



REGIONE SICILIANA  
 PROVINCIA DI RAGUSA  
 COMUNE DI CHIARAMONTE GULFI



PROGETTO DI UN IMPIANTO AGRO-BIO-FOTOVOLTAICO INTEGRATO AD UN VIGNETO A TENDONE E DELLE RELATIVE OPERE DI CONNESSIONE DA REALIZZARE NEL COMUNE DI CHIARAMONTE GULFI (RG) IN CONTRADA MAZZARRONELLO, AL FOGLIO. 129 P.LLE 6,8, 16, 19, 87, 178, 179, 180, 186, 187, 188, 193, 194, 197, 200, 201, 202, 308, 394, 395, 397, 399, 626, 634, 636, 669, 10, 69, 287, 299, 300, 712, 713, 185, DI POTENZA PARI A **63.158,76 kWp** DENOMINATO "**MAZZARRONELLO HV - VIGNETICA**"

PROGETTO DEFINITIVO

DISCIPLINARE DESCRITTIVO E PRESTAZIONELE DEGLI ELEMENTI TECNICI DEL PROGETTO



**IMPIANTO AGRIVOLTAICO AVANZATO**

**LAOR**  
 (Land Area Occupation Ratio)  
**24,5%**

LIV. PROG.	COD. PRATICA TERNA	CODICE ELABORATO	TAVOLA	DATA	SCALA
PD	202102524	VIGNETICA_B31	-	14.09.2023	-

REVISIONI

REV.	DATA	DESCRIZIONE	ESEGUITO	VERIFICATO	APPROVATO

RICHIEDENTE E PRODUTTORE

**HF SOLAR 9 S.r.l.**

Viale Francesco Scaduto n°2/D - 90144 Palermo (PA)

ENTE

FIRMA RESPONSABILE

PROGETTAZIONE

**HORIZONFIRM**

Ing. D. Siracusa  
 Ing. A. Costantino  
 Ing. C. Chiaruzzi  
 Ing. G. Schillaci  
 Ing. G. Buffa  
 Ing. M.C. Musca

Arch. M. Gullo  
 Arch. S. Martorana  
 Arch. F. G. Mazzola  
 Arch. A. Calandrino  
 Arch. G. Vella  
 Dott. Agr. B. Miciluzzo

**HORIZONFIRM S.r.l.** - Viale Francesco Scaduto n°2/D - 90144 Palermo (PA)

PROGETTISTA INCARICATO

FIRMA DIGITALE PROGETTISTA



FIRMA OLOGRAFA E TIMBRO PROGETTISTA

**Impianto di produzione di energia elettrica da fonte  
energetica rinnovabile attraverso tecnologia solare  
agrivoltaica denominato**

***“Mazzarronello HV - Vignetica”***

**Codice di Rintracciabilità “202102524”**

***Disciplinare descrittivo e prestazionale  
degli elementi tecnici***

**Progetto definitivo**

***Potenza del generatore fotovoltaico = 63.158,76 kWp***

***Potenza nominale impianto = 50.000 kW***

***Potenza in immissione concessa = 50.000 kW***

## **Sommario**

<b>1. DESCRIZIONE DELL'IMPIANTO E CARATTERISTICHE DIMENSIONALI E STRUTTURALI</b> .....	1
<b>1.1 Generalità</b> .....	1
<b>1.2 Layout di impianto</b> .....	4
<b>2. CARATTERISTICHE TECNICHE</b> .....	7
<b>2.1 Moduli fotovoltaici</b> .....	7
<b>2.2 Strutture di supporto</b> .....	8
<b>2.3 Cavi BT</b> .....	11
<b>2.4 Quadri parallelo stringhe</b> .....	13
<b>2.5 Locali Conversione-Trasformazione</b> .....	15
<b>2.6 Dispositivi di generatore DDG</b> .....	17
<b>2.7 Trasformatori AT/BT</b> .....	17
<b>2.8 Linee elettriche a 36 kV in Cavo interrato di collegamento tra il quadro elettrico in cabina di raccolta ed i trasformatori</b> .....	18
<b>2.9 Quadro elettrico in cabina di Raccolta</b> .....	25
<b>2.10 Dorsale a 36 kV di collegamento con la futura sezione a 36 kV della Stazione Elettrica di Trasformazione di Chiaramonte Gulfi</b> .....	27
<b>2.11 Quadri servizi ausiliari</b> .....	27
<b>2.12 Gruppi di misura dell'energia</b> .....	27
<b>2.13 Servizi ausiliari di impianto</b> .....	28
<b>2.14 Valutazione delle prestazioni degli impianti fotovoltaici in fase di avvio dell'impianto</b> .....	29
<b>3. SICUREZZA ELETTRICA</b> .....	32
<b>3.1 Protezione dalle sovracorrenti</b> .....	32
<b>3.2 Protezione contro i contatti diretti</b> .....	32
<b>3.3 Protezione contro i contatti indiretti</b> .....	32

# 1. DESCRIZIONE DELL'IMPIANTO E CARATTERISTICHE DIMENSIONALI E STRUTTURALI

## 1.1 Generalità

La Società “*HF SOLAR 9 S.r.l.*” (del gruppo *FIVE-E Italy S.r.l.*) intende realizzare un impianto di produzione di energia elettrica da fonte energetica rinnovabile, attraverso tecnologia fotovoltaica, integrato da attività agricola, da connettere alla Rete Elettrica di Trasmissione Nazionale RTN. Come riscontrabile dalle tavole di progetto allegate, l'impianto di produzione ha una potenza complessiva di **63.158,76 kWp**.

Il progetto in esame prevede la realizzazione di un impianto Agro-bio-fotovoltaico integrato ad un vigneto a tendone, denominato “Mazzarronello HV - Vignetica”, sito nel territorio comunale di Chiamonte Gulfi (RG) in Contrada Mazzarronello - Località Trappetazzo, su un lotto di terreno distinto al N.C.T. Foglio 129, p.lle 6, 8, 16, 19, 87, 178, 179, 180, 186, 187, 188, 193, 194, 197, 200, 201, 202, 308, 394, 395, 397, 399, 626, 634, 636, 669, 10, 69, 287, 299, 300, 712, 713, 185 e delle annesse opere di connessione a 36 kV ricadenti altresì nel territorio di Chiamonte Gulfi (RG).

