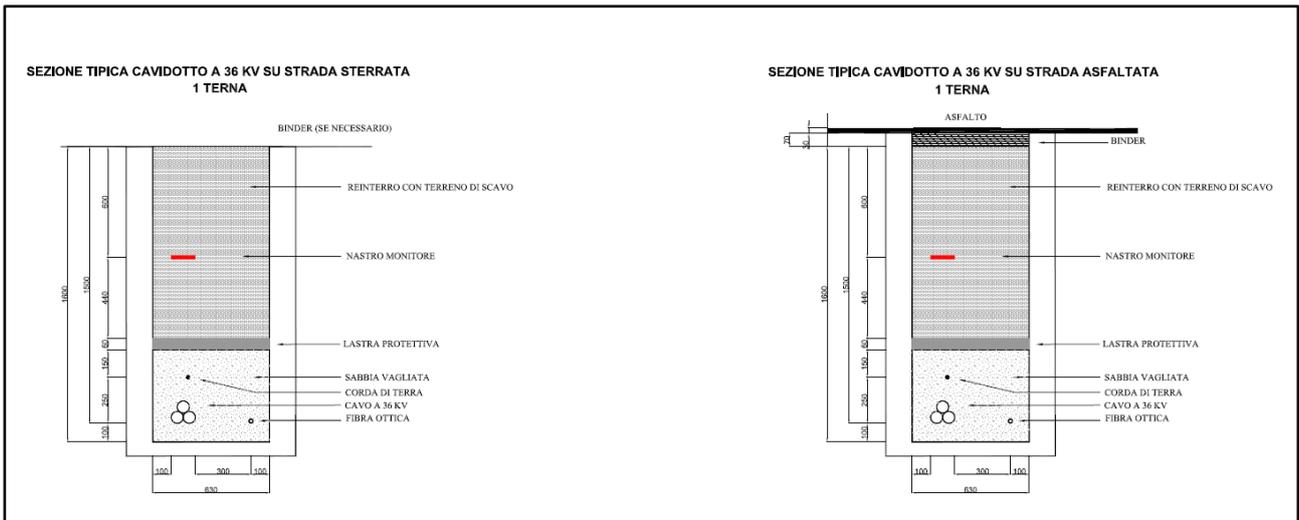


Figura 5.2.1: Sezioni tipiche delle trincee cavidotto su strada sterrata e asfaltata – 1 terna di cavi

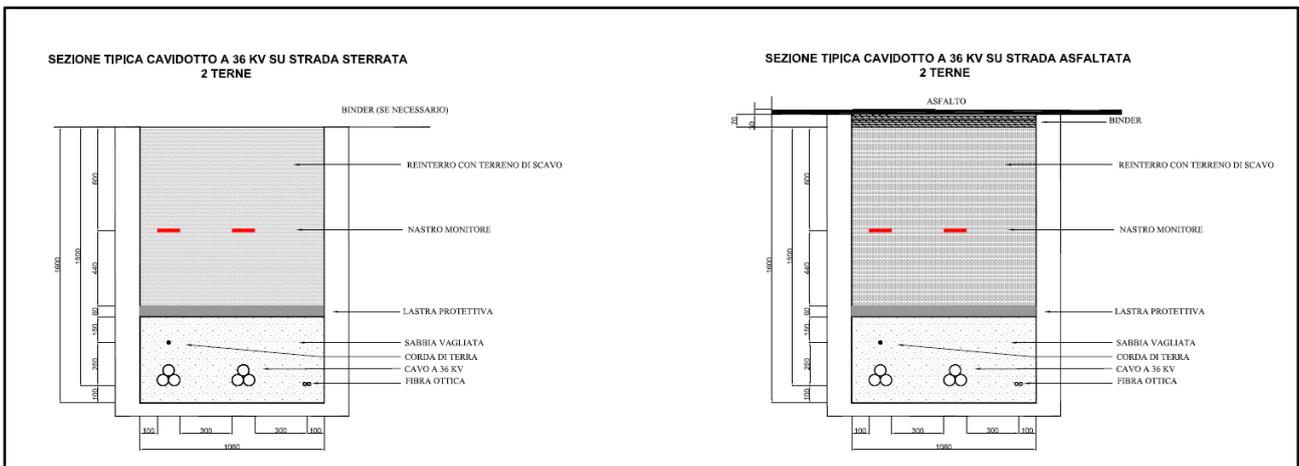


Figura 5.2.2: Sezioni tipiche delle trincee cavidotto su strada sterrata e asfaltata – 2 terne di cavi

I cavi sono opportunamente segnalati grazie ai picchetti segnalatori, posizionati a distanze non superiori a 50 m sui tratti rettilinei e in corrispondenza di punti di cambio direzione del percorso e dei giunti.

