

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



PROGETTO DEFINITIVO PARCO EOLICO EMILIA

Titolo elaborato:

CALCOLO PRELIMINARE DEGLI IMPIANTI ELETTRICI

REDATTO	CONTR.	APPROV.	DESCRIZIONE REVISIONE DOCUMENTO	DATA	REV
LT	GD	GD	REVISIONE PER INTEGRAZIONE MASE	20/12/23	0 1
LT	GD	GD	EMISSIONE	12/09/22	0 0

PROPONENTE



EMILIA 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
MCOE064

Formato
A4

Scala
/

Foglio
1 di 25

Sommarario

1. PREMESSA	3
2. NORMATIVE DI RIFERIMENTO	4
3. DESCRIZIONE GENERALE DELL'IMPIANTO	5
4. SISTEMA DI DISTRIBUZIONE DELLE LINEE ELETTRICHE	11
5. DIMENSIONAMENTO ELETTRICO DELLE LINEE A 36 KV	17
5.1. Criterio di dimensionamento	17
5.2. Posa e dati tecnici del cavo a 36 kV utilizzato	18
5.3. Calcolo delle portate	21
5.4. Calcolo della caduta di tensione	23
5.5. Calcolo della perdita di potenza	23
6. TABELLA DI CALCOLO	24
7. CONCLUSIONI	25

1. PREMESSA

La **Emilia Prime s.r.l.** è una società costituita per realizzare un impianto eolico in Emilia-Romagna, denominato “**Parco Eolico Emilia**”, nel territorio dei Comuni di Monterenzio, Casalfumanese e Castel Del Rio (Provincia di Bologna) con punto di connessione a 36 kV in corrispondenza della Stazione Elettrica RTN Terna 132/36 kV di Castel San Pietro Terme 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 Emilia 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 79 MWp ed è costituito da 9 aerogeneratori di potenza nominale pari a 6.0 MWp, con altezza torre pari a 135 m e rotore pari a 170 m, e un sistema di accumulo energia elettrica (BESS, Battery Energy Storage System) di potenza pari a 25 MWp.

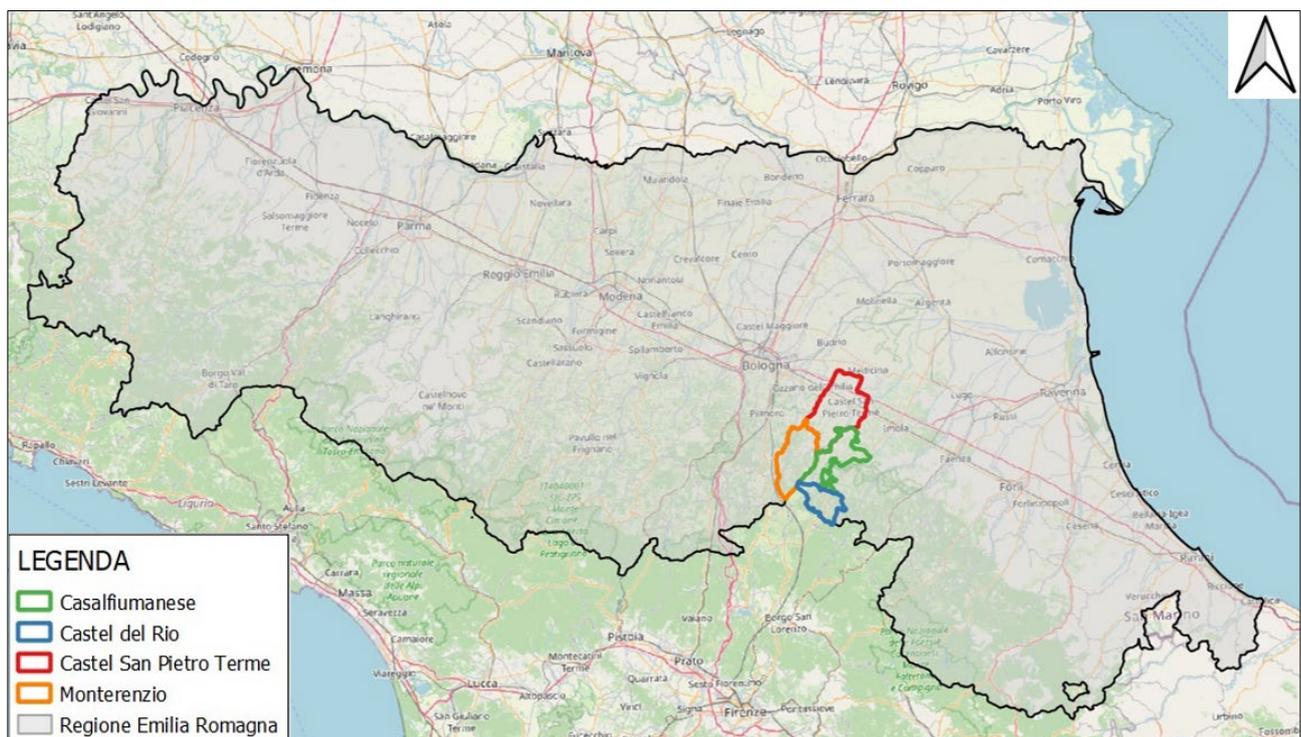


Figura 1.1: Localizzazione Impianto Eolico Emilia

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 79 MWp ed è costituito da 9 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 cavi interrati a 36 kV, opportunamente dimensionati, che si collega alla Stazione Elettrica di trasformazione (SE) della RTN 132/36 kV di Castel San Pietro Terme prevista in realizzazione, e dal BESS di potenza di 25 MWp.

L'impianto si colloca in Emilia-Romagna, nella provincia di Bologna, all'interno di un'area di circa 2.000 ettari ed interessa prevalentemente il Comune di Monterenzio, ove ricadono 3 aerogeneratori, il Comune di Casalfiumanese, ove ricadono 4 aerogeneratori, il Comune di Castel del Rio, dove ricadono 2 aerogeneratori e il Comune di Castel San Pietro Terme dove ricadono la linea di collegamento elettrico tra il parco eolico e la SE RTN 132/36 kV, tale sottostazione elettrica e il BESS.