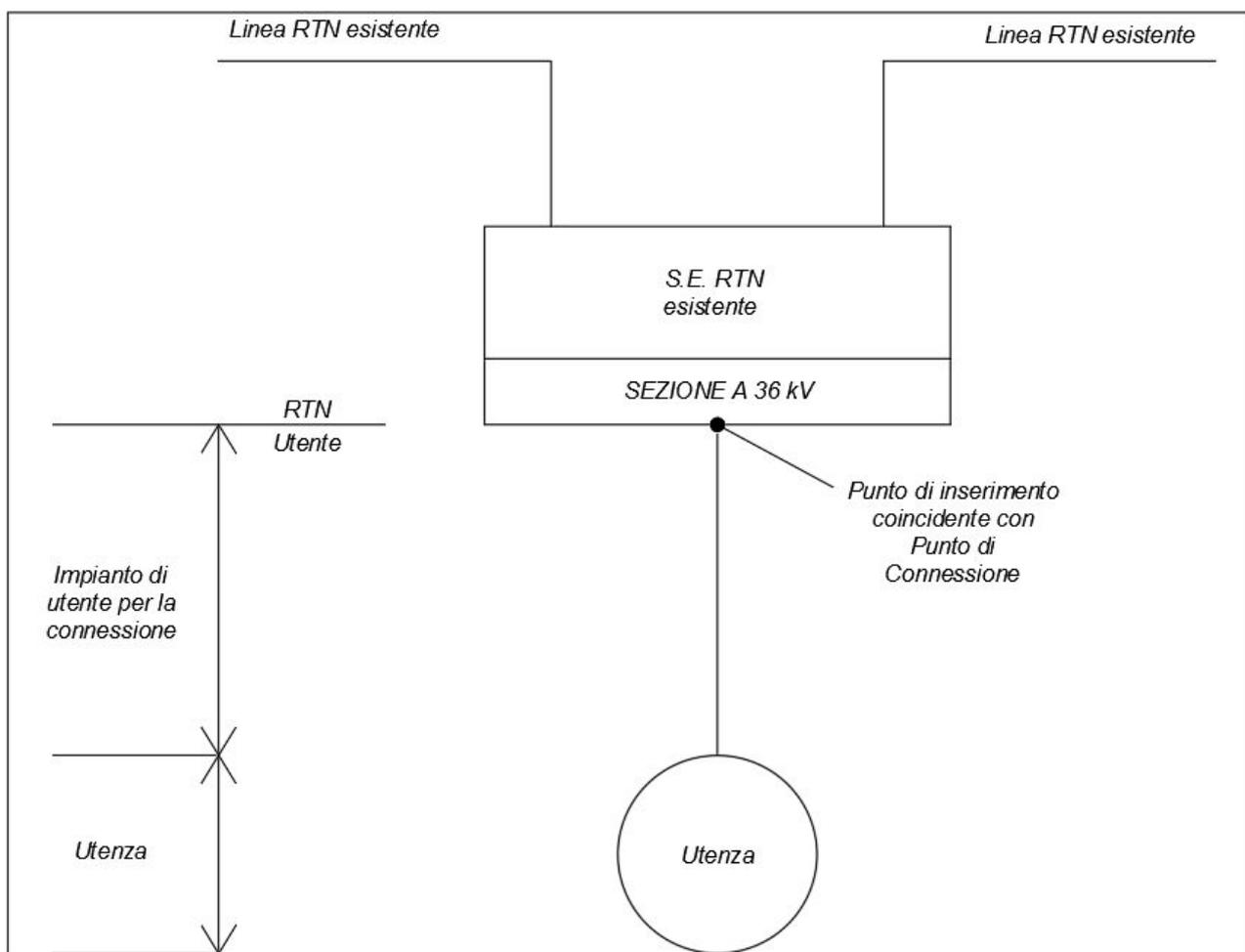


*Figura 1: inquadramento area di impianto*

Lo schema di connessione alla Rete, prescritto dal Gestore delle Rete Elettrica di Trasmissione Nazionale con preventivo di connessione ricevuto ed identificato con Codice Pratica 202102524

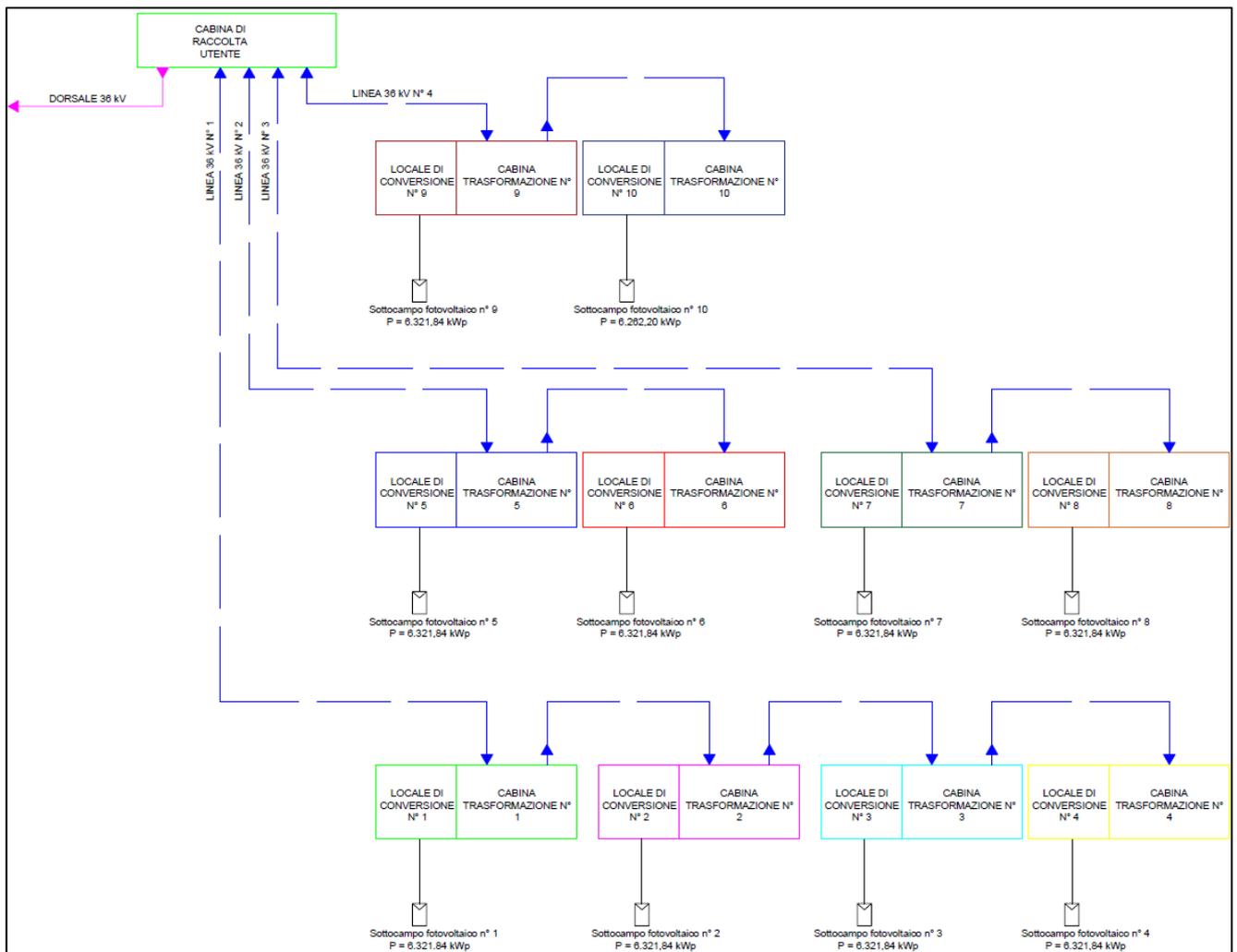
prevede che l'impianto venga collegato in antenna a 36 kV sulla futura sezione a 36 kV della Stazione Elettrica di Trasformazione (SE) della RTN denominata "Chiaramonte Gulfi".

