

Autorizzazione Unica Regionale - art. 12 del dlgs. 387/2003



Progetto Definitivo

Parco Eolico Ischia Finata

Titolo elaborato:

Calcolo preliminare degli impianti elettrici

TL	GD	GD	EMISSIONE	01/07/24	0	0
REDATTO	CONTR.	APPROV.	DESCRIZIONE REVISIONE DOCUMENTO	DATA	REV	

PROPONENTE



ETESIA PRIME SRL

Via A. De Gasperi n. 8
74023 Grottaglie (TA)

CONSULENZA



GECODOR SRL

Via A. De Gasperi n. 8
74023 Grottaglie (TA)

PROGETTISTA

Ing. Gaetano D'Oronzio

Sommaio

1. PREMESSA	3
2. NORMATIVE DI RIFERIMENTO	4
3. DESCRIZIONE GENERALE DELL'IMPIANTO	5
4. SISTEMA DI DISTRIBUZIONE DELLE LINEE ELETTRICHE	9
5. DIMENSIONAMENTO ELETTRICO DELLE LINEE A 33 KV	14
5.1. Criterio di dimensionamento	14
5.2. Posa e dati tecnici dei cavi a 33 kV utilizzato	14
5.3. Coesistenza tra i cavi elettrici di energia interrati e collegamenti interrati di altra natura	17
5.3.1. Coesistenza tra cavi di energia interrati e cavi di telecomunicazioni	18
5.3.2. Coesistenza tra cavi di energia interrati e tubazioni metalliche	18
5.3.3. Incroci di cavi	19
5.4. Calcolo delle portate	19
5.5. Calcolo della caduta di tensione	20
5.6. Calcolo della perdita di potenza	21
6. TABELLA DI CALCOLO	22
7. COLLEGAMENTO ELETTRICO A 150 KV	23
8. CONCLUSIONI	25

1. PREMESSA

La **Etesia Prime s.r.l.** è una società costituita per realizzare un impianto eolico in Basilicata, denominato “**Parco Eolico Ischia Finata**”, nel territorio dei comuni di Colobraro (MT) e di Tursi (MT), avente una potenza totale pari a 72 MW e punto di connessione nel limitrofo Comune di Sant’Arcangelo (PZ) in corrispondenza della Stazione Elettrica della RTN Terna 150 kV 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 **Etesia Prime s.r.l.**, si è occupata della progettazione definitiva per la richiesta di Autorizzazione Unica (AU) alla costruzione e l’esercizio dell’impianto eolico e della relativa Valutazione d’Impatto Ambientale (VIA).

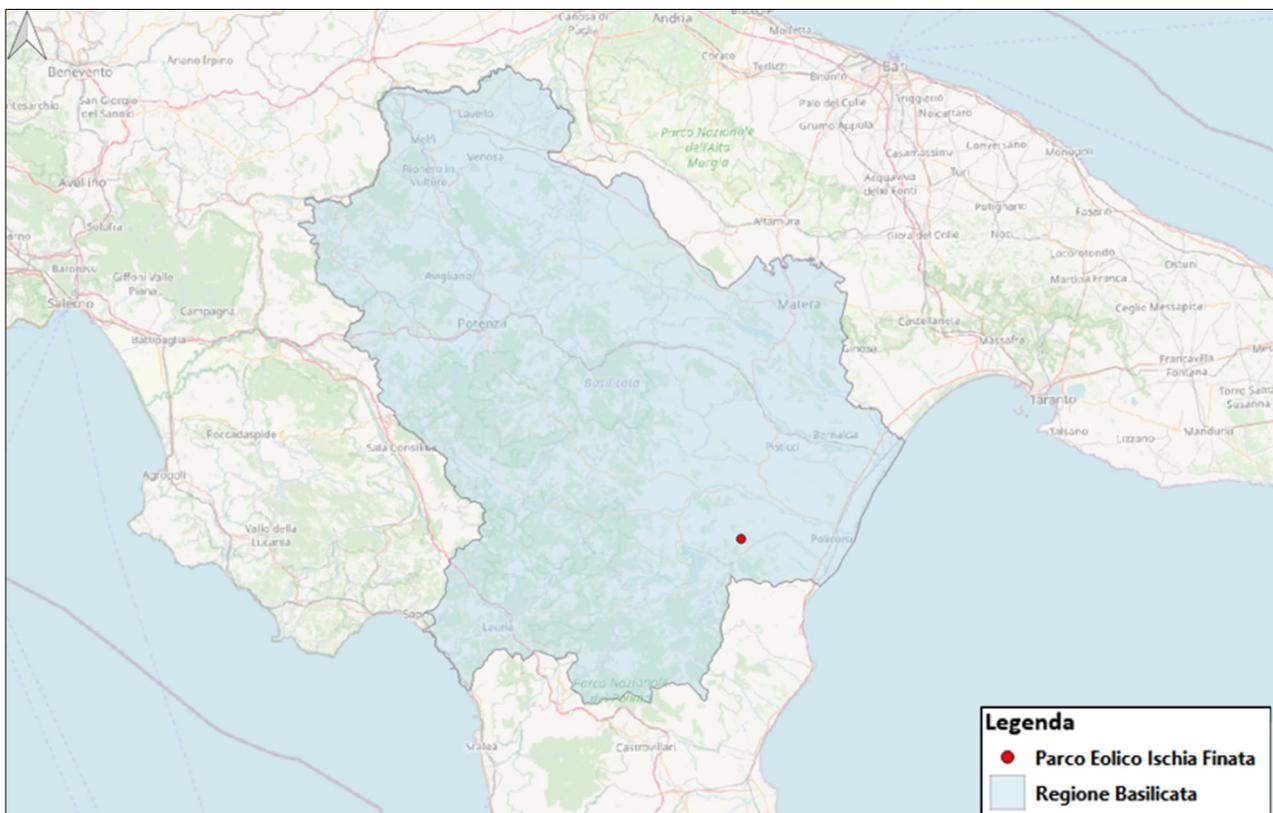


Figura 1.1: Localizzazione Parco Eolico Ischia Finata

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

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 totale pari a 72 MW ed è costituito da 12 aerogeneratori, ciascuno di potenza nominale pari a 6 MW.

Gli aerogeneratori sono collegati tra loro mediante cavi interrati di Media Tensione a 33 kV che convogliano l'elettricità presso una Stazione Elettrica Utente (SEU) di trasformazione 150/33 kV, collegata tramite una terna di cavi interrati di Alta Tensione a 150 kV alla Stazione di Consegnata Utente (SCU), contenuta in una Stazione Elettrica Condivisa (SEC) con altri produttori.

La SEC è collegata mediante una seconda terna di cavi interrati di Alta Tensione a 150 kV alla nuova Stazione Elettrica (SE) di smistamento 150 kV della Rete di Trasmissione Nazionale (RTN) Terna di Sant'Arcangelo in corrispondenza di uno stallo assegnato da Terna e in condivisione con altri produttori.

L'impianto interessa il Comune di Colobrarò, ove ricadono 9 aerogeneratori e la SEU 150/33 kV, il Comune di Tursi, ove ricadono 3 aerogeneratori, e il Comune di Sant'Arcangelo, dove ricadono la SEC e la nuova SE 150 kV della RTN.