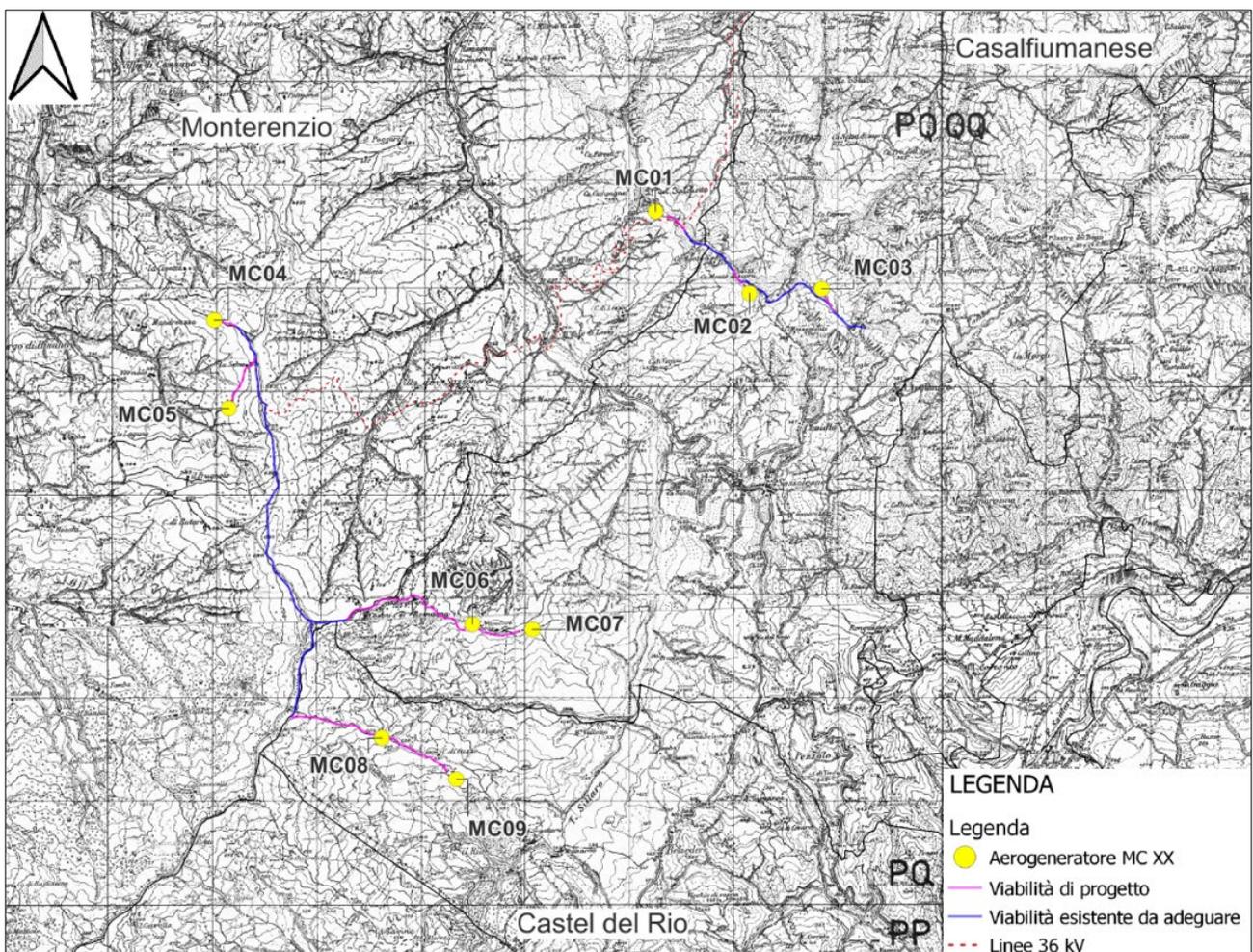


Figura 3.1: Layout d'impianto su carta IGM

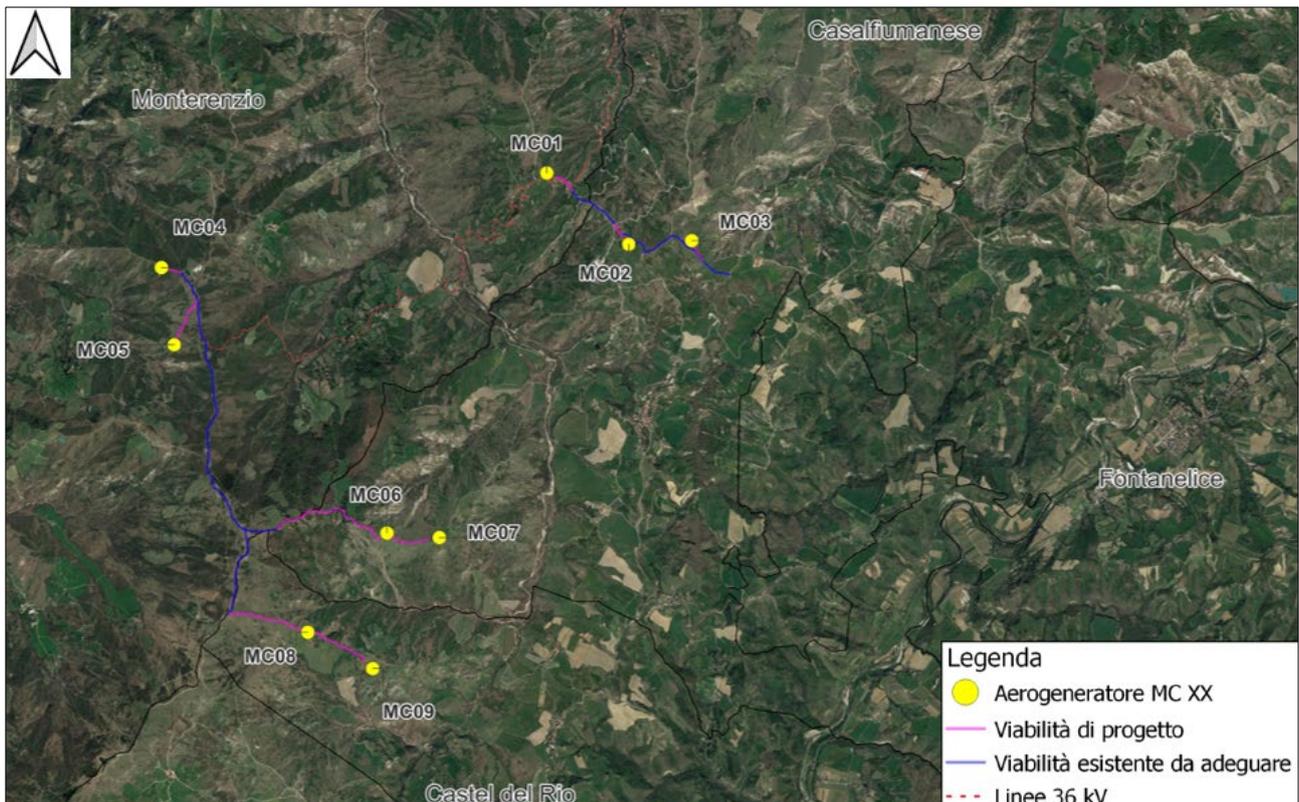


Figura 3.2: Layout d’impianto su ortofoto

Lo schema di allacciamento alla RTN prevede che l’impianto eolico venga collegato in antenna a 36 kV con la futura Stazione Elettrica (SE) della RTN da inserire in entra-esce alla linea RTN a 132 kV “Castel S. Pietro – Imola CP” in accordo con la STMG (Soluzione Tecnica Minima Generale) CP 202102219.

Ai sensi dell’art. 21 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 dell’impianto eolico sulla Stazione Elettrica della RTN costituisce impianto di utenza per la connessione, mentre lo stallo arrivo produttore a 36 kV nella suddetta stazione costituisce impianto di rete per la connessione.

Le turbine eoliche sono collegate alla 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.