Per una maggiore comprensione di quanto descritto, viene riportato lo schema tipico di inserimento in antenna di un impianto di produzione con la sezione a 36 kV di una Stazione Elettrica esistente:



**Figura 2: impianto di produzione collegato in antenna con la sezione a 36 kV di una Stazione Elettrica Esistente**

Ai sensi dell'allegato A alla deliberazione Arg/elt/99/08 e s.m.i. dell'Autorità di Regolazione per Energia Elettrica, Reti e Ambiente, il nuovo elettrodotto a 36 kV per il collegamento della centrale alla citata SE costituisce "**Impianto di Utenza per la Connessione**", mentre lo stallo arrivo produttore nella suddetta stazione costituisce "**Impianto di Rete per la Connessione**". La restante parte di impianto, a valle dell'Impianto di Utenza per la Connessione, si configura, ai sensi della Norma CEI 0-16, come "**Impianto di Utenza**".



**Figura 3: schema a blocchi**

Considerando che l’impianto sarà sottoposto ad Iter di Valutazione di Impatto Ambientale, ai sensi dell’art. 23 del D.Lgs. n° 152 del 2006 e s.m.i. e ad Autorizzazione Unica, ai sensi dell’art. 12 del D.Lgs. n° 387 del 2003 e s.m.i., la Società Proponente espleterà direttamente la procedura autorizzativa fino al conseguimento dell’autorizzazione, oltre che per l’impianto di produzione, anche per le Opere di Rete strettamente necessarie per la connessione alla RTN indicate nella “*Soluzione Tecnica Minima Generale di Connessione – STMG*” descritta nel preventivo di connessione sopra citato.

Il progetto dell’Impianto di Rete per la connessione, verrà elaborato in piena osservanza della “*Soluzione Tecnica Minima Generale*” e sottoposto al Gestore di Rete ai fini della verifica di congruità e rilascio del parere tecnico di rispondenza.

## 1.2 Layout di impianto

L'impianto di produzione di energia elettrica oggetto dell'iniziativa intrapresa dalla Società "HF SOLAR 9 S.r.l.", ha una potenza di picco, intesa come somma delle potenze nominali dei moduli fotovoltaici scelti in fase di progettazione definitiva, pari a 63.158,76 kWp e, conformemente a quanto prescritto dal Gestore della Rete di Trasmissione Nazionale, verrà collegato in antenna a 36 kV con la futura sezione a 36 kV della Stazione Elettrica di Trasformazione di Chiaramonte Gulfi. Il dimensionamento del generatore fotovoltaico è stato eseguito applicando il criterio della superficie disponibile, tenendo dei distanziamenti da mantenere tra le strutture di supporto dei moduli per evitare fenomeni di auto-ombreggiamento e degli spazi necessari per l'installazione delle stazioni di conversione e trasformazione dell'energia elettrica.

Si è scelto di utilizzare moduli fotovoltaici da **710 Wp BIFACCIALI**, i quali, tra le tecnologie attualmente disponibili in commercio, presentano rendimenti di conversione più elevati.

L'impianto sarà suddiviso nei seguenti sottocampi:

- Sottocampo 1 – 6.321,84 kWp
- Sottocampo 2 – 6.321,84 kWp
- Sottocampo 3 – 6.321,84 kWp
- Sottocampo 4 – 6.321,84 kWp
- Sottocampo 5 – 6.321,84 kWp
- Sottocampo 6 – 6.321,84 kWp
- Sottocampo 7 – 6.321,84 kWp
- Sottocampo 8 – 6.321,84 kWp
- Sottocampo 9 – 6.321,84 kWp
- Sottocampo 10 – 6.262,20 kWp

per i quali è prevista la realizzazione di n.10 locali di conversione e trasformazione. Nei locali appena citati verranno installati i quadri elettrici di alta e bassa tensione, i gruppi di conversione, il trasformatore di campo e i gruppi di misura dell'energia prodotta (per maggiori dettagli sulle dimensioni e sul posizionamento dei locali, si rimanda alle tavole allegate).

Definito il layout di impianto, il numero di moduli della stringa e il numero di stringhe da collegare in parallelo, sono stati determinati coordinando opportunamente le caratteristiche dei moduli fotovoltaici con quelle degli inverter scelti, rispettando le seguenti 4 condizioni:

1. la massima tensione del generatore fotovoltaico deve essere inferiore alla massima tensione di ingresso dell'inverter;
2. la massima tensione nel punto di massima potenza del generatore fotovoltaico non deve essere superiore alla massima tensione del sistema MPPT dell'inverter;
3. la minima tensione nel punto di massima potenza del generatore fotovoltaico non deve essere inferiore alla minima tensione del sistema MPPT dell'inverter;
4. la massima corrente del generatore fotovoltaico non deve essere superiore alla massima corrente in ingresso all'inverter.

Complessivamente si dovranno realizzare **3177 stringhe elettriche costituite da 28 moduli da 710Wp in serie 20 inverter Centralizzati** scelti.

Le stringhe fotovoltaiche saranno collegate in parallelo tra loro attraverso appositi **quadri di parallelo stringhe**, alloggiati direttamente sulle strutture di supporto dei moduli fotovoltaici. Da ciascun quadro di parallelo, partirà una linea in corrente continua che arriverà fino al locale inverter dove verrà eseguito il collegamento al corrispondente inverter.

Le linee in corrente alternata alimentate dagli inverter di uno stesso sottocampo, saranno collegate ad un **quadro elettrico generale di bassa tensione** equipaggiato con **dispositivi di generatore** (tipicamente interruttori automatici di tipo magnetotermico-differenziale) uno per ogni inverter e un interruttore automatico generale di tipo magnetotermico, attraverso il quale verrà realizzato il collegamento con l'avvolgimento di bassa tensione del trasformatore BT/AT.