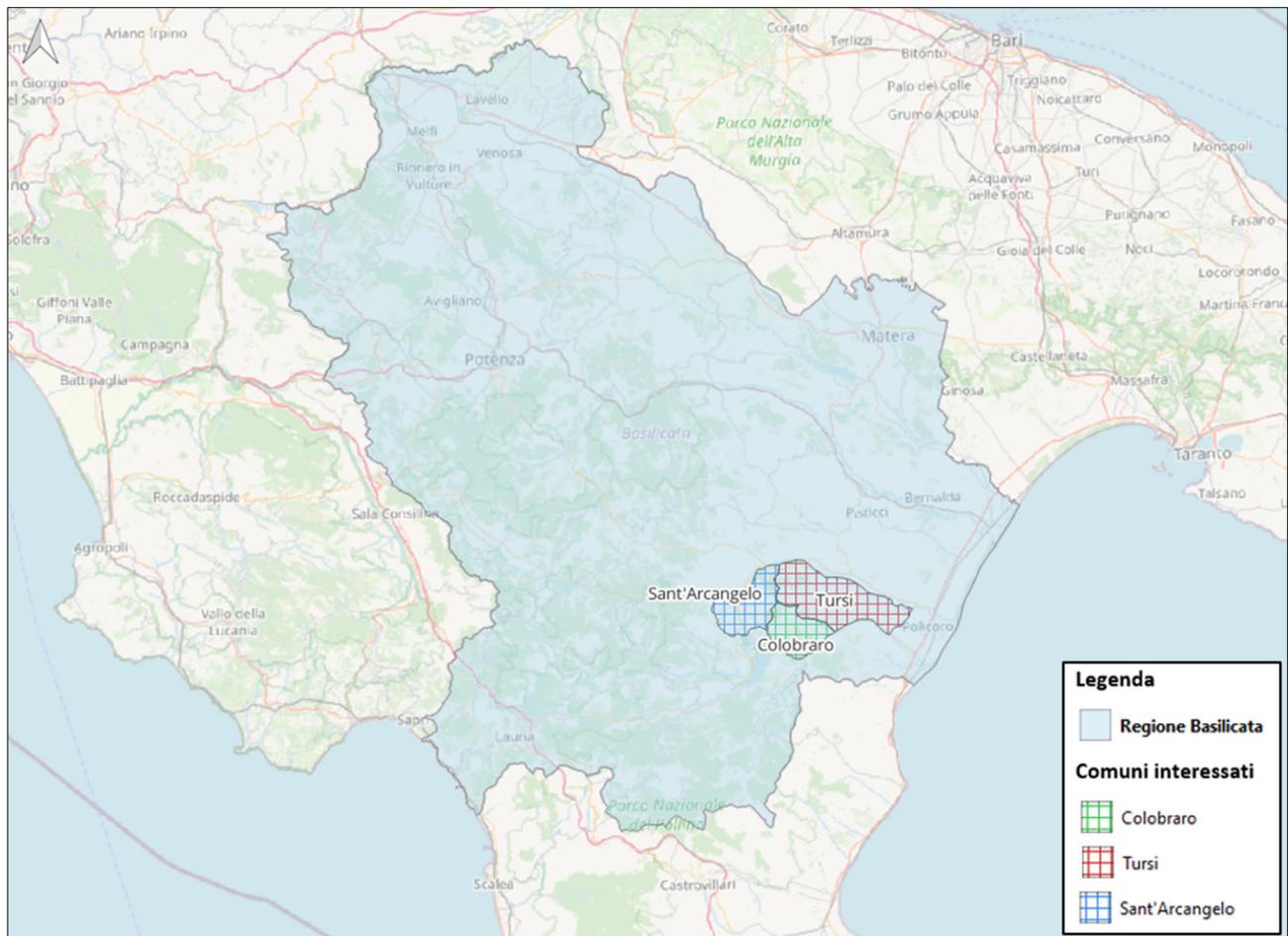


Figura 3.1: Inquadramento territoriale - Limiti amministrativi comuni interessati

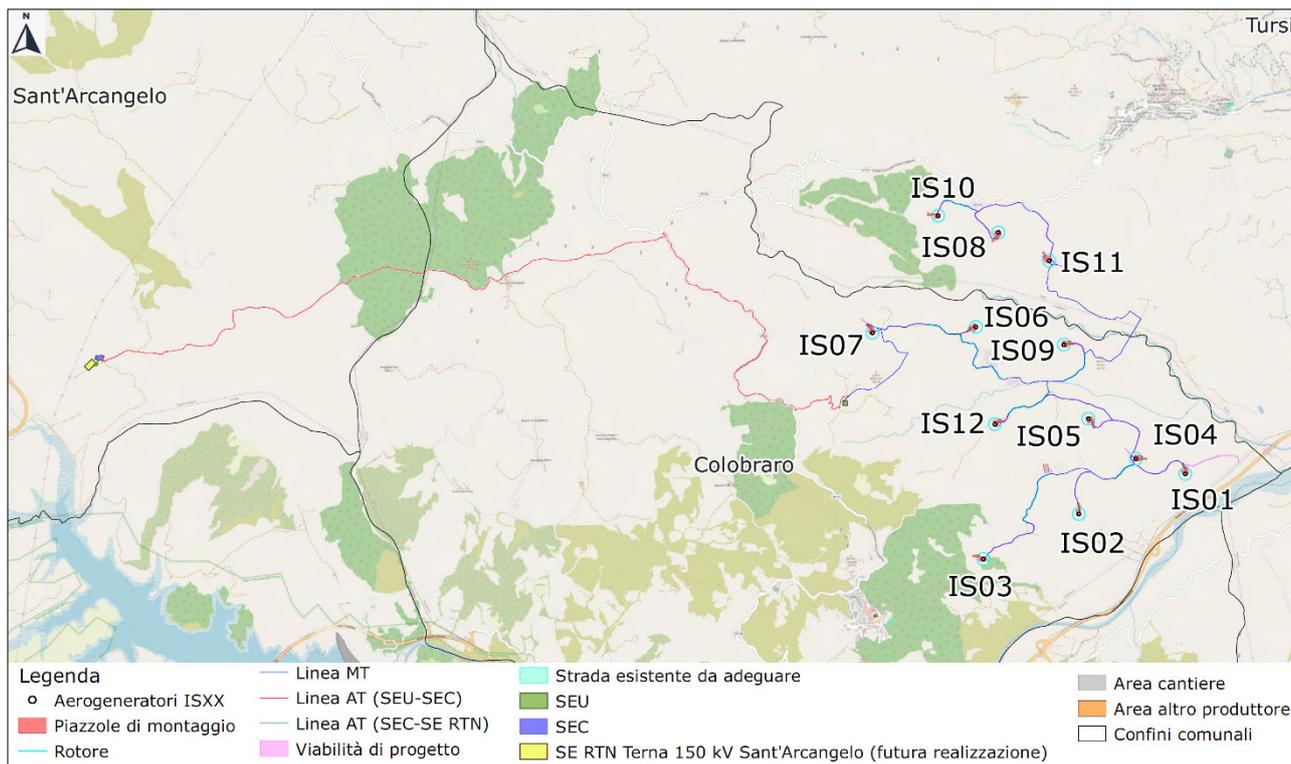


Figura 3.2: Layout d’impianto su CTR

L’impianto è localizzato nella zona meridionale della Regione Basilicata, in prossimità del confine con la Regione Calabria, la SEU 150/33 kV è posizionata ad Est rispetto agli aerogeneratori così come la SEC e la SE 150 kV della RTN.

La Società Etesia Prime s.r.l. è titolare della Soluzione Tecnica Minima Generale (STMG) del preventivo di connessione avente Codice Pratica 202400133 e il progetto prevede che l’impianto eolico sia collegato in antenna a 150 kV su una nuova Stazione Elettrica (SE) di smistamento a 150 kV della RTN nel Comune di Sant’Arcangelo, da inserire in doppio entra – esce alle linee RTN a 150 kV “Aliano – Senise” e “Pisticci – Rotonda”.

Il modello dell’aerogeneratore è il Vestas V162, di potenza nominale pari a 6 MW, altezza torre all’hub pari a 125 m e diametro rotorico pari a 162 m (**Figura 3.3**).