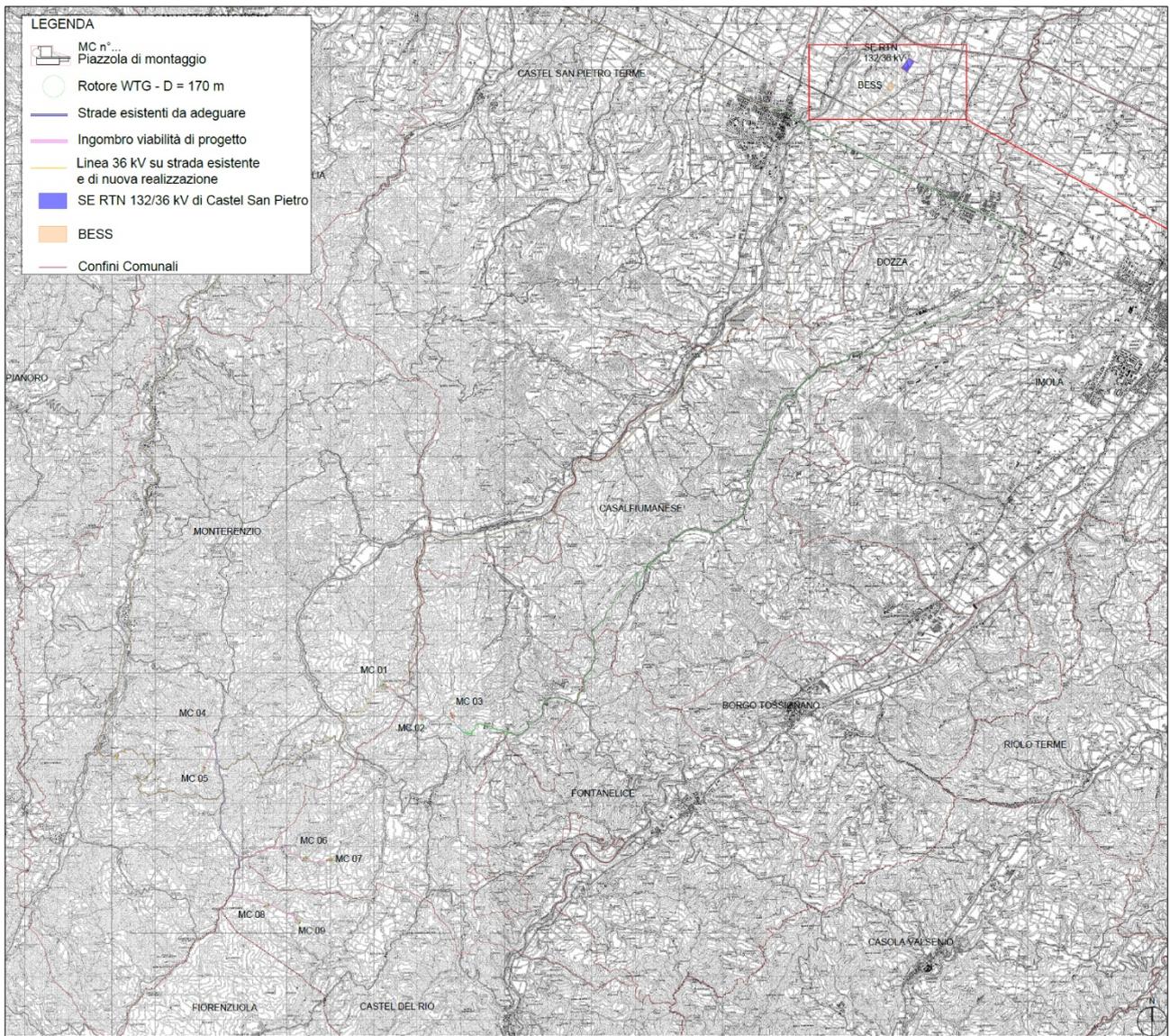


Figura 3.3: Inquadramento su CTR del Parco Eolico Emilia

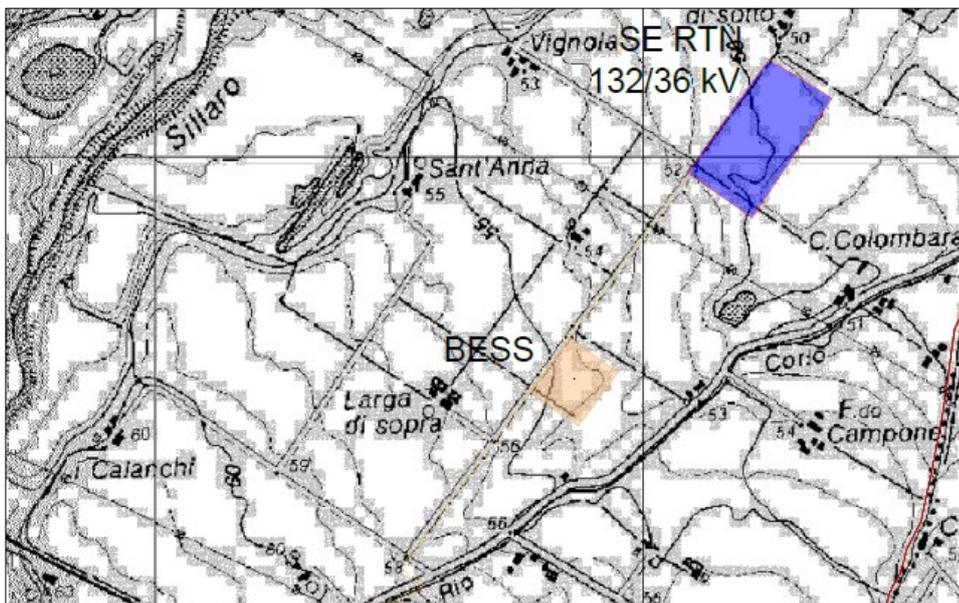


Figura 3.4: Dettaglio inquadramento BESS e SE RTN 132/36 kV su CTR

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

Aerogeneratore	Comune	Latitudine	Longitudine	Foglio	Particella	D rotore [m]	H _{hub} [m]	H _{tot} [m]
MC01	Monterenzio	44°17'7.15"N	11°28'14.23"E	70	8	170	135	220
MC02	Casalfiumanese	44°16'40.69"N	11°28'53.76"E	47	155	170	135	220
MC03	Casalfiumanese	44°16'41.30"N	11°29'25.07"E	68	1	170	135	220
MC04	Monterenzio	44°16'37.27"N	11°25'1.86"E	79	14	170	135	220
MC05	Monterenzio	44°16'9.45"N	11°25'6.99"E	79	187	170	135	220
MC06	Casalfiumanese	44°14'59.72"N	11°26'49.64"E	82	20	170	135	220
MC07	Casalfiumanese	44°14'57.51"N	11°27'15.52"E	85	7	170	135	220
MC08	Castel del Rio	44°14'24.94"N	11°26'8.93"E	2	7	170	135	220
MC09	Castel del Rio	44°14'11.27"N	11°26'40.61"E	3	36	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.