Per ogni sottocampo si utilizzerà un **trasformatore elevatore**, la cui funzione è quella di innalzare la tensione del generatore fotovoltaico al livello necessario per eseguire il collegamento con la SE della RTN "Chiaramonte Gulfi".

I trasformatori saranno alloggiati in appositi locali di conversione-trasformazione, disposti in posizione baricentrica rispetto ai generatori, in modo tale da ridurre le perdite per effetto Joule sulle linee di bassa tensione in corrente continua e in corrente alternata.

I trasformatori dell'impianto in questione saranno alimentati da linee elettriche in cavo interrato del tipo **ARE4H5EX A 36 kV** in conformazione e dimensione consultabili nella relazione di Dimensionamento delle linee elettriche. Le stesse si svilupperanno secondo il tracciato indicato nelle tavole allegate.

Di seguito si riporta l'insieme degli elementi costituenti l'intero Impianto di Utente:

- 88956 moduli fotovoltaici da 710Wp;
- 3177 stringhe fotovoltaiche costituite da 28 moduli da 710Wp in serie;
- cavi elettrici di bassa tensione in corrente continua che dai quadri parallelo stringhe arrivano agli inverter;
- N° 20 inverter centralizzati con potenza di 2500 kVA;
- cavi elettrici di bassa tensione che dagli inverter arrivano ai quadri elettrici BT installati all'interno delle cabine di trasformazione;
- N° 21 quadri elettrici generali di bassa tensione, ciascuno dotato di interruttori automatici di tipo magnetotermico-differenziale (dispositivi di generatore), uno per ogni gruppo di conversione, e un interruttore automatico generale di tipo magnetotermico per la protezione dell'avvolgimento di bassa tensione del trasformatore BT/AT;
- N° 10 trasformatori AT/BT da 5000 kVA;
- N° 10 locali di conversione e trasformazione di tipo container 40' High-cube, di dimensioni 12,19x2,44x2,9 m m (L x l x h);
- N° 1 locale di raccolta di tipo container 40' High-cube, di dimensioni 12,19x2,44x2,9 m (L x l x h);
- N° 1 locale tecnico di tipo container 40' High-cube, di dimensioni 12,19x2,44x2,9 m (L x l x h);
- N° 1 linea elettrica a 36 kV in cavo interrato ARE4H5EX 3x(1x300) mm<sup>2</sup> lunga circa 1130m
- N° 1 linea elettrica a 36 kV in cavo interrato ARE4H5EX 3x(1x185) mm<sup>2</sup> lunga circa 1130m
- N° 1 linea elettrica a 36 kV in cavo interrato ARE4H5EX 3x(1x185) mm<sup>2</sup> lunga circa 2065m
- N° 1 linea elettrica a 36 kV in cavo interrato ARE4H5EX 3x(1x185) mm<sup>2</sup> lunga circa 895m
- N° 1 Dorsale a 36 kV in cavo interrato ARE4H5EX in formazione 2x[3x(1x630)] mm<sup>2</sup> lunga circa 3,6 km.

## 2. CARATTERISTICHE TECNICHE

### 2.1 Moduli fotovoltaici

Premettendo che i moduli verranno acquistati in funzione della disponibilità e del costo di mercato in sede di realizzazione, in questa fase della progettazione, ai fini del dimensionamento di massima del generatore fotovoltaico si è scelto di utilizzare moduli fotovoltaici **Mysolar Bifacciali da 710 Wp costituiti da 132 celle in silicio monocristallino.**

Le caratteristiche elettriche tipiche dei moduli, misurate in condizioni standard **STC (AM=1,5; E=1000 W/m<sup>2</sup>; T=25 °C)** sono di seguito riportate:

SPECIFICATIONS (STC*)					
Module Type	MS690N-HJTGB	MS695N-HJTGB	MS700N-HJTGB	MS705N-HJTGB	MS710N-HJTGB
	STC	STC	STC	STC	STC
Maximum Power (Pmax)	690Wp	695Wp	700Wp	705Wp	710Wp
Maximum Power Voltage (Vmp)	41.80V	41.95V	42.10V	42.25V	42.40V
Maximum Power Current (Imp)	16,51A	16,57A	16,63A	16,69A	16,75A
Open-circuit Voltage (Voc)	49,82V	49,95V	50,13V	50,29V	50,44V
Short-circuit Current (Isc)	17,31A	17,37A	17,43A	17,49A	17,55A
Module Efficiency STC (%)	22,21%	22,37%	22,53%	22,69%	22,86%
Operating Temperature (°C)	-40°C~+85°C				
Maximum System Voltage	1500VDC (IEC)				
Maximum Series Fuse Rating	30A				
Power Tolerance	0~+6W				
Temperature Coefficients of Pmax	-0,260%/°C				
Temperature Coefficients of Voc	-0,240%/°C				
Temperature Coefficients of Isc	0,040%/°C				
Nominal Module Operating Temperature (NMOT)	42,30±2°C				

REAR SIDE POWER GAIN (BIFACIAL OUTPUT, FOR 700W)						
Power Gain	5%	10%	15%	20%	25%	30%
Maximum Power (Pmax)	735Wp	770Wp	805Wp	840Wp	875Wp	910Wp
Maximum Power Voltage (Vmp)	42,10V	42,10V	42,10V	42,10V	42,10V	42,10V
Maximum Power Current (Imp)	17,45A	18,28A	19,12A	19,95A	20,78A	21,62A
Open-circuit Voltage (Voc)	50,13V	50,13V	50,13V	50,22V	50,22V	50,22V
Short-circuit Current (Isc)	18,30A	19,17A	20,04A	20,92A	21,78A	22,65A

**NMOT\*** (Nominal Module Operating Temperature):  
Irradiance 800W/sqm, Ambient Temperature 20°C, AM 1.5, Wind Speed 1m/s

*Figura 4: Datasheet indicativo dei pannelli utilizzati in fase di progettazione del layout*

Si specifica che in fase di realizzazione dell'impianto verranno utilizzati moduli commerciabili di tipo TIER 1.