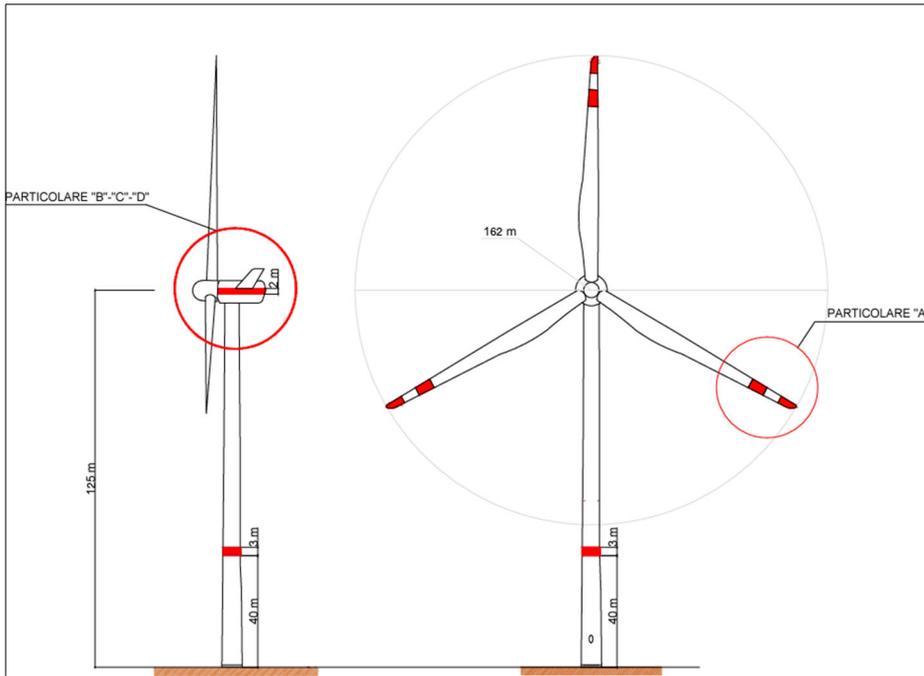


Figura 3.3: Profilo aerogeneratore V162 di potenza 6 MW, HH = 125 m e D = 162 m

Rotor		V150	V162
Diameter		150 m	162 m
Swept Area		17671 m ²	20612 m ²
Speed, Dynamic Operation Range		4.9 - 12.6 rpm	4.3 - 12.1 rpm
Rotational Direction		Clockwise (front view)	
Orientation		Upwind	
Tilt		6°	
Hub Coning		6°	
No. of Blades		3	
Aerodynamic Brakes		Full feathering	
Blades		V150	V162
Blade Length		73.65 m	79.35 m
Maximum Chord		4.2 m	4.3 m
Chord at 90% blade radius		1.4 m	1.68 m
Type Description		Structural airfoil shell	
Material		Fibreglass reinforced epoxy, carbon fibres and Solid Metal Tip (SMT)	
Blade Connection		Steel roots inserted	
Airfoils		High-lift profile	
Converter			
Rated Apparent Power [S _N] @ 1.0 p.u. voltage		6750 kVA	
Rated Grid Voltage		3 x 720 V	
Rated Generator Voltage		3 x 800 V	
Rated Grid Current @ 1.0 p.u. voltage		5400 A	
Enclosure		IP54	
Generator			
Type		Permanent Magnet Synchronous generator	
Rated Power [P _N]		Up to 6450 kW (depending on turbine variant)	
Frequency range [f _N]		0-138 Hz	
Voltage, Stator [U _{NS}]		3 x 800 V (at rated speed)	
Number of Poles		36	
Winding Type		Form with Vacuum Pressurized Impregnation	
Winding Connection		Star	
Operational speed range		0-460 rpm	
Overspeed Limit (2 minutes)		720 rpm	
Temperature Sensors, Stator		PT100 sensors placed in the stator hot spots.	
Insulation Class		H	
Enclosure		IP54	
Transformer			
Type description		Eco-design liquid immersed transformer.	
Basic layout		3 phase, 2 winding transformer	
Applied standards		IEC 60076-1, IEC 60076-16, IEC 61936-1 Commission Regulation No 548/2014 Commission Regulation No 2019/1783	
Cooling method		KF/WF	
Rated power		7000 kVA	7300kVA 7500kVA
Expansion system		Open breathing	Sealed Sealed
Insulation liquid, Type/Fire point		Synthetic ester, biodegradable/ K-class (>300°C)	Natural/Synthetic ester, biodegradable/ K-class (>300°C)
No-load reactive power		~17 kVAr ¹	~18 kVAr ¹ ~19 kVAr ¹
Full load reactive power		~735 kVAr ¹	~810 kVAr ¹ ~832 kVAr ¹
No-load current		~ 0.25 % ¹	~ 0.25 % ¹ ~ 0.25 % ¹
Positive sequence short-circuit impedance @ rated power, 95°C		9.9 % ²	10.3 % ² 10.6 % ²
Positive sequence short-circuit resistance @ rated power, 95°C		~0.9 % ¹	~0.9 % ¹ ~0.9 % ¹
Zero sequence short-circuit impedance @ rated power, 95°C		~9.6 % ¹	~10.0 % ¹ ~10.3 % ¹
Zero sequence short-circuit resistance @ rated power, 95°C		~0.9 % ¹	~0.9 % ¹ ~0.9 % ¹
Rated voltage, turbine side		U _m 1.1kV 0.720 kV	
Rated voltage, grid side		U _m 24.0kV 20.0-22.0 kV	
		U _m 36.0kV 22.1-33.0 kV	
		U _m 40.5kV 33.1-36.0 kV	
Insulation level AC / LI / LIC		U _m 1.1kV 3 / - / - kV	
		U _m 24.0kV 50 / 125 / 138 kV	
		U _m 36.0kV 70 / 170 / 187 kV	
		U _m 40.5kV 80 / 200 / 220 kV	
Off-circuit tap changer		None	
Frequency		50 Hz / 60 Hz	
Vector group		Dyn11	
Inrush peak current		<8 x I _n ¹	
Half crest time		~ 0.5 s ¹	
Sound power level		≤ 80 dB(A)	
Average winding temperature rise		Class 120 (E) ≤65 K Class 130 (B) ≤75 K	
Max altitude		3500 m	
Insulation system		Hybrid insulation system Winding insulation: 120 (E), Thermally Upgrader Paper 130 (B), High temperature insulation Other materials can have different class.	
Insulation liquid, Amount		≤ 3000 kg	
Corrosion class		C3	
Weight		≤11200 kg	
Overvoltage protection		Plug-in surge arresters on HV bushings	
High voltage bushings		Outer cone, interface C1	

Figura 3.4: Specifiche tecniche aerogeneratore di progetto

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, è realizzato in resina epossidica rinforzata con fibra di vetro ed è caratterizzato da un funzionamento a passo variabile.

Le caratteristiche dell'aerogeneratore considerato 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 Ischia Finata è caratterizzato da una potenza complessiva di 72 MW, ottenuta da 12 aerogeneratori di potenza pari a 6 MW ciascuno.

Gli aerogeneratori sono collegati elettricamente tra loro mediante terne di cavi a 33 kV in modo da formare 4 sottocampi (Circuiti A, B, C e D) di 3 turbine, a ciascuno dei quali è associato ad un colore diverso per chiarezza di rappresentazione.

Sottocampo o Circuito	Identificativo aerogeneratore	Potenza totale [MW]
CIRCUITO A	IS03 – IS04 – IS05	18
CIRCUITO B	IS02 – IS12 – IS06	18
CIRCUITO C	IS01 – IS09 – IS07	18
CIRCUITO D	IS10 – IS08 – IS11	18

Tabella 4.1: Suddivisione degli aerogeneratori in circuiti elettrici e potenza associata

Lo schema a blocchi di riferimento, nel quale sono indicate le sezioni e le lunghezze delle terne di cavi di ogni linea elettrica e nel quale gli aerogeneratori sono collegati tra loro secondo lo schema in fine linea e in entra – esci, è riportato nella **Figura 4.1** (maggiori dettagli sono riportati nell'elaborato di progetto ISOE071 "Schema a blocchi impianto").

L'aerogeneratore capofila (fine linea) è collegato al resto del circuito, i restanti sono collegati tra loro in entra – esci ed ognuno dei 4 circuiti è collegato alla SEU 150/33 kV.

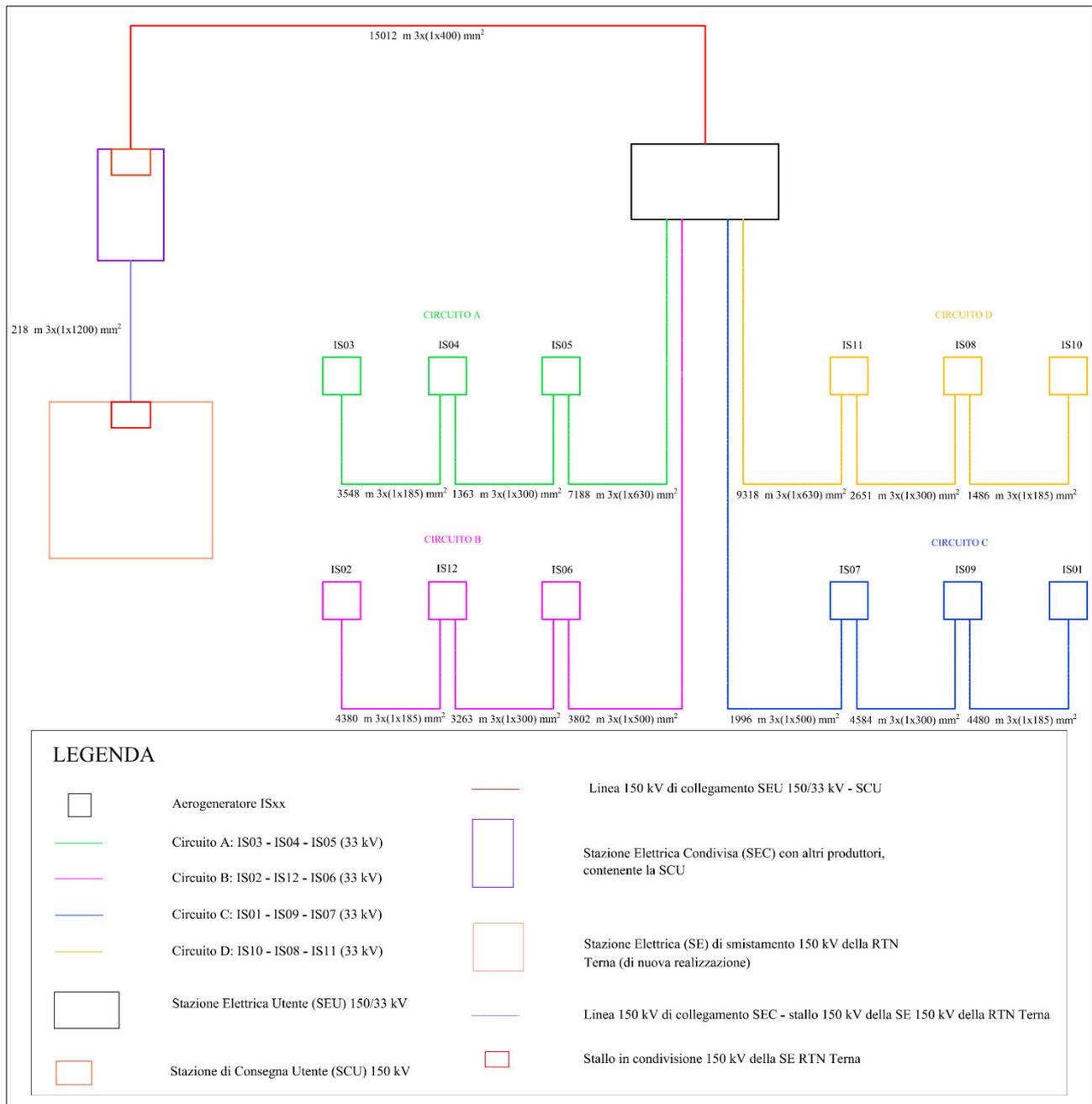


Figura 4.1: Schema a blocchi del Parco Eolico Ischia Finata

Nelle figure e tabelle seguenti sono riportati uno stralcio della planimetria di distribuzione delle linee a 33 kV per i 4 circuiti, il dettaglio relativo all'arrivo cavi a 33 kV all'edificio quadri della SEU 150/33 kV e sono indicate la lunghezza, la larghezza, la profondità di trincea per ogni sotto-tratta e il numero di terne di cavi di uno stesso circuito o di circuiti diversi presenti nella stessa sotto-tratta.