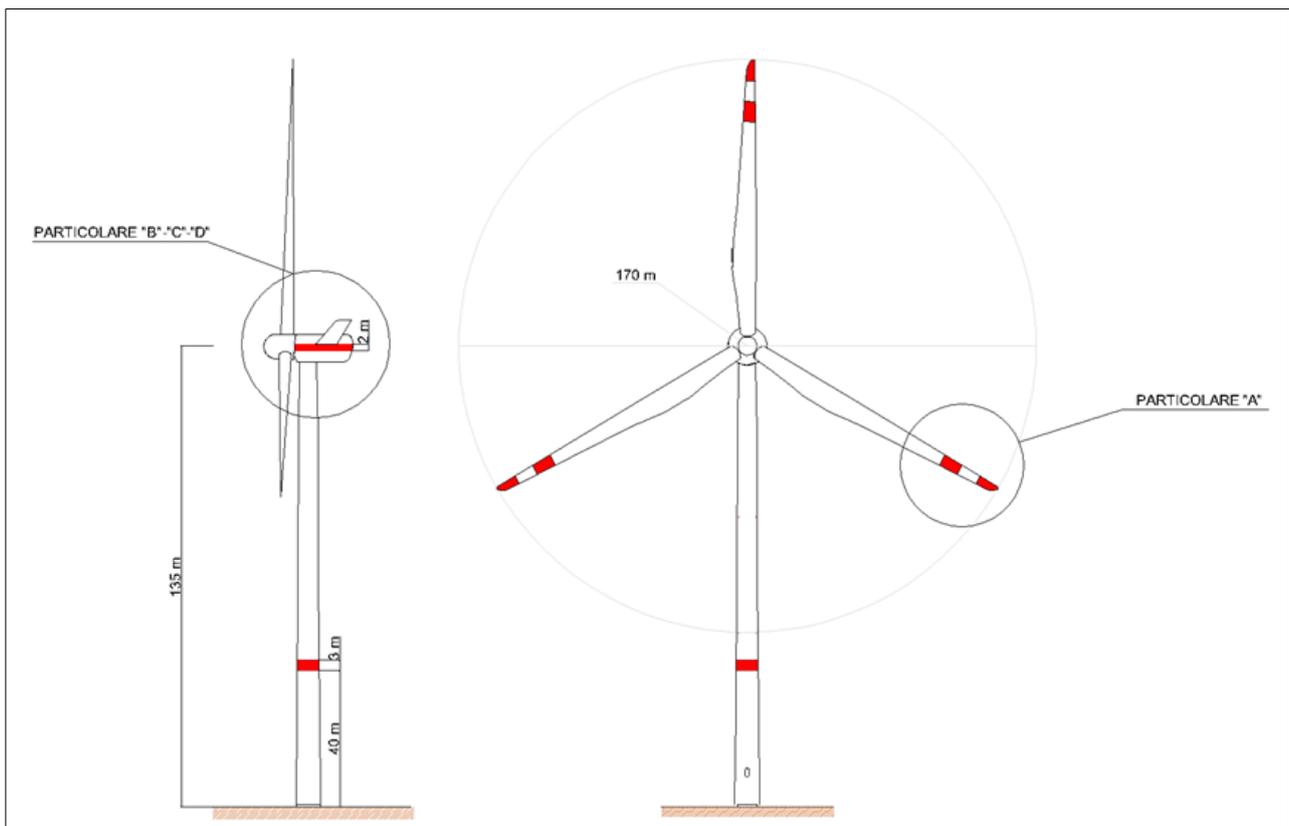


Figura 3.5: Profilo aerogeneratore SG170 – 6.0 MWp

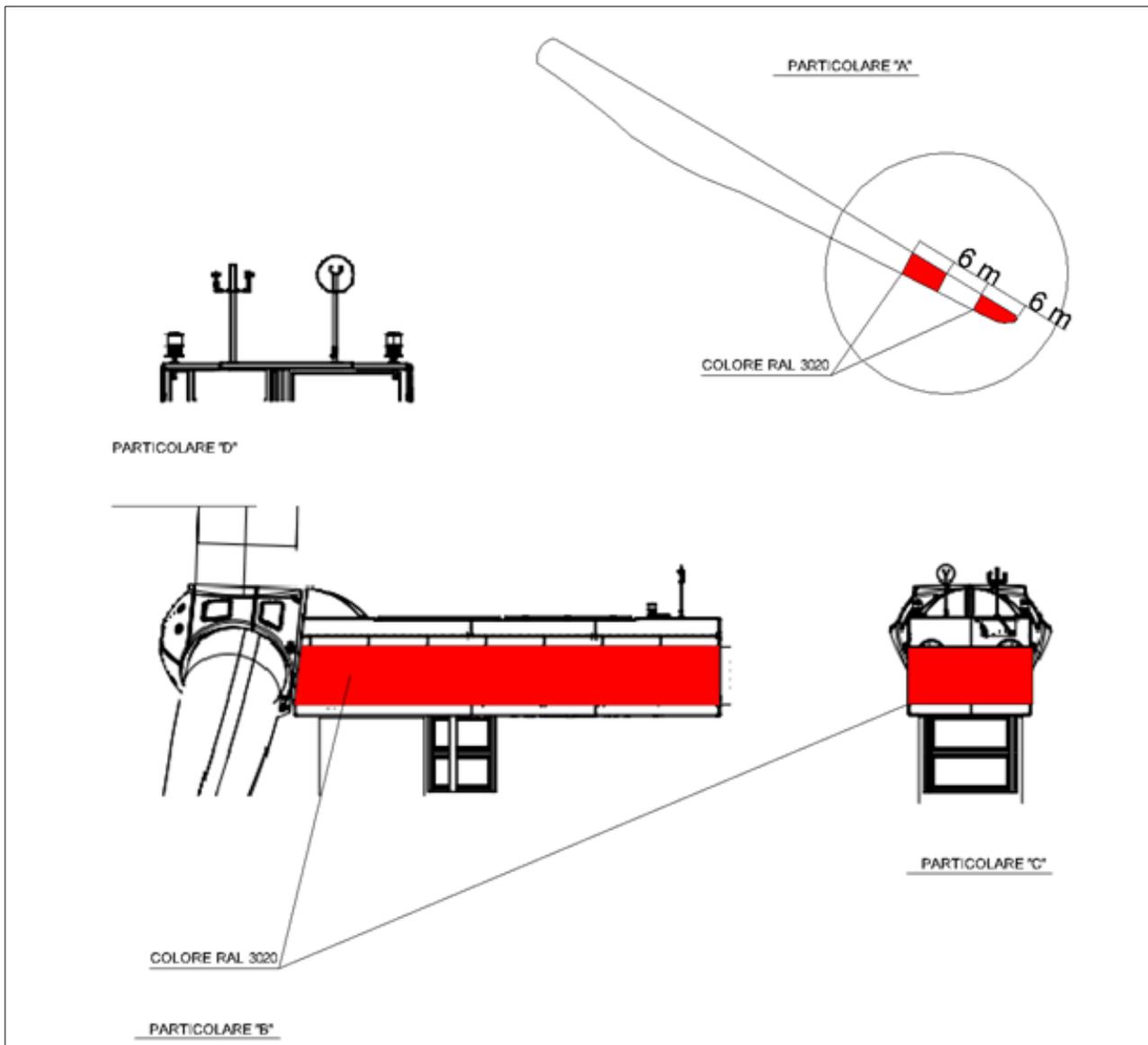


Figura 3.6: Particolari aerogeneratore SG170 – 6.0 MW

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 Emilia" è caratterizzato da una potenza complessiva di 79 MWp, ottenuta da 9 aerogeneratori di potenza 6 MWp ciascuno e dal BESS di potenza di 25 MWp.

Gli aerogeneratori sono collegati elettricamente tra loro mediante cavi a 36 kV in modo da formare 4 sottocampi (Circuiti A, B, C e D) di 2 o 3 WTG (Wind Turbine Generator); ognuno di tali circuiti, associato ad un colore diverso per maggiore chiarezza di esposizione, è collegato mediante cavo interrato a 36 kV alla nuova Stazione Elettrica di trasformazione della RTN 132/36 kV di Castel San Pietro Terme, come esplicitato nella **Tabella 4.1**.

Sottocampo o Circuito	Aerogeneratori	Potenza totale [MWp]
CIRCUITO A	MC08 – MC09	12
CIRCUITO B	MC06 – MC07	12
CIRCUITO C	MC01 – MC02 – MC03	18
CIRCUITO D	MC04 – MC05	12

Tabella 4.1: Distribuzione linee a 36 Kv

Il BESS è collegato alla Stazione Elettrica di trasformazione della RTN 132/36 kV attraverso una linea elettrica a 36 kV, come rappresentato nella **Tabella 4.2**.

Elemento	Potenza totale [MWp]
BESS – SE RTN 132/36 KV	25

Tabella 4.2: Linea elettrica di collegamento tra BESS e SE RTN 132/36 KV

Un'ulteriore linea elettrica è necessaria per collegare l'Auxiliary Power Block, in grado di assicurare i servizi ausiliari del BESS, al quadro a 36 kV dell'edificio all'interno della Stazione Elettrica della RTN.

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 "MCOE071 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 4 circuiti è collegato alla nuova SE della RTN 132/36 kV di Castel San Pietro Terme.

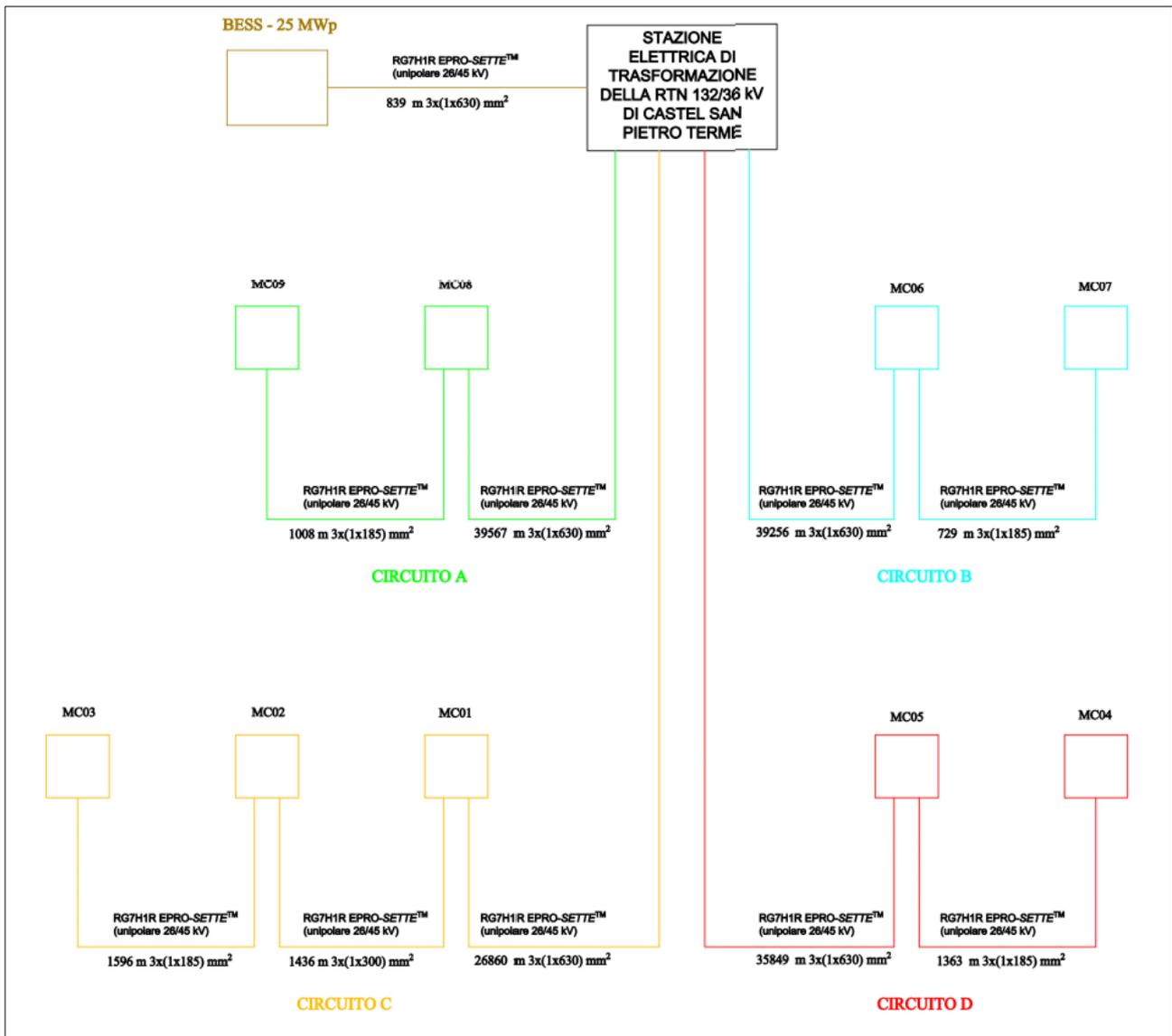


Figura 4.1: Schema a blocchi del Parco Eolico Emilia

Nel seguito sono riportati i dettagli della planimetria di distribuzione delle linee a 36 kV per i vari circuiti e della linea a 36 kV di collegamento tra BESS e SE RTN 132/36 kV (maggiori dettagli sono riportati negli elaborati di progetto “MCOE066 Planimetria sottocampi elettrici 36 kV su CTR (generale)”, “MCOE067 Planimetria sottocampi elettrici 36 kV su CTR (circuiti)”, “MCOE068 Planimetria sottocampi elettrici 36 kV su ortofoto (generale)” e “MCOE069 Planimetria sottocampi elettrici 36 kV su ortofoto (circuiti)”).