## 2.2 Strutture di supporto

L'impianto progettato si avvale di strutture fotovoltaiche sub verticali fisse che avranno un'altezza minima da terra di circa 3,10 m e un'altezza massima di circa 5,15 m, considerando un'inclinazione dei pannelli di 45° rispetto all'orizzontale. Saranno disposte inoltre secondo un orientamento est-ovest, in modo che i pilastri non interferisca con i sestri del vigneto sottostante e venga garantito il passaggio dei mezzi agricoli. Alcuni dei 92 lotti, ad oggi non vengono coltivati in quanto nella loro fase di riposo colturale. In questi lotti verranno inserite ugualmente le strutture fotovoltaiche sub verticali fisse sta volta con un'altezza minima fuori terra di 2,20 m e massima di 4,25 m, sostituendo il sistema a tendone per la coltivazione dell'uva, con un sistema a spalliera, posto sia tra le fila che al di sotto delle strutture orientate sempre in direzione est – ovest. Entrambe le strutture utilizzate all'interno del progetto rispettano l'altezza minima di 2,10 m, richiesta dal Requisito C delle Linee Guida ministeriali in materia di Impianti Agrivoltaici, del 27/06/2022, per consentire l'utilizzo di macchinari funzionali alla coltivazione. Tali strutture vengono appoggiate a pilastri di forma rettangolare ed infissi nel terreno ad una profondità variabile in funzione delle caratteristiche litologiche del suolo. In fase esecutiva le strutture proposte in questa fase possono essere sostituite da altri modelli, in relazione allo stato dell'arte della tecnologia al momento della realizzazione del Parco, con l'obiettivo di minimizzare l'impronta al suolo a parità di potenza installata.

Si tratta di una struttura metallica costituita essenzialmente da:

- Il corpo di sostegno disponibile come sostegno singolo o articolato a seconda del numero di moduli da applicare. La leggerezza dell'alluminio e la robustezza dell'acciaio raggiungono un'ottima combinazione e attraverso il profilo monoblocco vengono evitate ulteriori giunzioni suscettibili alla corrosione e alla maggiore applicazione;
- Le traverse sono rapportate alle forze di carico. Tutti i profili sono integrati da scanalature che permettono un facile montaggio. Le traverse sono fissate al sostegno con particolari morsetti.
- Le fondazioni costituite semplicemente da un profilato in acciaio zincato a caldo conficcato nel terreno disponibile in più lunghezze standard. La forma del profilo supporta ottimamente i carichi statici e dinamici. Rispetto ai profili laminati il risparmio di materiale è del 50%.

Sinteticamente i vantaggi della struttura utilizzata si possono così riassumere:

- Logistica
  - Alto grado di prefabbricazione;
  - Montaggio facile e veloce;
  - Componenti del sistema perfettamente integrati.
- Materiali
  - Materiale interamente metallico (alluminio/inox) con notevole aspettativa di durata;
  - Materiali altamente riciclabili;
  - Aspetto leggero dovuto alla forma dei profili ottimizzata.

- Costruzione
  - Facilità di installazione di moduli laminati o con cornice;
  - Possibilità di regolazione per terreni accidentati;
  - Facile e vantaggiosa integrazione con un sistema parafulmine.

Per l'elaborato specifico in cui sono riportate piante, prospetti e particolari della struttura si rimanda all'elaborato Tav.12\_Particolari costruttivi delle strutture fotovoltaiche.

La soluzione scelta ha come obiettivo certo l'implementazione di una logica innovativa che mediante semplici accorgimenti geometrico-strutturali permetta la migliore conduzione agricola possibile ottenendo dei più che soddisfacenti risultati in termini di producibilità specifica.

La soluzione SUBVERTICALE permette infatti di sfruttare al meglio la funzione dei moderni pannelli fotovoltaici bifacciali, ponendo l'accento ed ottimizzando la producibilità della faccia posteriore secondo i fenomeni ottico-geometrici meglio espressi negli articoli scientifici di seguito citati:

- **Optimization and Performance of Bifacial Solar Modules: A Global Perspective**
  - Xingshu Sun, Mohammad Ryyan Khan, Chris Deline, and Muhammad Ashraful Alam
    - Network of Photovoltaic Technology, Purdue University, West Lafayette, IN, 47907, USA
    - National Renewable Energy Laboratory, Golden, Colorado, 80401, USA
  
- **Analysis of the Impact of Installation Parameters and System Size on Bifacial Gain and Energy Yield of PV Systems**
  - Amir Asgharzadeh, Tomas Lubenow, Joseph Sink, Bill Marion, Chris Deline, Clifford Hansen, Joshua Stein, Fatima Toor
    - Electrical and Computer Engineering Department, The University of Iowa, Iowa City, IA, 52242, USA
    - National Renewable Energy Laboratory, Golden, CO, 80401, USA
    - Sandia National Laboratories, Albuquerque, NM, 87185, USA



*Figura 5: Rappresentazione della struttura di supporto*

## 2.3 Cavi BT

Le linee elettriche di bassa tensione in corrente continua, consentiranno di collegare le stringhe fotovoltaiche ai *Quadri di Parallelo Stringhe* (di seguito QPS), i quali, verranno dislocati sul campo in posizione quanto più possibile baricentrica, in modo tale da ottimizzare lo sviluppo delle linee e limitare le perdite di potenza attiva per effetto Joule.

Ciascuna delle linee menzionate, è stata dimensionata in funzione della massima corrente di stringa, incrementata cautelativamente del 25% per tenere conto dell'aumento della corrente di cortocircuito del modulo a causa di valori di irraggiamento superiori a 1000 W/m<sup>2</sup>.

Supponendo di utilizzare *cavi solari H1Z2Z2-K*, assumendo una lunghezza media di 25 m e nell'ottica di limitare le perdite di potenza attiva a valori non superiori all'1%, la sezione minima da adottare è quella da 10 mm<sup>2</sup>. La scelta adottata, tuttavia, potrà subire modifiche in fase di progettazione esecutiva.

Basse Tension Bassa Tensione		<b>H1Z2Z2-K</b>					Photovoltaïque Fotovoltaico	
Formation	Ø approx. conducteur	Épaisseur moyenne isolant	Épaisseur moyenne gaine	Ø approx. production	Poids approx. câble	Résistance électrique max à 20°C	Intensité admissible à l'air libre Portata di corrente in aria libera	
Formazione	Ø indicativo conduttore	Spessore medio isolante	Spessore medio guaina	Ø indicativo produzione	Peso indicativo cavo	Resistenza elettrica max a 20°C	Câble seul Singolo cavo 60°C	2 câbles adjacents 2 cavi adiacenti 60°C
n° x mm <sup>2</sup>	mm	mm	mm	mm	kg/km	ohm/km	A	A
1 x 1,5	1,5	0,7	0,8	4,7	34	13,7	30	24
1 x 2,5	2,1	0,7	0,8	5,2	47	8,21	40	33
1 x 4	2,5	0,7	0,8	5,8	58	5,09	55	44
1 x 6	3,0	0,7	0,8	6,5	80	3,39	70	70
1 x 10	4,0	0,7	0,8	7,9	127	1,95	95	95
1 x 16	5,0	0,7	0,9	8,8	180	1,24	130	107
1 x 25	6,2	0,9	1,0	10,6	270	0,795	180	142
1 x 35	7,6	0,9	1,1	12,0	360	0,565	220	176
1 x 50	8,9	1,0	1,2	14,1	515	0,393	280	221
1 x 70	10,5	1,1	1,2	15,9	720	0,277	350	278
1 x 95	12,5	1,1	1,3	17,7	915	0,210	410	333
1 x 120	13,7	1,2	1,3	19,8	1160	0,164	480	390
1 x 150	16,1	1,4	1,4	21,7	1460	0,132	566	453
1 x 185	17,7	1,6	1,6	24,1	1780	0,108	644	515
1 x 240	19,9	1,7	1,7	26,7	2310	0,082	775	620

Figura 6: scheda tecnica cavi solari H1Z2Z2-K

Per il collegamento dei QPS ai gruppi di conversione, verranno utilizzati cavi ordinari di bassa tensione FG7 0,6/1kV per posa interrata, dimensionati in funzione del numero di stringhe interconnesse.