Maggiori dettagli sono riportati negli elaborati di progetto ISOE066 "Planimetria sottocampi elettrici a 33 kV e linea a 150 kV su CTR (generale)", ISOE067 "Planimetria sottocampi elettrici a 33 kV e linea a 150 kV su CTR (per circuiti)", ISOE068 "Planimetria sottocampi elettrici a 33 kV e linea a 150 kV su ortofoto (generale)" e ISOE069 "Planimetria sottocampi elettrici a 33 kV e linea a 150 kV su ortofoto (per circuiti)", da cui si evincono anche i collegamenti a 150 kV.

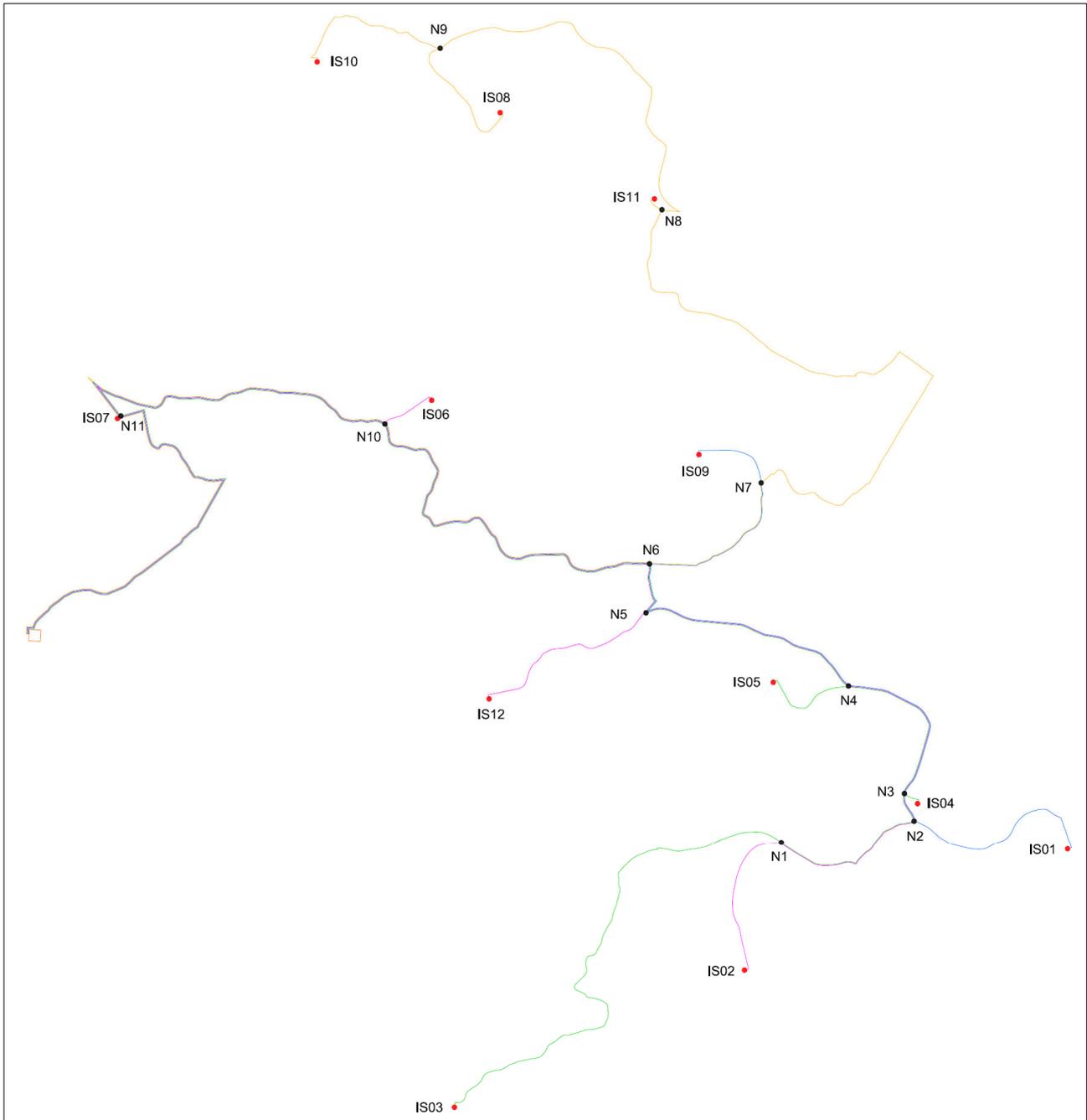


Figura 4.2: Planimetria generale di distribuzione delle linee a 33 kV

LEGENDA			
●	ISxx Aerogeneratore	—	Circuito C (33 kV) (IS01, IS09, IS07)
●	Nxx nodo sotto-tratta del collegamento elettrico	—	Circuito D (33 kV) (IS10, IS08, IS11)
—	Circuito A (33 kV) (IS03, IS04, IS05)	□	Stazione Elettrica Utente (SEU) di trasformazione 150/33 kV con ingombro
—	Circuito B (33 kV) (IS02, IS12, IS06)		

Figura 4.3: Legenda della **Figura 4.2**

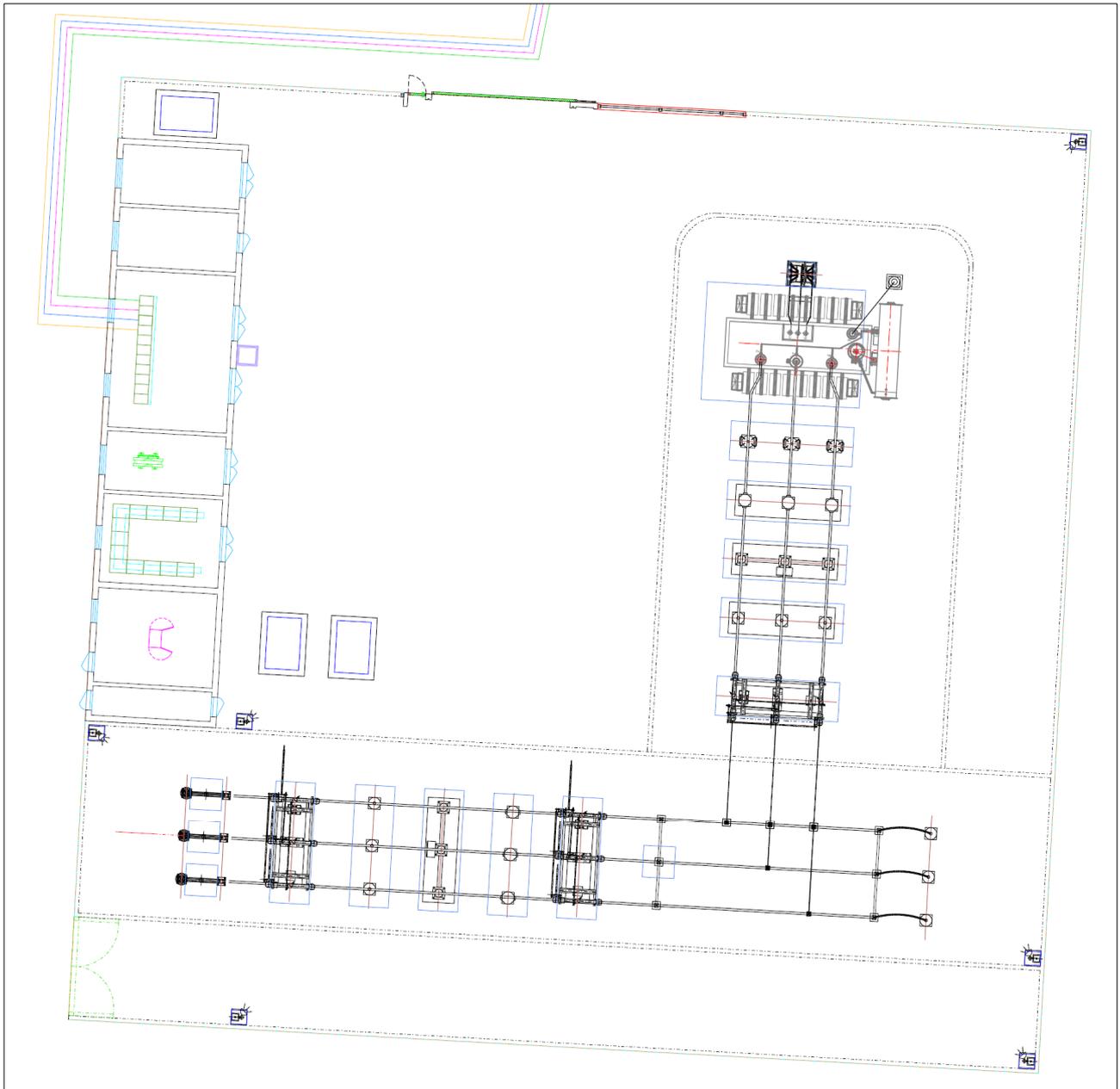


Figura 4.4: Dettaglio relativo all'arrivo cavi a 33 kV ai quadri della SEU 150/33 kV