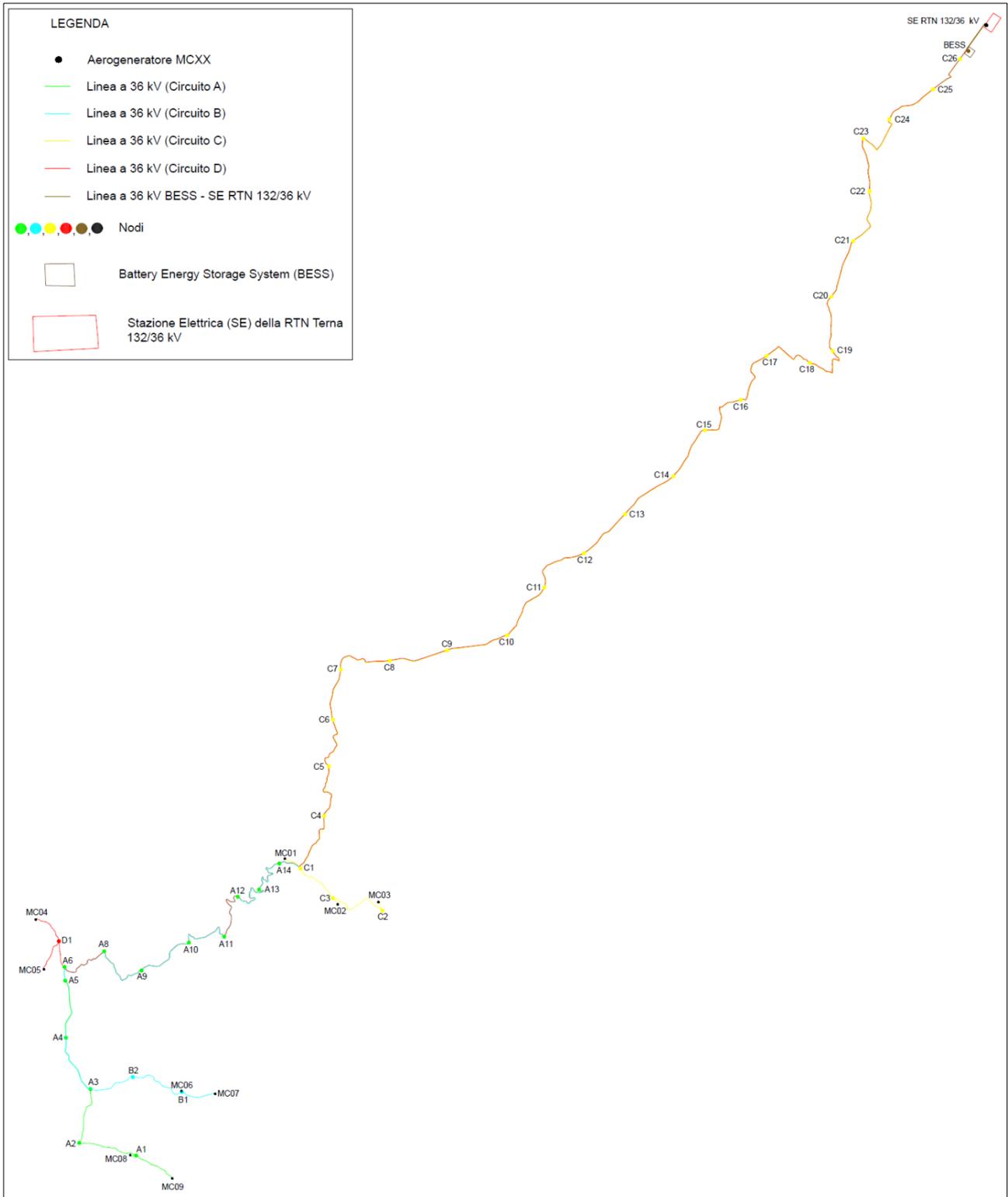


Figura 4.2: Planimetria di distribuzione linee a 36 kV

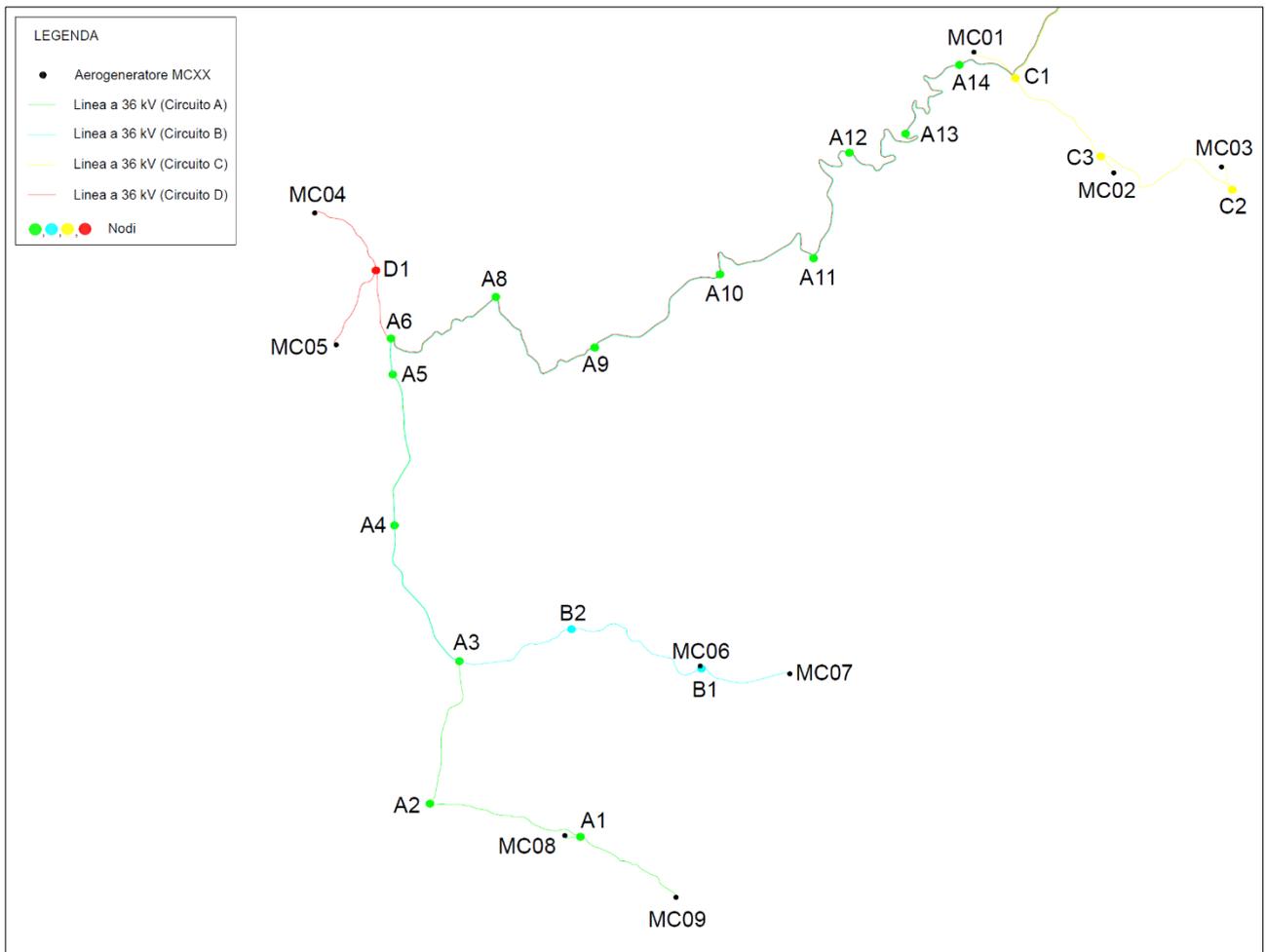


Figura 4.3: Dettaglio 1 della planimetria di distribuzione linee a 36 kV

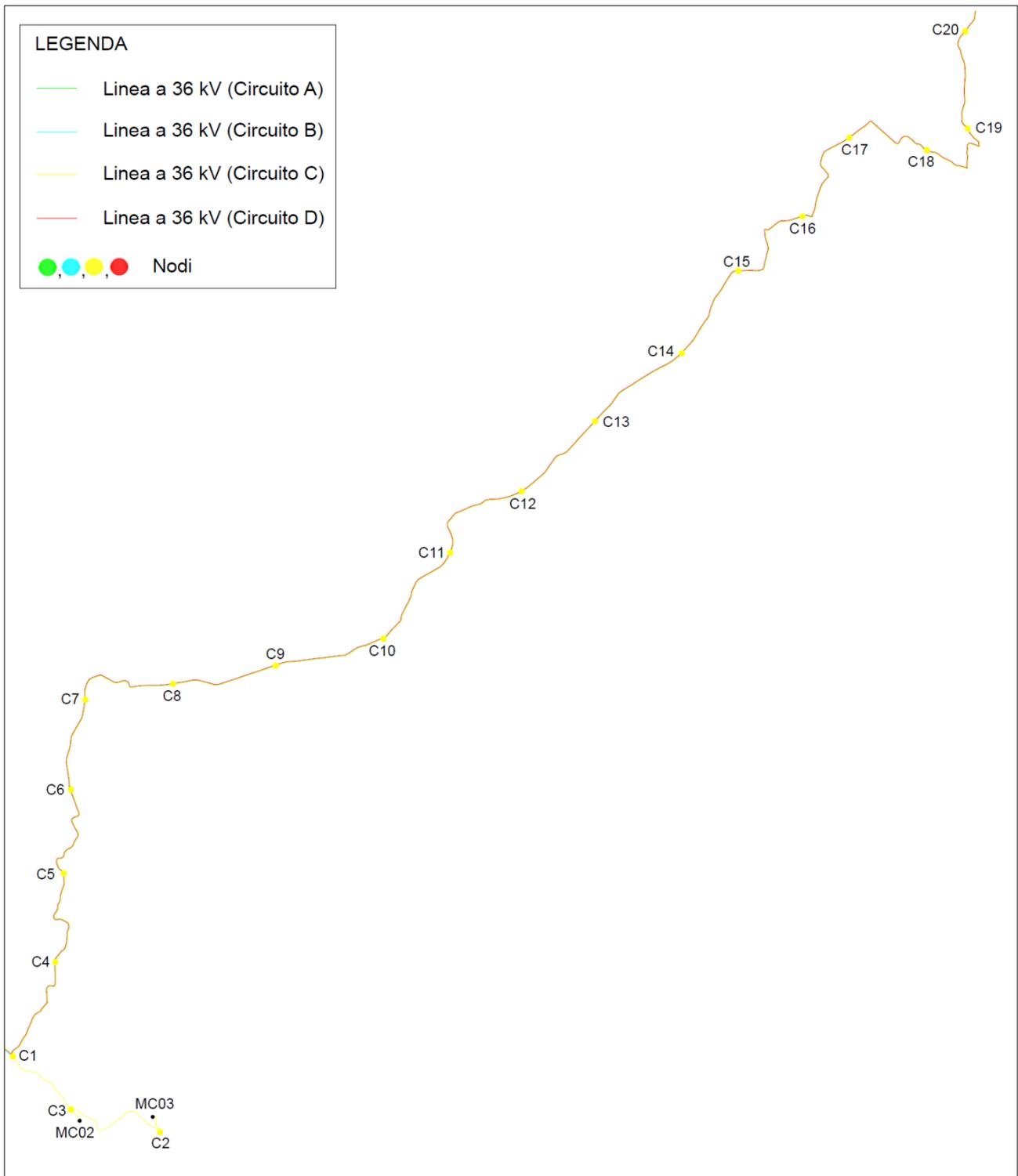


Figura 4.4: Dettaglio 2 della planimetria di distribuzione linee a 36 kV

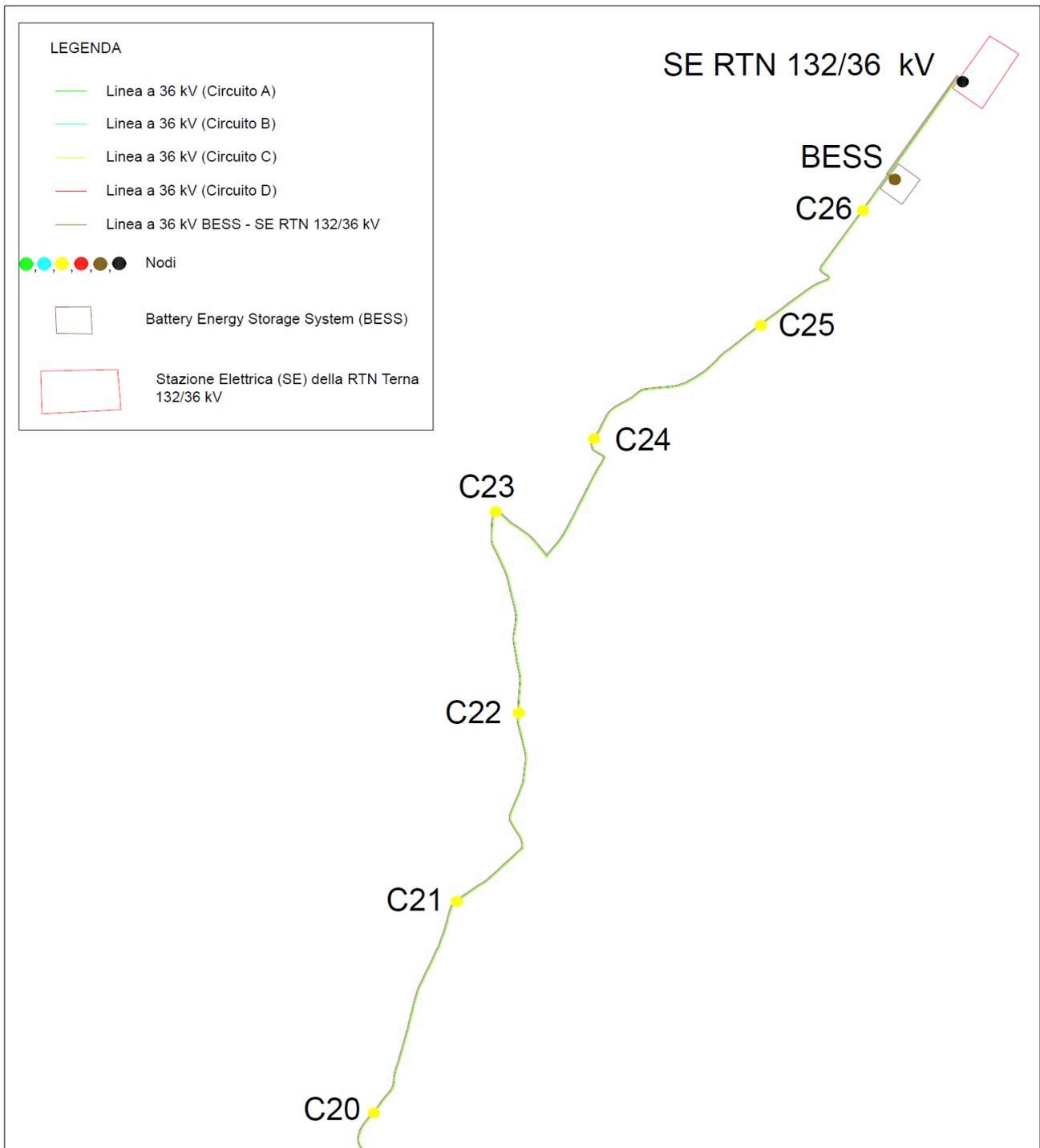


Figura 4.5: Dettaglio 3 della planimetria di distribuzione linee a 36 kV

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 del suolo.

Nel seguito è rappresentato il dettaglio dei tipologici di posa, come anche riportato nel documento di progetto “MCOE070 Sezioni tipiche delle trincee di cavidotto utente”, nel quale le misure sono espresse in mm.