Come riscontrabile dallo schema elettrico unifilare, a cui si rimanda per una maggiore comprensione, nel caso più sfavorevole si hanno n° 10 stringhe fotovoltaiche in parallelo, pertanto la corrente di impiego assunta ai fini del dimensionamento della linea è pari a:

$$I_B = 1,25 \sum_{i=1}^{10} I_{sc \text{ stringa}}$$

dove:

- $I_B$  è la corrente di impiego [A];
- $i$  è il numero di stringhe collegate afferenti al QPS;
- $I_{max \text{ stringa}}$  è la corrente massima di stringa incrementata cautelativamente del 25%;
- 1,25 è un coefficiente di sicurezza applicato ai fini del calcolo della massima corrente transitante nella linea oggetto di dimensionamento.

Sostituendo i valori, si ottiene:

$$I_B = (1,25 \times 17,55 \times 10) = 220 \text{ A}$$

Ai fini della scelta della sezione, è stato applicato il criterio termico, in base al quale il cavo, nelle condizioni di posa previste dal progetto, deve avere una portata non inferiore alla corrente di impiego del circuito. Considerando che le linee BT in esame, condivideranno la trincea di scavo, applicando un coefficiente correttivo della portata  $K_4$  pari a 0,85 (gli altri fattori correttivi sono stati assunti unitari), la prima sezione commerciale che consente di soddisfare il vincolo imposto dal criterio di dimensionamento applicato è quella da 150 mm<sup>2</sup>. Tuttavia, la scelta adottata potrà subire variazioni in fase di progettazione esecutiva.

Considerando una lunghezza media di 250 m, è stata calcolata la caduta di tensione verificando che questa risulti inferiore al 4%, ottenendo esito positivo.

Numero conduttori	Sezione nominale	Diametro indicativo conduttore	Spessore medio isolante	Diametro est. indicativo di produzione	Peso indicativo del cavo	Resistenza elettrica a 20°C	Portate di corrente	
							20°C Interrato	30° In tubo o in aria
Cores number	Cross section	Approx conductor diameter	Insulation medium thickness	Approx external production diameter	Approx cable weight	Electric resistance at 20°C	Current carrying capacities	
(N°)	(mm²)	(mm)	(mm)	(mm)	(kg/km)	(Ohm/km)	20°C In ground	30° In air or pipe
Unipolare / Single core								
1x	1.5	1.6	0.7	6.05	51	13.3	21	20
1x	2.5	2	0.7	6.50	63	7.98	27	28
1x	4	2.6	0.7	7.15	82	4.95	35	37
1x	6	3.4	0.7	7.50	101	3.3	44	48
1x	10	4.4	0.7	7.99	152	1.91	59	66
1x	16	5.7	0.7	9.10	211	1.21	77	88
1x	25	6.9	0.9	10.40	301	0.78	100	117
1x	35	8.1	0.9	11.70	396	0.554	121	144
1x	50	9.8	1	14.05	556	0.386	150	175
1x	70	11.6	1.1	15.90	761	0.272	184	222
1x	95	13.3	1.1	17.59	991	0.206	217	269
1x	120	15.1	1.2	19.90	1219	0.161	259	312
1x	150	16.8	1.4	22.01	1517	0.129	287	355
1x	185	18.6	1.6	24.20	1821	0.106	323	417
1x	240	21.4	1.7	26.88	2366	0.0801	379	490
1x	300	23.9	1.8	31.70	2947	0.0641	429	-
1x	400	27.5	2	35.10	3870	0.0486	541	-

**Figura 7: scheda tecnica cavi BT**

## 2.4 Quadri parallelo stringhe

I quadri di parallelo stringhe QPS hanno la funzione di collegare in parallelo le varie stringhe di moduli.

I QPS verranno montati direttamente sulle strutture di supporto dei moduli e saranno equipaggiati con le seguenti apparecchiature:

- N. 1 IMS con fusibile per ciascuna stringa;
- N. 1 diodo di blocco per ciascuna stringa;
- N.1 sezionatore sotto carico;
- N.1 scaricatore allo stato solido da 800Vca per ogni polo.

La struttura dei QPS sarà in resina autoestinguente con portina frontale trasparente montata su cerniere e munita di battuta in neoprene. Ciascun quadro sarà provvisto di staffe di ancoraggio e di ingressi e uscite cavi muniti di pressacavo.

Tutte le apparecchiature saranno accessibili singolarmente per il controllo e l'eventuale asportazione senza necessità di rimuovere quelle adiacenti; le sbarre di collegamento saranno di rame elettrolitico e i cavi unipolari di sezione opportuna.

La morsettiera generata conterrà uno o più contatti dell'impianto di terra, dove saranno collegate tutte le parti metalliche facenti parte del quadro stesso.

I quadri, adatti per l'installazione all'esterno, avranno le seguenti caratteristiche:

- a) materiale antiurto ed autoestinguento;
- b) inalterabilità per temperatura -10 / +50 °C;
- c) grado di protezione IP 65.

I suddetti quadri di campo realizzano il sezionamento ed il parallelo delle stringhe dei moduli provenienti dal campo fotovoltaico.

Esse disporranno al loro interno dell'elettronica necessaria per il cablaggio nonché protezione contro scariche provocate da fulmini e rotture dei moduli stessi. Dalle cassette di derivazione partiranno i cavi di collegamento (rivestiti in pvc o in gomma) fino al locale di conversione in cui sono contenuti gli inverter. Tutti i cavi utilizzati sono rispondenti alla norma CEI 20-22.