Considerando che le sezioni del cavo utilizzato sono di 185 mm² e 500 mm², le specifiche tecniche del cavo in questione sono riassunte nella tabella seguente:

Sezione [mm ²]	Resistenza apparente di fase a 90°C e 50 Hz [Ω/Km]	Reattanza di fase a 50 Hz [Ω/Km]	Portata nominale del cavo [A] (*)
185	0,13	0,12	441
500	0,053	0,11	739

Tabella 5.2.1: Parametri elettrici del cavo RG7H1R EPRO-SETTE™ forniti dal costruttore Prysmian

(*) I valori della portata nominale sono forniti dal costruttore per posa a trifoglio, direttamente interrata, ρ = 1 °C m/W.

In fase di progettazione esecutiva si procederà alla verifica di eventuali interferenze con sottoservizi (cavi di telecomunicazione, acquedotti, oleodotti, gasdotti, serbatoi contenenti liquidi a gas infiammabile) con i gestori degli stessi e si rispetteranno le minime distanze in accordo con la Norma CEI 11-17.

5.3. Calcolo delle portate

La corrente di carico che attraversa il cavo può essere valutata attraverso la seguente espressione:

$$I_b = \frac{P_n}{\cos \varphi V_n \sqrt{3}} \quad (1)$$

dove:

- P_n rappresenta la massima potenza per ogni singola tratta.
- V_n rappresenta la tensione nominale dell'impianto (nel caso in questione 36 kV).
- $\cos\varphi$ rappresenta il fattore di potenza (nella presente relazione assunto pari a 0,9).

Il calcolo della portata effettiva viene effettuato sulla base della norma CEI 11 – 17, della tabella CEI – UNEL 35026 e delle caratteristiche tecniche, fornite dal costruttore, del particolare cavo utilizzato.

In particolare, si fa riferimento a 4 fattori di correzione e alla portata nominale I_z del cavo:

$$I_z = k_1 k_2 k_3 k_4 I_z \quad (2)$$

dove:

- k_1 rappresenta il fattore di correzione per temperature del terreno diverse da 20° C;
- k_2 rappresenta il fattore di correzione per profondità di posa diverse da 0,8 m;
- k_3 rappresenta il fattore di correzione per resistività termica del suolo diversa da 1,5 K m/W;
- k_4 rappresenta il fattore di correzione per gruppi di circuiti trifase di cavi unipolari installati sullo stesso piano in parallelo;

Nel caso del Parco Eolico Montenero può essere adoperato il fattore di correzione $k_1 = 1$, in quanto si può ritenere la temperatura del terreno pari a 20° C alla profondità di posa dei cavi.

Per la valutazione del fattore di correzione k_2 , tenendo conto che è stata prevista la posa direttamente interrata dei cavi ad una profondità di 1,50 m dal piano di calpestio, sulla scorta della Tabella B.12 della Norma IEC 60502-2, si considerano i valori della tabella seguente:

Profondità di posa [m]	K_2 (sezione $\leq 185 \text{ mm}^2$)	K_2 (sezione $> 185 \text{ mm}^2$)
1,50	0,95	0,93

Tabella 5.3.1: Fattore di correzione k_2

In corrispondenza della profondità di posa di 1,50 m si ottiene $k_2 = 0,95$ oppure 0,93 a seconda che si consideri la sezione di 185 mm^2 o la sezione 500 mm^2 .

Per quanto riguarda il fattore di correzione per resistività termica del suolo diversa da $1,5 \text{ K m/W}$, si ritiene $k_3 = 1$ in quanto si assume che la posa dei cavi sia in terreno asciutto con resistività termica pari a $1,5 \text{ K m/W}$ (in fase di progettazione esecutiva sarà possibile effettuare le misure di resistività ed ottenere il corrispondente valore del parametro k_3).