Nelle figure sopra riportate la distanza tra le terne di circuiti in ogni sotto – tratta non è in scala per evidenza rappresentativa, i nodi sono elementi fittizi di disegno necessari ad indicare univocamente il numero di terne di cavi di un circuito e/o di circuiti diversi presenti in parallelo nella sotto – tratta considerata.

Inoltre, ogni linea di collegamento tra 2 aerogeneratori o tra l'aerogeneratore di un circuito e la SEU 150/33 kV è costituito dall'insieme delle sotto – tratte a 33 kV che sono presenti lungo il relativo tracciato.

SOTTO - TRATTA				
DA	A	LUNGHEZZA [m]	LARGHEZZA TRINCEA [m]	PROFONDITA' TRINCEA [m]
IS03	N1	2564	0,47	1,1
IS02	N1	768	0,47	1,1
N1	N2	726	0,79	1,1
IS01	N2	981	0,47	1,1
N2	N3	144	1,11	1,1
IS04	N3	114	0,79	1,1
N3	N4	776	1,11	1,1
IS05	N4	473	0,79	1,1
N4	N5	1096	1,11	1,1
IS12	N5	870	0,79	1,1
N5	N6	300	1,11	1,1
IS10	N9	811	0,47	1,1
IS08	N9	675	0,79	1,1
N9	N8	1869	0,47	1,1
IS11	N8	107	0,79	1,1
N8	N7	3124	0,47	1,1
IS09	N7	415	0,79	1,1
N7	N6	768	1,11	1,1
N6	N10	1805	1,43	1,1
IS06	N10	288	0,79	1,1
N10	N11	1557	1,43	1,1
IS07	N11	39	0,79	1,1
N11	SEU 150/33 kV	1957	1,43	1,1

Tabella 4.2: Lunghezza, larghezza e profondità di trincea delle sotto-tratte a 33 kV

SOTTO - TRATTA			CIRCUITO A		CIRCUITO B		CIRCUITO C		CIRCUITO D	
DA	A	N. TOTALE TERNE	N. TERNE	FORMAZIONE CAVO						
IS03	N1	1	1	3x(1x185)						
IS02	N1	1			1	3x(1x185)				
N1	N2	2	1	3x(1x185)	1	3x(1x185)				
IS01	N2	1					1	3x(1x185)		
N2	N3	3	1	3x(1x185)	1	3x(1x185)	1	3x(1x185)		
IS04	N3	2	2	3x(1x185) + 3x(1x300)						
N3	N4	3	1	3x(1x300)	1	3x(1x185)	1	3x(1x185)		
IS05	N4	2	2	3x(1x300) + 3x(1x630)						
N4	N5	3	1	3x(1x630)	1	3x(1x185)	1	3x(1x185)		
IS12	N5	2			2	3x(1x185) + 3x(1x300)				
N5	N6	3	1	3x(1x630)	1	3x(1x300)	1	3x(1x185)		
IS10	N9	1							1	3x(1x185)
IS08	N9	2							2	3x(1x185) + 3x(1x300)
N9	N8	1							1	3x(1x300)
IS11	N8	2							2	3x(1x300) + 3x(1x630)
N8	N7	1							1	3x(1x630)
IS09	N7	2					2	3x(1x185) + 3x(1x300)		
N7	N6	3					2	3x(1x185) + 3x(1x300)	1	3x(1x630)
N6	N10	4	1	3x(1x630)	1	3x(1x300)	1	3x(1x300)	1	3x(1x630)
IS06	N10	2			2	3x(1x300) + 3x(1x500)				
N10	N11	4	1	3x(1x630)	1	3x(1x500)	1	3x(1x300)	1	3x(1x630)
IS07	N11	2					2	3x(1x300) + 3x(1x500)		
N11	SEU 150/33 kV	4	1	3x(1x630)	1	3x(1x500)	1	3x(1x500)	1	3x(1x630)

Figura 4.3: Numero di terne di cavi a 33 kV di un circuito e/o di circuiti diversi per ogni sotto - tratta

5. DIMENSIONAMENTO ELETTRICO DELLE LINEE A 33 KV

5.1. Criterio di dimensionamento

La sezione dei cavi elettrici a 33 kV è calcolata, in accordo con la norma CEI 11 – 17, in modo che risultino soddisfatte le seguenti condizioni per ognuno dei circuiti:

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 dei cavi a 33 kV utilizzato

Il cavo impiegato per il collegamento di tutte le tratte in Media Tensione è il tipo ARP1H5(AR)E P-Laser AIR BAG™ (o similari), a norma IEC 60502-2 e HD 620, del primario costruttore Prysmian.

L'anima del cavo è costituita da un conduttore a corda rotonda compatta di alluminio, il semiconduttivo interno è costituito da materiale elastomerico estruso, l'isolante è in mescola in elastomero termoplastico (qualità HPTE), il semiconduttivo esterno è costituito da materiale in mescola estrusa.

La schermatura è realizzata mediante nastro di alluminio avvolto a cilindro longitudinale, la protezione meccanica è in materiale polimerico (Air Bag) e la guaina è in polietilene di colore rosso e qualità DMP 2.

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 m dal piano del suolo 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 0,20 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 e/o profondità 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 33 kV;
- frequenza pari a 50 Hz;
- profondità di posa di 1,00 m dal piano del suolo.

Nel seguito è rappresentato il dettaglio dei tipologici di posa, come anche riportato nell'elaborato di progetto ISOE070 "Sezioni tipiche delle trincee di cavidotto utente", nel quale le misure sono espresse in mm.

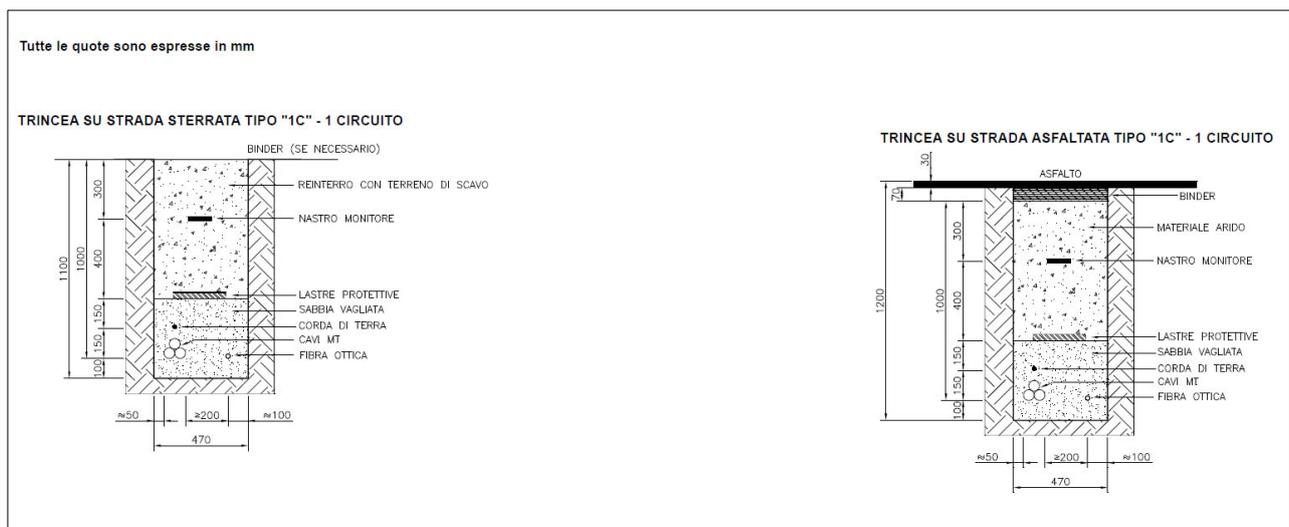


Figura 5.2.1: Sezioni tipiche delle trincee cavidotto per una terna di cavi su strada sterrata e asfaltata