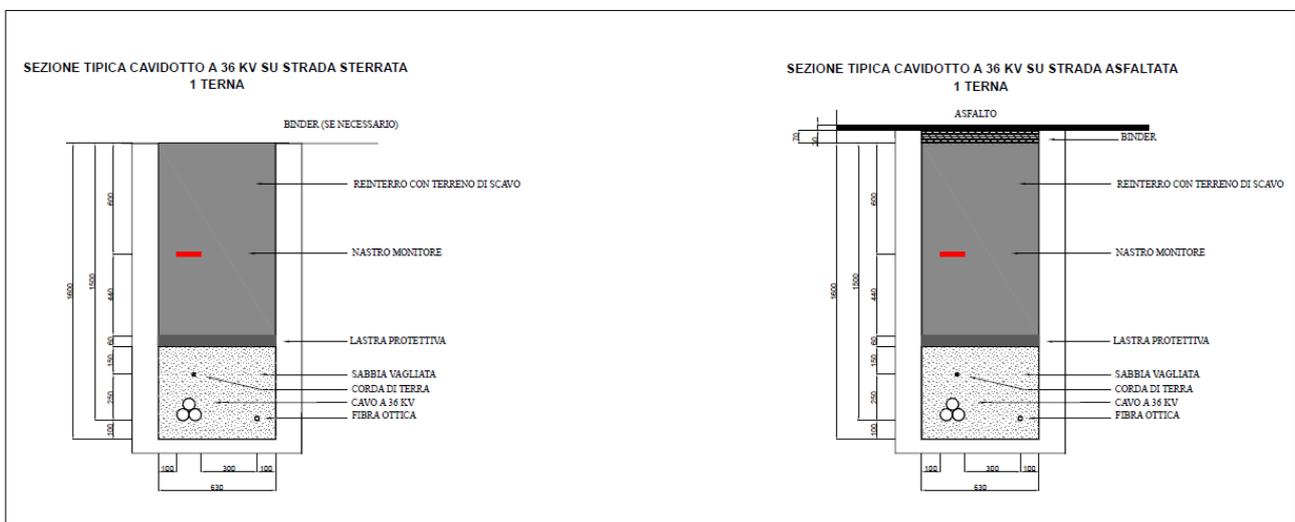


Figura 5.2.1: Sezioni tipiche delle trincee cavidotto per una terna di cavi in parallelo

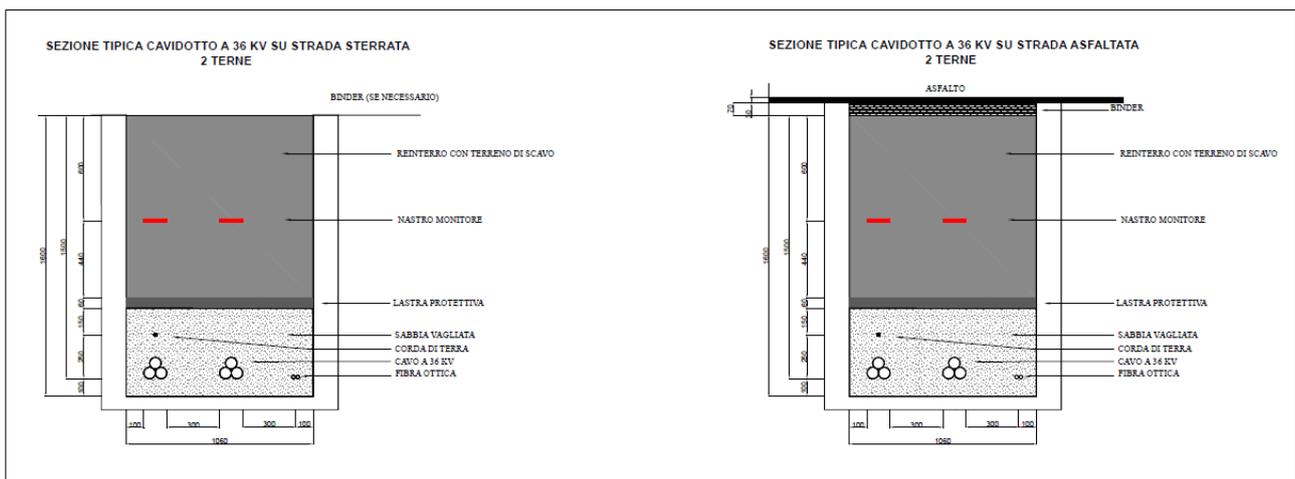


Figura 5.2.2: Sezioni tipiche delle trincee cavidotto per due terne di cavi in parallelo

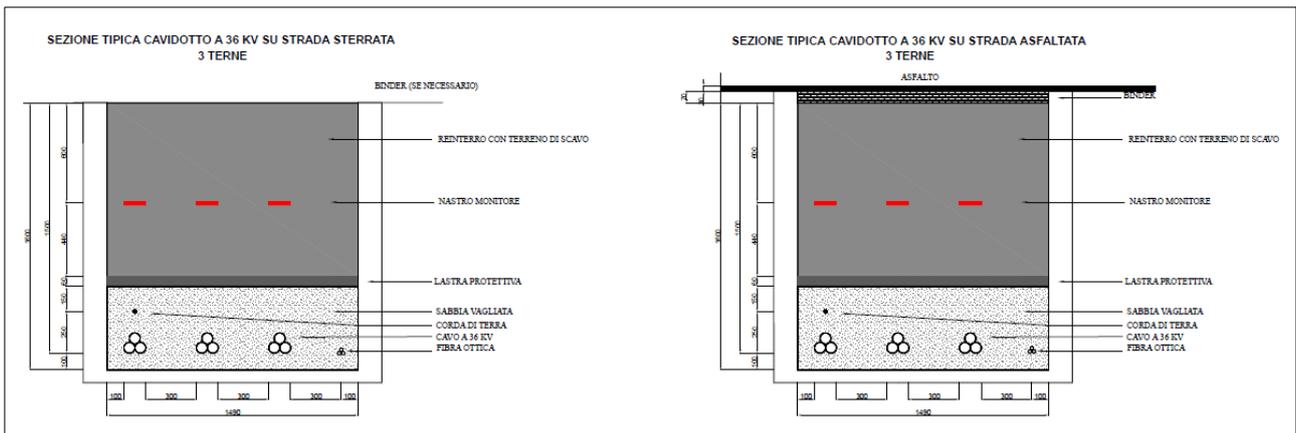


Figura 5.2.3: Sezioni tipiche delle trincee cavidotto per tre terne di cavi in parallelo

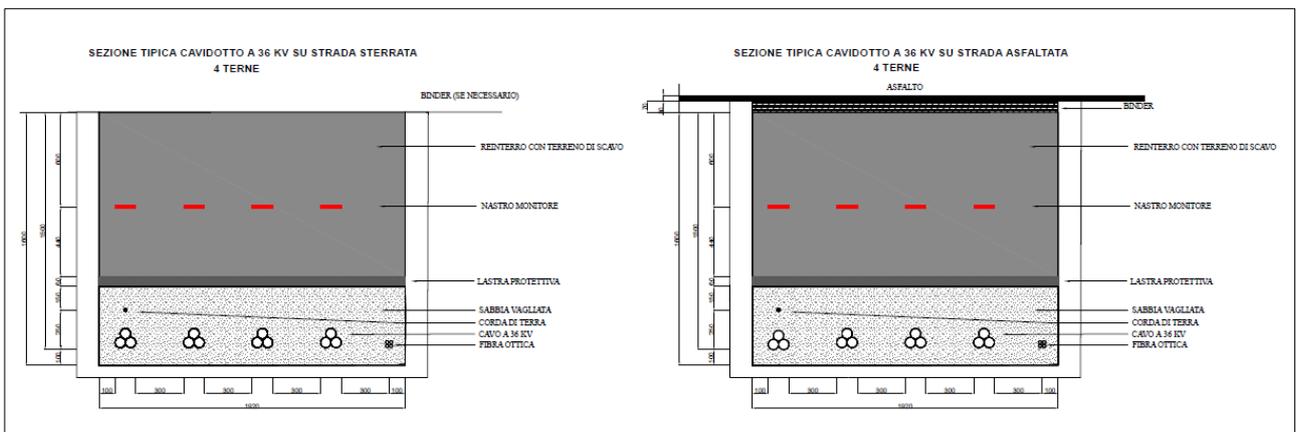


Figura 5.2.4: Sezioni tipiche delle trincee cavidotto per quattro terne di cavi in parallelo

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 630 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
630	0,044	0,1	836

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, $\rho = 1 \text{ }^\circ\text{C m/W}$.

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 Emilia 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 del suolo, 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 mm² o la sezione 630 mm².