Tenendo conto che il numero di cavi a 36 kV esistenti in parallelo sullo stesso piano orizzontale può essere desunto dagli elaborati grafici “MNOE066 Planimetria sottocampi elettrici 36 kV su IGM (per circuiti)” e “MNOE068 Planimetria sottocampi elettrici 36 kV su catastale (per circuiti)” e dalla **Tabella 5.3.2** sotto riportata, i valori di k_4 si ottengono interpolando i valori della Tabella B.19 della Norma IEC 60502-2 e considerando la distanza di separazione delle terne adiacenti in parallelo sul piano orizzontale pari a 0,30 m.

TRATTA			CIRCUITO A		CIRCUITO B	
A2	A3	1200	1	$3 \times (1 \times 185 \text{ mm}^2)$		
A3	A4	1200	1	$3 \times (1 \times 185 \text{ mm}^2)$		
A4	A5	518	1	$3 \times (1 \times 185 \text{ mm}^2)$		
MN02	A5	382	2	$3 \times (1 \times 185 \text{ mm}^2)$		
A5	A6	1200	1	$3 \times (1 \times 185 \text{ mm}^2)$		
A6	A7	1200	1	$3 \times (1 \times 185 \text{ mm}^2)$		
A7	A8	1200	1	$3 \times (1 \times 185 \text{ mm}^2)$		
A8	A9	1169	1	$3 \times (1 \times 185 \text{ mm}^2)$		
MN03	A9	38	2	$3 \times (1 \times 185 \text{ mm}^2) + 3 \times (1 \times 500 \text{ mm}^2)$		
A9	A10	1200	1	$3 \times (1 \times 500 \text{ mm}^2)$		
A10	B2	346	1	$3 \times (1 \times 500 \text{ mm}^2)$		
MN05	B1	354			1	$3 \times (1 \times 185 \text{ mm}^2)$
B1	B2	944			1	$3 \times (1 \times 185 \text{ mm}^2)$
B2	B3	884	1	$3 \times (1 \times 500 \text{ mm}^2)$	1	$3 \times (1 \times 185 \text{ mm}^2)$
B3	B4	1200	1	$3 \times (1 \times 500 \text{ mm}^2)$	1	$3 \times (1 \times 185 \text{ mm}^2)$
MN06	B4	666			2	$3 \times (1 \times 185 \text{ mm}^2)$
B4	B5	488	1	$3 \times (1 \times 500 \text{ mm}^2)$	1	$3 \times (1 \times 185 \text{ mm}^2)$
B5	B6	844	1	$3 \times (1 \times 500 \text{ mm}^2)$	1	$3 \times (1 \times 185 \text{ mm}^2)$
MN04	B6	38			2	$3 \times (1 \times 185 \text{ mm}^2) + 3 \times (1 \times 500 \text{ mm}^2)$
B6	SE RTN 380/36 KV	1014	1	$3 \times (1 \times 500 \text{ mm}^2)$	1	$3 \times (1 \times 500 \text{ mm}^2)$

Figura 5.3.2: Singole tratte delle linee a 36 kV

Numero circuiti in parallelo	1	2
K₄	1	0,85

Tabella 5.3.3: Fattore di correzione k₄

Inoltre, per maggiore cautela, per ciascuna tratta si considera quale valore k₄ quello relativo al numero massimo di terne in parallelo sullo stesso piano orizzontale della medesima linea, in modo da ottenere, per maggiore sicurezza, un sovradimensionamento rispetto alle effettive condizioni di posa.

A scopo cautelativo la distanza per eventuali brevi tratti in tubatura sarà incrementata di 0,5 m, in accordo rispetto a quanto previsto dalla Norma CEI 11 – 17, Allegato B della Tabella III.

5.4. Calcolo della caduta di tensione

Per la valutazione della caduta di tensione lungo il cavo si considera la seguente formula:

$$\Delta V = I_b (R_f \cos\varphi + X_f \sin\varphi) \sqrt{3}$$

dove:

- I_b rappresenta la corrente transitante lungo il cavo;
- cosφ rappresenta il fattore di potenza (0,9);
- R_f rappresenta la resistenza di fase del cavo;
- X_f rappresenta la reattanza longitudinale di fase del cavo.