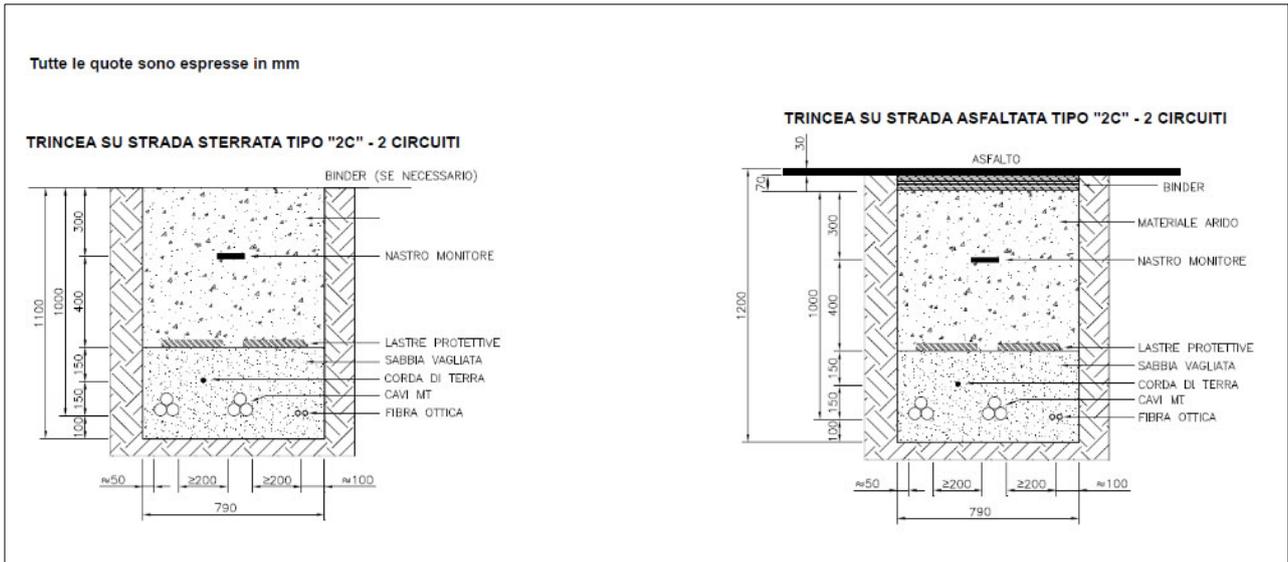


Figura 5.2.2: Sezioni tipiche delle trincee cavidotto per due terne di cavi in parallelo su strada sterrata e asfaltata

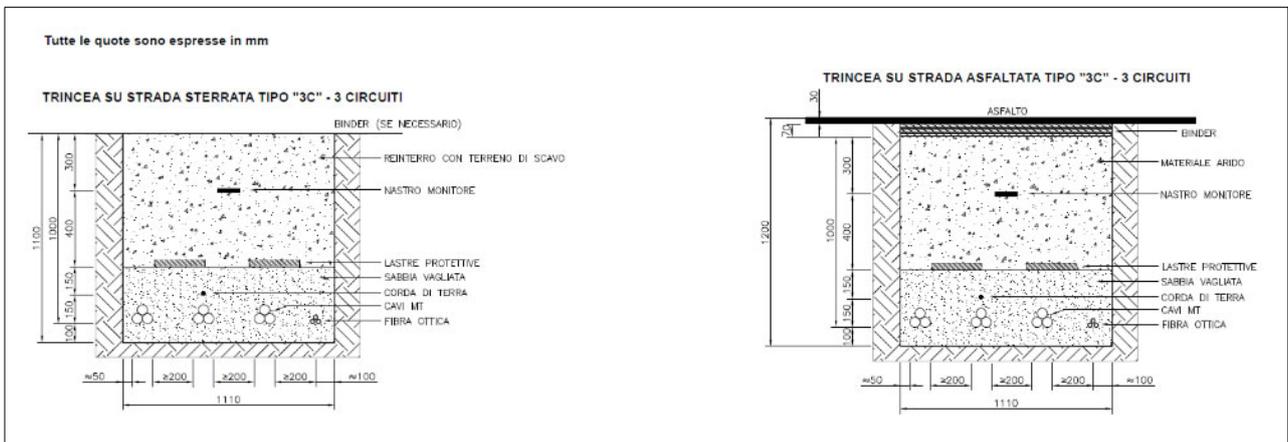


Figura 5.2.3: Sezioni tipiche delle trincee cavidotto per tre terne di cavi in parallelo su strada sterrata e asfaltata

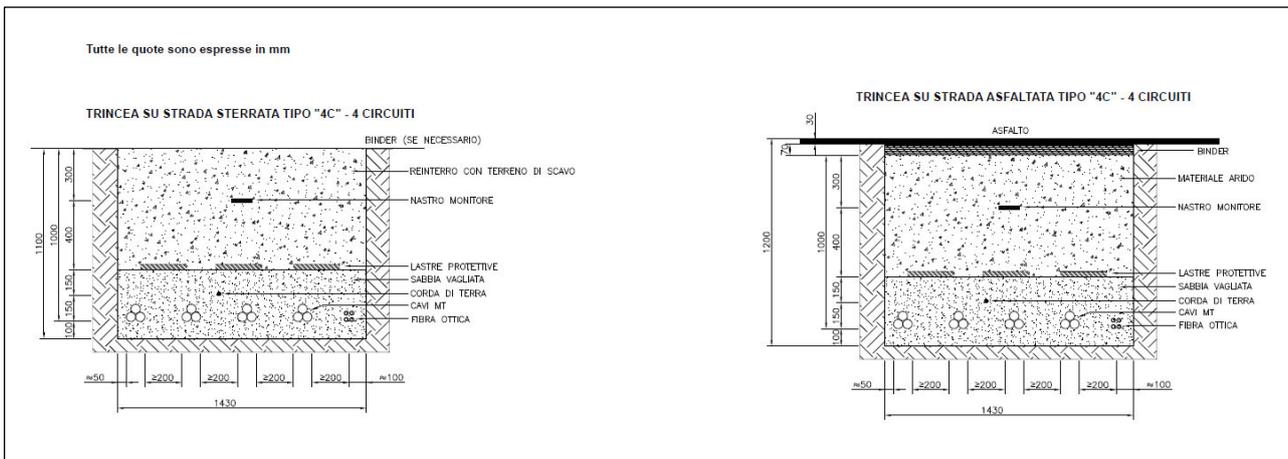


Figura 5.2.4: Sezioni tipiche delle trincee cavidotto per quattro terne di cavi in parallelo su strada sterrata e asfaltata

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.



Figura 5.2.5: Sezione tipica del picchetto segnalatore

Considerando che le sezioni dei cavi di Media Tensione utilizzati sono di 185 mm², 300 mm², 500 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	0,218	0,120	368
300	0,136	0,110	486
500	0,089	0,100	636
630	0,0739	0,099	725

Tabella 5.2.1: Parametri elettrici del cavo ARP1H5(AR)E P-LASER AIR BAGTM forniti dal costruttore Prysmian

(*) I valori della portata nominale sono forniti dal costruttore per posa a trifoglio, direttamente interrata, $\rho = 1 \text{ } ^\circ\text{C m/W}$.

5.3. Coesistenza tra i cavi elettrici di energia interrati e collegamenti interrati di altra natura

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.

5.3.1. Coesistenza tra cavi di energia interrati e cavi di telecomunicazioni

Nel caso di tratti in cui si verifica il parallelismo dei cavi di energia interrati con i cavi di telecomunicazioni è buona norma disporre i due cavi sui lati opposti della strada e, ove tale situazione non può essere verificata, è auspicabile mantenere i 2 cavi ad una distanza in proiezione orizzontale di almeno 0,30 m.

Nei casi in cui anche tale ultima distanza non possa essere rispettata è necessario adoperare alcuni dispositivi di protezione dei cavi quali tubazioni in acciaio zincato a caldo o in materiale plastico conforme alle norme CEI in vigore e cassette metalliche con zincatura a caldo.

Qualora i cavi in parallelo avessero una differenza di quota almeno pari a 0,15 m i dispositivi di protezione di cui sopra potrebbero essere omessi per il cavo interrato ad una maggiore profondità.

Lungo i tratti in cui almeno uno dei 2 cavi è contenuto in un manufatto (cunicolo o tubazione), che ne assicura una maggiore protezione e la possibilità di manutenzione, è possibile non adoperare i dispositivi di protezione di cui sopra, così come nel caso in cui ambo i cavi siano disposti all'interno dello stesso manufatto, nel quale, tuttavia, è necessario evitare contatti meccanici diretti e disporre i cavi stessi in distinte tubazioni.

5.3.2. Coesistenza tra cavi di energia interrati e tubazioni metalliche

Nel caso di tratti in cui si verifica il parallelismo dei cavi di energia interrati con tubazioni metalliche interrate, quali per esempio oleodotti e acquedotti, necessarie al trasporto di fluidi, è necessario disporre i due cavi ad una distanza in proiezione orizzontale di almeno 0,30 m.