## 2.5 Locali Conversione-Trasformazione

I locali di conversione e trasformazione atti ad alloggiare ognuno:

- N.2 Inverter Centralizzati e N.2 Trasformatori in resina AT/BT

Saranno costituiti da container da 40' del tipo High-cube, di dimensioni 12,19x2,44x2,9 m (L x l x h):



*Figura 8: locali di conversione dell'energia elettrica di tipo container*

Nel dettaglio saranno presenti nell'impianto 10 container da 40' del tipo High-cube per la conversione e trasformazione.

Oltre a Due come cabina di raccolta e Quattro come locali tecnici (come riscontrabile in layout d'impianto).

## 2.5.1 Inverter

In fase di progettazione definitiva, sono stati scelti inverter centralizzati **Sunny Central 2500-EV** ad ognuno dei quali confluirà il relativo quadro di parallelo. Caratteristiche dell'inverter:

Technical Data	Sunny Central 2500-EV	Sunny Central 2750-EV	Sunny Central 3000-EV
<b>Input (DC)</b>			
MPP voltage range $V_{DC}$ (at 25 °C / at 35 °C / at 50 °C)	850 V to 1425 V / 1200 V / 1200 V	875 V to 1425 V / 1200 V / 1200 V	956 V to 1425 V / 1200 V / 1200 V
Min. input voltage $V_{DC, min}$ / Start voltage $V_{DC, start}$	778 V / 928 V	849 V / 999 V	927 V / 1077 V
Max. input voltage $V_{DC, max}$	1500 V	1500 V	1500 V
Max. input current $I_{DC, max}$ (at 25 °C / at 50 °C)	3200 A / 2956 A	3200 A / 2956 A	3200 A / 2970 A
Max. short-circuit current rating	6400 A	6400 A	6400 A
Number of DC inputs	32	32	32
Max. number of DC cables per DC input (for each polarity)	2 x 800 kcmil, 2 x 400 mm <sup>2</sup>	2 x 800 kcmil, 2 x 400 mm <sup>2</sup>	2 x 800 kcmil, 2 x 400 mm <sup>2</sup>
Integrated zone monitoring	○	○	○
Available DC fuse sizes (per input)	200 A, 250 A, 315 A, 350 A, 400 A, 450 A, 500 A		
<b>Output (AC)</b>			
Nominal AC power at $\cos \varphi = 1$ (at 35 °C / at 50 °C)	2500 kVA / 2250 kVA	2750 kVA / 2500 kVA	3000 kVA / 2700 kVA
Nominal AC power at $\cos \varphi = 0.8$ (at 35 °C / at 50 °C)	2000 kW / 1800 kW	2200 kW / 2000 kW	2400 kW / 2160 kW
Nominal AC current $I_{AC, nom} = \text{Max. output current } I_{AC, max}$	2624 A	2646 A	2646 A
Max. total harmonic distortion	< 3% at nominal power	< 3% at nominal power	< 3% at nominal power
Nominal AC voltage / nominal AC voltage range <sup>1) 8)</sup>	550 V / 440 V to 660 V	600 V / 480 V to 690 V	655 V / 524 V to 721 V <sup>9)</sup>
AC power frequency	50 Hz / 47 Hz to 53 Hz 60 Hz / 57 Hz to 63 Hz		
Min. short-circuit ratio at the AC terminals <sup>10)</sup>	> 2		
Power factor at rated power / displacement power factor adjustable <sup>8) 11)</sup>	● 1 / 0.8 overexcited to 0.8 underexcited ○ 1 / 0.0 overexcited to 0.0 underexcited		
<b>Efficiency</b>			
Max. efficiency <sup>2)</sup> / European efficiency <sup>2)</sup> / CEC efficiency <sup>2)</sup>	98.6% / 98.3% / 98.0%	98.7% / 98.5% / 98.5%	98.8% / 98.6% / 98.5%
<b>Protective Devices</b>			
Input-side disconnection point	DC load-break switch		
Output-side disconnection point	AC circuit breaker		
DC overvoltage protection	Surge arrester, type I		
AC overvoltage protection (optional)	Surge arrester, class I		
Lightning protection (according to IEC 62305-1)	Lightning Protection Level III		
Ground-fault monitoring / remote ground-fault monitoring	○ / ○		
Insulation monitoring	○		
Degree of protection: electronics / air duct / connection area (as per IEC 60529)	IP65 / IP34 / IP34		
<b>General Data</b>			
Dimensions (W / H / D)	2780 / 2318 / 1588 mm (109.4 / 91.3 / 62.5 inch)		
Weight	< 3400 kg / < 7496 lb		
Self-consumption (max. <sup>4)</sup> / partial load <sup>5)</sup> / average <sup>6)</sup>	< 8100 W / < 1800 W / < 2000 W		
Self-consumption (standby)	< 370 W		
Internal auxiliary power supply	Integrated 8.4 kVA transformer		
Operating temperature range <sup>8)</sup>	-25 to 60 °C / -13 to 140 °F		
Noise emission <sup>7)</sup>	67.8 dB(A)		
Temperature range (standby)	-40 to 60 °C / -40 to 140 °F		
Temperature range (storage)	-40 to 70 °C / -40 to 158 °F		
Max. permissible value for relative humidity (condensing / non-condensing)	95% to 100% (2 month / year) / 0% to 95%		

Figura 9: datasheet inverter scelti in fase di progettazione definitiva

## 2.6 Dispositivi di generatore DDG

La configurazione impiantistica adottata prevede la presenza di n°20 dispositivi di generatore la cui apertura, comandata da un apposito sistema di protezione, determina la separazione del gruppo di generazione dalla rete, consentendo all'impianto stesso l'eventuale funzionamento in isola sui carichi privilegiati.

## 2.7 Trasformatori AT/BT

Per poter immettere l'energia elettrica prodotta dalla centrale fotovoltaica in Rete, è necessario innalzare il livello della tensione del generatore fotovoltaico a 36 kV.

Per conseguire questo obiettivo saranno utilizzati appositi trasformatori elevatori AT/BT.

Tenendo conto della potenza nominale della centrale fotovoltaica e della potenza in immissione concessa dal Gestore, dato il livello di tensione prescritto:

N° 10 trasformatori AT/BT, uno per ogni sottocampo, aventi le seguenti caratteristiche:

- $A_n = 5000 \text{ kVA}$ ;
- $V_{1n} = 0,55 \text{ kV}$ ;
- $V_{2n} = 36 \text{ kV}$ ;

Per ciascun sottocampo è previsto l'utilizzo di un *trasformatore di potenza isolato in resina*, dimensionato in funzione della potenza nominale dell'inverter sotteso. Come riscontrabile dallo schema elettrico unifilare, è previsto l'utilizzo di trasformatori di potenza da 5000 kVA, le cui caratteristiche tecniche sono deducibili dalla scheda tecnica di seguito allegata.