L'espressione considerata porta in conto la potenza attiva e reattiva lungo il cavo e i parametri longitudinale del cavo.

Tenendo presente che la tensione di esercizio del cavo è V = 36 kV, che R_f è pari alla resistenza unitaria R per la lunghezza L del cavo e che X_f è pari alla reattanza unitaria X per la lunghezza L, la caduta di tensione lungo la singola tratta percentuale relativa si ottiene dalla seguente espressione:

$$\Delta V_{r,\%} = \frac{\sqrt{3} L I_b (R \cos \varphi + X \sin \varphi)}{V} 100 \quad (3)$$

5.5. Calcolo della perdita di potenza

Il calcolo della perdita di potenza per effetto Joule lungo una tratta viene effettuato mediante l'espressione seguente:

$$\Delta P = 3 \frac{\rho L}{S} I_b^2$$

dove:

- ρ rappresenta la resistività elettrica del conduttore [$\Omega \text{ mm}^2 / \text{m}$];
- L rappresenta la lunghezza della tratta di linea considerata [m];
- S rappresenta la sezione del cavo del tratto di linea [mm^2];
- I_b rappresenta la corrente transitante lungo la tratta di linea [A].

Tenendo conto che la resistenza di fase del cavo si può esprimere come:

$$R_f = \frac{\rho L}{S}$$

si ottiene:

$$\Delta P = 3 R L I_b^2$$

con R resistenza unitaria del cavo lungo la tratta.

La perdita di potenza percentuale relativa lungo un tratto di linea è data dall'espressione:

$$\Delta P_{r,\%} = \frac{\Delta P}{\sum_{i=1}^K P_i} 100 \quad (4)$$

dove:

- $\sum_{i=1}^K P_i$ rappresenta la somma delle potenze massime relative agli aerogeneratori presenti a monte di quello terminale del tratto di linea in questione + la potenza di quello terminale di tale tratto;
- K rappresenta il numero di aerogeneratori presenti a monte di quello terminale del tratto di linea in questione +1.

6. TABELLA DI CALCOLO

In accordo con le norme CEI 11 – 17, tenendo conto delle espressioni (1), (2), (3) e (4) di cui ai paragrafi precedenti, sono valutate le sezioni dei singoli tratti di linea.

Inoltre, la caduta di tensione e la perdita di potenza lungo un circuito sono valutati come la somma delle cadute di tensioni e perdite di potenza relative ai singoli tratti di linea (a partire dal generatore più lontano) che lo costituiscono.

La **Tabella 6.1** riporta i risultati ottenuti sul dimensionamento a 36 kV.

LINEA	DA	A	L [m]	SEZIONE [mm ²]	I _b [A]	I _z [A]	$\Delta V_{r,\%}$	$\Delta P_{r,\%TOT}$
CIRCUITO A	MN01	MN02	5700	185	106,9	356,1	0,496	
	MN02	MN03	5189	185	213,8	356,1	0,904	
	MN03	SE RTN 380/36 KV	5604	500	320,7	584,2	0,827	
							SOMMA	SOMMA
						2,23	1,16	
CIRCUITO B	MN05	MN06	4048	185	106,9	356,1	0,352	
	MN06	MN04	2036	185	213,8	356,1	0,355	
	MN04	SE RTN 380/36 KV	1052	500	320,7	584,2	0,155	
							SOMMA	SOMMA
						0,862	0,40	

Tabella 6.1: Parametri elettrici di calcolo del dimensionamento dei circuiti elettrici

7. CONCLUSIONI

Come si evince dalla **Tabella 6.1**, la corrente di progetto lungo ogni tratta di linea a 36 kV è inferiore a quella effettiva e le cadute di tensioni e le perdite di potenza lungo ogni linea sono inferiori rispettivamente al 4% ed al 5%.

Alla luce di tale risultato la sezione di ognuno dei cavi di collegamento a 36 kV presi in considerazione è adeguata al trasporto della potenza richiesta.