Tale distanza può non essere rispettata nel caso in cui la differenza di quota tra le superfici esterne cavo energia-tubazione metallica sia superiore a 0,50 m o nel caso in cui sia compresa tra 0,30 e 0,50 m, si frappongano tra le 2 strutture elementi non metallici e la tubazione non sia interna ad un dispositivo di protezione non metallico.

Inoltre, le superfici esterne dei cavi di energia interrati devono essere distanti almeno 1 m dalle superfici esterne di serbatoi contenenti gas o liquidi infiammabili, mentre i cavi di energia e le tubazioni metalliche non devono essere contenute negli stessi dispositivi di protezione.

Si rende necessario realizzare giunzioni sui cavi di energia ad una distanza di almeno 1 m da ogni eventuale punto di incrocio, tranne nei casi in cui la distanza tra le superfici esterne del cavo di energia e della tubazione metallica o dispositivo di protezione sia superiore a 0,50 m.

Nel caso di coesistenza tra cavi di energia, interrati secondo la modalità di posa a M (protezione meccanica) o L (senza protezione meccanica), e gasdotti, è possibile adottare le distanze di rispetto di cui sopra purché siano rispettate al contempo le disposizioni presenti nelle "Norme di sicurezza antincendio per il trasporto, la distribuzione e l'utilizzazione del gas naturale con densità non superiore a 0,8".

5.3.3. Incroci di cavi

Nel caso di incroci tra cavi di energia è necessario rispettare una interdistanza di almeno 0,30 m e proteggere il cavo disposto a profondità superiore per una lunghezza di almeno 1 m adoperando i dispositivi di protezione di cui al paragrafo 5.3.1, da disporre in maniera simmetrica rispetto alla disposizione del cavo a profondità inferiore.

Lungo i tratti in cui almeno uno dei 2 cavi è contenuto in un manufatto (cunicolo o tubazione), che ne assicura una maggiore protezione e la possibilità di manutenzione, è possibile non adoperare i dispositivi di protezione di cui sopra, così come nel caso in cui i 2 cavi sono contenuti in 2 dispositivi di protezione di caratteristiche analoghe.

5.4. 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 33 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 dell'impianto in progetto 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 1,00 m dal piano del suolo, sulla scorta della Tabella B.12 della Norma IEC 60502-2, si considerano i valori di seguito riportati:

Profondità di posa [m]	K_2 (sezione $\leq 185 \text{ mm}^2$)	K_2 (sezione $> 185 \text{ mm}^2$)
1,00	0,98	0,97

Tabella 5.4.1: Fattore di correzione k_2

In corrispondenza della profondità di posa di 1,00 m si ottiene $k_2 = 0,98$ oppure 0,97 a seconda che si consideri la sezione di 185 mm^2 oppure una delle sezioni di 300 mm^2 , 500 mm^2 e 630 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 terne di cavi a 33 kV esistenti in parallelo sullo stesso piano orizzontale può essere desunto dagli elaborati grafici ISOE067 "Planimetria sottocampi elettrici a 33 kV e linea a 150 kV su CTR (per circuiti)" e ISOE069 "Planimetria sottocampi elettrici a 33 kV e linea a 150 kV su ortofoto (per circuiti)", nonché dalla **Tabella 4.3**, in precedenza riportata, i valori di k_4 si ottengono dai valori della Tabella B.19 della Norma IEC 60502-2 e considerando una distanza di separazione delle terne adiacenti in parallelo sullo stesso piano orizzontale pari a 0,20 m.

Numero circuiti in parallelo	1	2	3	4
K_4	1	0,83	0,73	0,68

Tabella 5.4.2: Fattore di correzione k_4

Inoltre, per ciascuna tratta si considera quale valore k_4 quello relativo al numero massimo di terne in parallelo e sullo stesso piano orizzontale della medesima tratta, in modo da ottenere, per maggiore cautela, 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.

5.5. 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 $V = 33$ 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 stessa, la caduta di tensione lungo la singola tratta percentuale relativa si ottiene dalla seguente espressione:

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

5.6. Calcolo della perdita di potenza

Il calcolo della perdita di potenza per effetto Joule lungo una tratta viene valutato 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:

$$\Delta P = 3 R_f I_b^2$$

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, la corrente di carico, la portata effettiva, la caduta di tensione percentuale relativa e la perdita di potenza totale percentuale relativa.

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

La **Tabella 6.1** riporta i risultati ottenuti relativi al dimensionamento a 33 kV.

LINEA	DA	A	L [m]	SEZIONE [mm ²]	I _b [A]	I _z [A]	ΔV _{r,%}	ΔP _{r,%TOT}
CIRCUITO A	IS03	IS04	3.548	185	116,6	263,3	0,54	
	IS04	IS05	1.363	300	233,3	344,1	0,28	
	IS05	SEU 150/33 kV	7.188	630	349,9	478,2	1,45	
								SOMMA
							2,27	1,43
CIRCUITO B	IS02	IS12	4.380	185	116,6	263,3	0,67	
	IS12	IS06	3.263	300	233,3	320,6	0,68	
	IS06	SEU 150/33 kV	3.802	500	349,9	419,5	0,86	
								SOMMA
							2,21	1,31
CIRCUITO C	IS01	IS09	4.480	185	116,6	263,3	0,68	
	IS09	IS07	4.584	300	233,3	320,6	0,96	
	IS07	SEU 150/33 kV	1.996	500	349,9	419,5	0,45	
								SOMMA
							2,09	1,15

LINEA	DA	A	L [m]	SEZIONE [mm ²]	I _b [A]	I _z [A]	$\Delta V_r, \%$	$\Delta P_r, \%TOT$
CIRCUITO D	IS10	IS08	1.486	185	116,6	299,3	0,23	
	IS08	IS11	2.651	300	233,3	391,3	0,55	
	IS11	SEU 150/33 kV	9.318	630	349,9	478,21	1,88	
							SOMMA	SOMMA
							2,66	1,81

Tabella 6.1: Calcolo del dimensionamento delle linee elettriche a 33 kV

La scelta dei particolari cavi a 33 kV e delle relative condizioni di posa potranno comunque subire modifiche, non sostanziali, in fase di progettazione esecutiva, a seconda delle condizioni operative riscontrate

7. COLLEGAMENTO ELETTRICO A 150 KV

Il collegamento tra la Stazione Elettrica Utente di trasformazione 150/33 kV e la Stazione di Consegna Utente, contenuta nella SEC, è realizzato tramite una linea interrata a 150 kV di lunghezza 15.012 m ed è composta da una terna di cavi unipolari ARE4H5E (o similari) del costruttore Prysmian, di sezione di 400 mm², in accordo con lo standard IEC 60840, con conduttore in alluminio, schermo semiconduttivo del conduttore, isolamento in polietilene reticolato XLPE, U₀/U_n (U_{max}) 87/150 (170) kV, portata nominale di 450 A, schermo semiconduttivo dell'isolamento, schermo metallico e guaina di protezione esterna in alluminio saldata longitudinalmente.

Il collegamento tra la Stazione Elettrica Condivisa e il nuovo stallo della futura Stazione Elettrica 150 kV di smistamento della RTN, nel Comune di Sant'Arcangelo, è realizzato tramite una linea interrata a 150 kV di lunghezza di 218 m ed è composta da una terna di cavi unipolari SE4H5E (o similari) del costruttore Prysmian, di sezione di 1200 mm², in accordo con lo standard IEC 60840, con conduttore in rame, semiconduttore polimerico, isolamento in XLPE, U₀/U_n (U_{max}) 87/150 (170) kV e portata nominale di 1200 A.

Maggiori dettagli riguardanti i tracciati delle linee a 150 kV sono riportati negli elaborati di progetto ISOE066 "Planimetria sottocampi elettrici a 33 kV e linea a 150 kV su CTR (generale)", ISOE067 "Planimetria sottocampi elettrici a 33 kV e linea a 150 kV su CTR (per circuiti)", ISOE068 "Planimetria sottocampi elettrici a 33 kV e linea a 150 kV su ortofoto (generale)" e ISOE069 "Planimetria sottocampi elettrici a 33 kV e linea a 150 kV su ortofoto (per circuiti)".

Le 2 terne di cavi a 150 kV sono installate in 2 distinte trincee secondo una posa a trifoglio a 1,60 m dal piano del suolo e su un letto di sabbia di 0,1 m, sono ricoperti da uno strato di sabbia di 0,4 m e una lastra protettiva in cemento ne assicura la protezione meccanica.

A 0,7 m dal piano del suolo un nastro monitore ha lo scopo di segnalare la presenza dei cavi al fine di evitarne eventuali danneggiamenti seguenti ad eventuali scavi da parte di terzi.

Ognuna delle terne di cavi in AT è distante sul piano orizzontale almeno 0,3 m dal cavo in fibra ottica, mentre nel letto di sabbia è previsto anche un cavo unipolare di protezione, così come rappresentato nel dettaglio dell'elaborato di progetto ISOE092 "Sezioni tipiche delle trincee di cavidotto AT".