Per quanto riguarda il fattore di correzione per resistività termica del suolo diversa da 1,5 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 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 “MCOE067 Planimetria sottocampi elettrici 36 kV su CTR (per circuiti)” e “MCOE069 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		CIRCUITO C		CIRCUITO D		LINEA BESS - SE RTN 132/36 KV	
DA	A	LUNGHEZZA [m]	N. CAVI	FORMAZIONE CAVO	N. CAVI	FORMAZIONE CAVO	N.	FORMAZIONE CAVO	N. CAVI	FORMAZIONE CAVO	N. CAVI	FORMAZIONE CAVO
MC09	A1	862	1	3x(1x185 mm ²)								
MC08	A1	146	2	3x(1x185 mm ²)+3x(1x630 mm ²)								
	A2	1123	1	3x(1x630 mm ²)								
	A3	1096	1	3x(1x630 mm ²)								
MC07	B1	689			1	3x(1x185 mm ²)						
MC06	B1	40			2	3x(1x185 mm ²)+3x(1x630 mm ²)						
	B2	1132			1	3x(1x630 mm ²)						
	A3	882		3x(1x630 mm ²)	1	3x(1x630 mm ²)						
	A4	1147	1	3x(1x630 mm ²)	1	3x(1x630 mm ²)						
	A5	1132	1	3x(1x630 mm ²)	1	3x(1x630 mm ²)						
	A6	260	1	3x(1x630 mm ²)	1	3x(1x630 mm ²)						
	D1	516							1	3x(1x630 mm ²)		
MC05	D1	670							2	3x(1x185 mm ²)+3x(1x630 mm ²)		
MC04	D1	693							1	3x(1x185 mm ²)		
	A6	1011	1	3x(1x630 mm ²)	1	3x(1x630 mm ²)			1	3x(1x630 mm ²)		
	A8	1119	1	3x(1x630 mm ²)	1	3x(1x630 mm ²)			1	3x(1x630 mm ²)		
	A9	1150	1	3x(1x630 mm ²)	1	3x(1x630 mm ²)			1	3x(1x630 mm ²)		
	A10	1063	1	3x(1x630 mm ²)	1	3x(1x630 mm ²)			1	3x(1x630 mm ²)		
	A11	1139	1	3x(1x630 mm ²)	1	3x(1x630 mm ²)			1	3x(1x630 mm ²)		
	A12	1133	1	3x(1x630 mm ²)	1	3x(1x630 mm ²)			1	3x(1x630 mm ²)		
	A13	1132	1	3x(1x630 mm ²)	1	3x(1x630 mm ²)			1	3x(1x630 mm ²)		
	A14	448	1	3x(1x630 mm ²)	1	3x(1x630 mm ²)			1	3x(1x630 mm ²)		
MC01	C1	392					2	3x(1x300 mm ²) + 3x(1x630 mm ²)				
MC03	C2	227					1	3x(1x185 mm ²)				
	C2	1193					1	3x(1x185 mm ²)				
MC02	C3	176					2	3x(1x185 mm ²) + 3x(1x300 mm ²)				
	C1	868					1	3x(1x300 mm ²)				
	C4	1197	1	3x(1x630 mm ²)	1	3x(1x630 mm ²)	1	3x(1x630 mm ²)	1	3x(1x630 mm ²)		
	C5	1115	1	3x(1x630 mm ²)	1	3x(1x630 mm ²)	1	3x(1x630 mm ²)	1	3x(1x630 mm ²)		
	C6	1090	1	3x(1x630 mm ²)	1	3x(1x630 mm ²)	1	3x(1x630 mm ²)	1	3x(1x630 mm ²)		
	C7	991	1	3x(1x630 mm ²)	1	3x(1x630 mm ²)	1	3x(1x630 mm ²)	1	3x(1x630 mm ²)		
	C8	1165	1	3x(1x630 mm ²)	1	3x(1x630 mm ²)	1	3x(1x630 mm ²)	1	3x(1x630 mm ²)		
	C9	1114	1	3x(1x630 mm ²)	1	3x(1x630 mm ²)	1	3x(1x630 mm ²)	1	3x(1x630 mm ²)		
	C10	1176	1	3x(1x630 mm ²)	1	3x(1x630 mm ²)	1	3x(1x630 mm ²)	1	3x(1x630 mm ²)		
	C11	1186	1	3x(1x630 mm ²)	1	3x(1x630 mm ²)	1	3x(1x630 mm ²)	1	3x(1x630 mm ²)		
	C12	1196	1	3x(1x630 mm ²)	1	3x(1x630 mm ²)	1	3x(1x630 mm ²)	1	3x(1x630 mm ²)		
	C13	1074	1	3x(1x630 mm ²)	1	3x(1x630 mm ²)	1	3x(1x630 mm ²)	1	3x(1x630 mm ²)		
	C14	1169	1	3x(1x630 mm ²)	1	3x(1x630 mm ²)	1	3x(1x630 mm ²)	1	3x(1x630 mm ²)		
	C15	1074	1	3x(1x630 mm ²)	1	3x(1x630 mm ²)	1	3x(1x630 mm ²)	1	3x(1x630 mm ²)		
	C16	1122	1	3x(1x630 mm ²)	1	3x(1x630 mm ²)	1	3x(1x630 mm ²)	1	3x(1x630 mm ²)		
	C17	1161	1	3x(1x630 mm ²)	1	3x(1x630 mm ²)	1	3x(1x630 mm ²)	1	3x(1x630 mm ²)		
	C18	1047	1	3x(1x630 mm ²)	1	3x(1x630 mm ²)	1	3x(1x630 mm ²)	1	3x(1x630 mm ²)		
	C19	1095	1	3x(1x630 mm ²)	1	3x(1x630 mm ²)	1	3x(1x630 mm ²)	1	3x(1x630 mm ²)		
	C20	1083	1	3x(1x630 mm ²)	1	3x(1x630 mm ²)	1	3x(1x630 mm ²)	1	3x(1x630 mm ²)		
	C21	1140	1	3x(1x630 mm ²)	1	3x(1x630 mm ²)	1	3x(1x630 mm ²)	1	3x(1x630 mm ²)		
	C22	1127	1	3x(1x630 mm ²)	1	3x(1x630 mm ²)	1	3x(1x630 mm ²)	1	3x(1x630 mm ²)		
	C23	1027	1	3x(1x630 mm ²)	1	3x(1x630 mm ²)	1	3x(1x630 mm ²)	1	3x(1x630 mm ²)		
	C24	1047	1	3x(1x630 mm ²)	1	3x(1x630 mm ²)	1	3x(1x630 mm ²)	1	3x(1x630 mm ²)		
	C25	1035	1	3x(1x630 mm ²)	1	3x(1x630 mm ²)	1	3x(1x630 mm ²)	1	3x(1x630 mm ²)		
	C26	837	1	3x(1x630 mm ²)	1	3x(1x630 mm ²)	1	3x(1x630 mm ²)	1	3x(1x630 mm ²)		
C26	SE RTN 132/36 KV	1200	1	3x(1x630 mm ²)	1	3x(1x630 mm ²)	1	3x(1x630 mm ²)	1	3x(1x630 mm ²)		
BESS	SE RTN 132/36 KV	839									1	3x(1x630 mm ²)

Tabella 5.3.2: Singole tratte delle linee a 36 kV

Numero circuiti in parallelo	1	2	3	4
K_4	1	0,85	0,76	0,71

Tabella 5.3.3: Fattore di correzione k_4

Inoltre, per maggiore cautela, per ciascuna tratta si considera quale valore k_4 quello relativo al numero massimo di terne in parallelo sullo stesso piano orizzontale della medesima linea di appartenenza, 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;
- $\cos\varphi$ 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	MC09	MC08	1008	185	106,9	356,1	0,0878	
	MC08	SE RTN 132/36 KV	32567	630	213,8	552,0	3,39	
							SOMMA	SOMMA
							3,48	2,03
CIRCUITO B	MC07	MC06	729	185	106,9	356,1	0,0635	
	MC06	SE RTN 132/36 KV	39256	630	213,8	552,0	3,36	
							SOMMA	SOMMA
							3,42	2,00
CIRCUITO C	MC03	MC02	1596	185	106,9	356,1	0,139	
	MC02	MC01	1436	300	213,8	454,5	0,185	
	MC01	SE RTN 132/36 KV	26860	630	320,7	552,0	3,45	
							SOMMA	SOMMA
							3,77	2,15
CIRCUITO D	MC04	MC05	1363	185	106,9	356,1	0,119	
	MC05	SE RTN 132/36 KV	35849	630	213,8	552,0	3,07	
							SOMMA	SOMMA
							3,19	1,85
BESS	Linea BESS – SE RTN 132/36 kV		839	630	445,5	777,5	0,149	0,044

Tabella 6.1: Calcolo del dimensionamento delle linee elettriche

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.