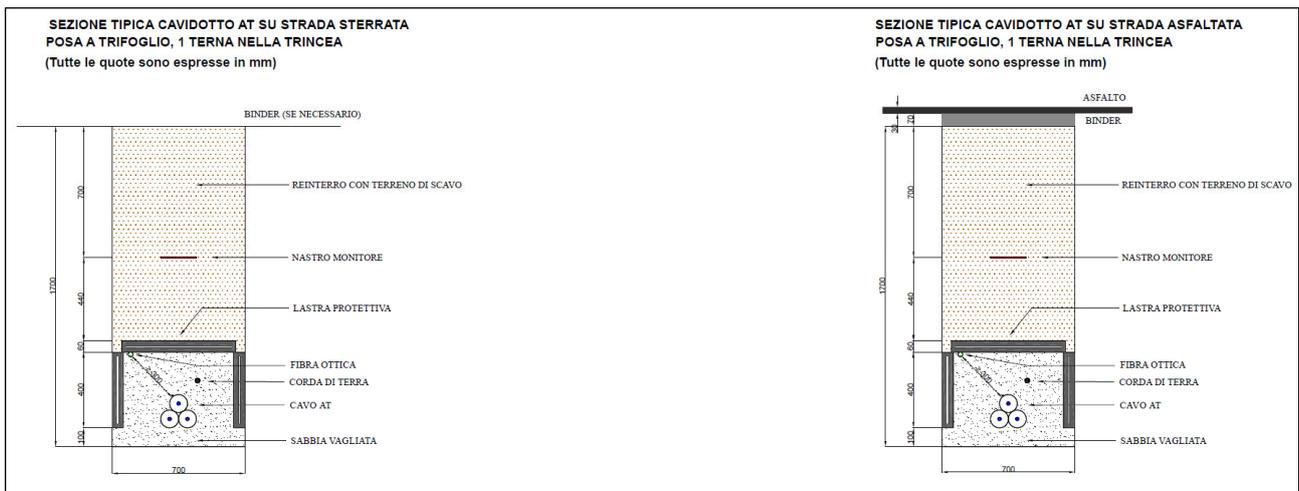


Figura 7.1: Sezione tipica dei cavidotti AT su strada sterrata e asfaltata

Il dimensionamento della terna di cavi di collegamento SEU 150/33 kV - SCU è stato effettuato in modo che la corrente di impiego I_b risulti inferiore alla portata effettiva del cavo stesso I'_z , ottenuta a partire dalla portata nominale del cavo e sulla base delle condizioni di posa adottate, e considerando una potenza totale pari a 72 MW (nel calcolo è stata assunta una temperatura del terreno di 20 °C, una profondità di posa dei cavi di 1,6 m, un valore di resistività termica del terreno di 1,5 K m/W e, per maggiore cautela, un fattore di potenza di 0,90).

LINEA	DA	A	L [m]	SEZIONE [mm ²]	I_b [A]	I'_z [A]	$\Delta V_r, \%$	$\Delta P_r, \%TOT$
Linea a 150 kV	SEU 150/33 kV	SCU	15.012	400	307,9	436,5	0,60	0,023

Tabella 7.1: Calcolo del dimensionamento della linea elettrica a 150 kV SEU 150/33 kV - SCU

Il dimensionamento della terna di cavi di collegamento SEC – SE 150 kV della RTN è stato effettuato in modo che la corrente di impiego I_b risulti inferiore alla portata effettiva del cavo stesso I'_z , ottenuta a partire dalla portata nominale del cavo e sulla base delle condizioni di posa adottate, e considerando una potenza totale ipotetica di 250 MW (nel calcolo è stata assunta una temperatura del terreno di 20 °C, una

profondità di posa dei cavi di 1,6 m, un valore di resistività termica del terreno di 1,5 K m/W e, per maggiore cautela, un fattore di potenza di 0,90).

LINEA	DA	A	L [m]	SEZIONE [mm ²]	I _b [A]	I' _z [A]	ΔV_r ,%	ΔP_r ,%TOT
Linea a 150 kV	SEC	SE 150 kV della RTN	218	1200	1069,2	1164,0	0,016	0,0031

Tabella 7.2: Calcolo del dimensionamento della linea elettrica a 150 kV SEC- SE 150 kV della RTN

La scelta della sezione, della tipologia di cavo e delle condizioni di posa dei cavi presi in considerazione potrà eventualmente subire modifiche in fase di progettazione esecutiva, a seconda delle condizioni operative riscontrate (un valore di resistività termica del terreno lungo il tracciato previsto, ottenuto in seguito ad una misurazione, potrà eventualmente rendere il calcolo più accurato).

8. CONCLUSIONI

Come si evince dalla **Tabella 6.1**, la corrente di progetto lungo ogni linea elettrica a 33 kV è inferiore a quella effettiva e le cadute di tensioni e le perdite di potenza percentuali relative lungo ogni circuito sono inferiori rispettivamente al 4% ed al 5%.

Alla luce di tale risultato la sezione di ognuno dei cavi di collegamento a 33 kV è adeguata al trasporto della potenza richiesta.

La tabella seguente riporta in maniera sintetica le lunghezze, le sezioni e il modello dei cavi che formano una terna presi in considerazione in questa fase progettuale per ognuno dei circuiti elettrici.

PARCO EOLICO ISCHIA FINATA					
CIRCUITO A	Lunghezza tratta [m]	Sezione cavo [mm ²]	Tipologia cavo	Modello cavo	Costruttore
IS03 - IS04	3548	185	AL 3x(1x185)	ARP1H5(AR)E P-Laser AIR BAG TM	Prysmian
IS04 - IS05	1363	300	AL 3x(1x300)	ARP1H5(AR)E P-Laser AIR BAG TM	Prysmian
IS05 - SEU 150/33 kV	7188	630	AL 3x(1x630)	ARP1H5(AR)E P-Laser AIR BAG TM	Prysmian
CIRCUITO B	Lunghezza tratta [m]	Sezione cavo [mm ²]	Tipologia cavo	Modello cavo	Costruttore
IS02 - IS12	4380	185	AL 3x(1x185)	ARP1H5(AR)E P-Laser AIR BAG TM	Prysmian
IS12 - IS06	3263	300	AL 3x(1x300)	ARP1H5(AR)E P-Laser AIR BAG TM	Prysmian
IS06 - SEU 150/33 kV	3802	500	AL 3x(1x500)	ARP1H5(AR)E P-Laser AIR BAG TM	Prysmian
CIRCUITO C	Lunghezza tratta [m]	Sezione cavo [mm ²]	Tipologia cavo	Modello cavo	Costruttore
IS01 - IS09	4480	185	AL 3x(1x185)	ARP1H5(AR)E P-Laser AIR BAG TM	Prysmian
IS09 - IS07	4584	300	AL 3x(1x300)	ARP1H5(AR)E P-Laser AIR BAG TM	Prysmian
IS07 - SEU 150/33 kV	1996	500	AL 3x(1x500)	ARP1H5(AR)E P-Laser AIR BAG TM	Prysmian
CIRCUITO D	Lunghezza tratta [m]	Sezione cavo [mm ²]	Tipologia cavo	Modello cavo	Costruttore
IS10 - IS08	1486	185	AL 3x(1x185)	ARP1H5(AR)E P-Laser AIR BAG TM	Prysmian
IS08 - IS11	2651	300	AL 3x(1x300)	ARP1H5(AR)E P-Laser AIR BAG TM	Prysmian
IS11 - SEU 150/33 kV	9318	630	AL 3x(1x630)	ARP1H5(AR)E P-Laser AIR BAG TM	Prysmian

Tabella 8.1: Lunghezze, sezioni e modello delle terne di cavi a 33 kV per i vari circuiti elettrici

La scelta della sezione dei cavi di collegamento a 150 kV tra la SEU 150/33 kV e la SCU e tra la SEC e la SE 150 kV della RTN risulta essere adeguata al trasporto della potenza richiesta in quanto le correnti di

progetto risultano inferiori alle portate effettive con una contenuta caduta di tensione e perdita di potenza relativa percentuale.

Le tabelle seguenti riportano in maniera sintetica la lunghezza, la sezione e il modello dei cavi che formano una terna preso in considerazione in questa fase progettuale per i collegamenti a 150 kV.

PARCO EOLICO ISCHIA FINATA					
Linea 150 kV	Lunghezza tratta [m]	Sezione cavo [mm ²]	Tipologia cavo	Modello cavo	Costruttore
SEU 150/33 kV - SCU	15012	400	Al 3x(1x1400)	ARE4H5E	Prysmian

Tabella 8.2: Lunghezze, sezioni e modello delle terne di cavi a 150 kV SEU 150/33 kV - SCU

PARCO EOLICO ISCHIA FINATA					
Linea 150 kV	Lunghezza tratta [m]	Sezione cavo [mm ²]	Tipologia cavo	Modello cavo	Costruttore
SEC - SE RTN 150 kV	218	1200	Cu 3x(1x1200)	SE4H5E	Prysmian

Tabella 8.3: Lunghezze, sezioni e modello delle terne di cavi a 150 kV SEC – SE 150 kV della RTN