Power kVA	Uk * %	P <sub>s</sub> W	P <sub>cc</sub> * W	I <sub>s</sub> %	LwA dB(A)	LpA dB(A)	A mm	B mm	C mm	D mm	Wheel mm	Weight Kg
50	6	200	1700	1,2	49	37	940	670	1055	520	125	620
100	6	280	2050	0,9	51	39	1250	670	1175	520	125	740
160	6	400	2900	0,75	54	41	1250	670	1175	520	125	980
200	6	450	3300	0,7	56	43	1250	670	1285	520	125	1080
250	6	520	3800	0,68	57	44	1330	670	1320	520	125	1230
315	6	610	4530	0,67	59	46	1330	820	1320	670	125	1360
400	6	750	5500	0,65	60	47	1360	820	1440	670	125	1610
500	6	900	6410	0,64	61	48	1360	820	1500	670	125	1720
630	6	1100	7600	0,63	62	48	1440	820	1650	670	125	1980
800	6	1300	8000	0,6	64	50	1570	1000	1680	820	125	2540
1000	6	1550	9000	0,59	65	51	1680	1000	1850	820	125	2960
1250	6	1800	11000	0,58	67	53	1680	1000	1980	820	150	3270
1600	6	2200	13000	0,56	68	53	1860	1050	2190	820	150	4190
2000	6	2600	16000	0,55	70	55	2010	1300	2380	1070	200	5390
2500	6	3100	19000	0,53	71	56	2100	1300	2425	1070	200	6450
3150	7	3800	22000	0,51	74	59	2190	1300	2425	1070	200	7100
4000	7	5800	26400	0,51	81	65	2310	1300	2485	1070	200	8410
5000	7	7100	33100	0,51	83	67	2490	1300	2665	1070	200	10210

Figura 10: datasheet inverter scelti in fase di progettazione definitiva

Ciascun trasformatore verrà collegato al quadro elettrico generale di bassa tensione con cavi FG7OR 0,6/1 kV, o condotti sbarre, dimensionati per portare almeno la corrente nominale dell'avvolgimento BT del trasformatore.

## **2.8 Linee elettriche a 36 kV in Cavo interrato di collegamento tra il quadro elettrico in cabina di raccolta ed i trasformatori**

Le linee elettriche saranno derivate, ognuna, dal proprio *scomparto partenza linea* del quadro elettrico generale previsto all'interno del Locale di Raccolta ed avranno le seguenti caratteristiche:

### **2.7.1 Linea elettrica a 36 kV n° 1**

Per le ipotesi progettuali adottate, la linea elettrica a 36 kV n° 1 alimenta in entra-esce i primi quattro locali di conversione e trasformazione.

Per il dimensionamento elettrico è stato applicato il criterio termico, ipotizzando, in questa fase della progettazione, delle condizioni di posa e di installazione di tipo standard:

- cavi posati direttamente nel terreno (posa diretta);
- profondità di posa di 1,2 m;
- resistività termica del terreno 1°C m/W;

Per la valutazione della corrente di impiego della linea, si è fatto riferimento alla *condizione di carico più gravosa*, la quale prevede la contemporanea erogazione della potenza apparente nominale da parte dei trasformatori.

Sotto queste ipotesi, l'espressione che consente di calcolare la corrente di impiego è la seguente:

$$I_B = \frac{\sum_{i=1} A_{ni}}{\sqrt{3} \times V_n}$$

dove:

- $I_B$  è la corrente di impiego da assumere come riferimento ai fini del dimensionamento della linea;
- $A_{ni}$  è la potenza apparente della Power Station i-esima, in kVA;
- $V_n$  è la tensione nominale della linea, in kV.

Sostituendo i valori si ottiene:

$$I_B = \frac{\sum_{i=1}^4 Ani}{\sqrt{3} \times Vn} = \frac{20000 \times 10^3}{\sqrt{3} \times 36 \times 10^3} \approx 322 \text{ A}$$

Sulla base della corrente di impiego e dei calcoli di verifica (affrontati nella relazione di dettaglio) la prima sezione commerciale utile è quella da 300 mm<sup>2</sup>. Tuttavia, non conoscendo a priori il valore della resistività elettrica del terreno, considerando che questa influisce sulla portata del cavo, la scelta adottata andrà verificata in fase di progettazione esecutiva.

Le caratteristiche del cavo scelto sono di seguito riportate:

- S = 3 x (1x300) mm<sup>2</sup>;
- Izo = 526 A;
- U = 36 kV;
- ARE4H5EX;

Per i calcoli di dimensionamento e di verifica dei cavi, si rimanda alla relazione tecnica "dimensionamento cavi e verifica della c.d.t."

La presenza dei cavi sarà segnalata attraverso un nastro di segnalazione posato a 20 cm al di sopra dei corrugati.

Per maggiori dettagli sul tracciato e sulle modalità di posa, si rimanda alle tavole di progetto allegate.

### 2.7.2 Linea elettrica a 36 kV n° 2

Per le ipotesi progettuali adottate, la linea elettrica a 36 kV n° 2 alimenta in entra-esce le cabine di conversione e trasformazione 5 e 6 con potenza nominale di 5000 kVA.

Per il dimensionamento elettrico è stato applicato il criterio termico, ipotizzando, in questa fase della progettazione, delle condizioni di posa e di installazione di tipo standard:

- cavi posati direttamente nel terreno (posa diretta);
- profondità di posa di 1,2 m;
- resistività termica del terreno 1°C m/W;

Per la valutazione della corrente di impiego della linea, si è fatto riferimento alla *condizione di carico più gravosa*, la quale prevede la contemporanea erogazione della potenza apparente nominale da parte dei trasformatori.

Sotto queste ipotesi, l'espressione che consente di calcolare la corrente di impiego è la seguente:

$$I_B = \frac{\sum_{i=1} Ani}{\sqrt{3} \times Vn}$$

dove:

- $I_B$  è la corrente di impiego da assumere come riferimento ai fini del dimensionamento della linea;
- $A_{ni}$  è la potenza apparente della Power Station i-esima, in kVA;
- $Vn$  è la tensione nominale della linea, in kV.

Sostituendo i valori si ottiene:

$$I_B = \frac{\sum_{i=1}^2 Ani}{\sqrt{3} \times Vn} = \frac{(10000) \times 10^3}{\sqrt{3} \times 36 \times 10^3} \approx 161 \text{ A}$$

Sulla base della corrente di impiego e dei calcoli di verifica (affrontati nella relazione di dettaglio) la prima sezione commerciale utile è quella da 185 mm<sup>2</sup>. Tuttavia, non conoscendo a priori il valore della resistività elettrica del terreno, considerando che questa influisce sulla portata del cavo, la scelta adottata andrà verificata in fase di progettazione esecutiva.

Le caratteristiche del cavo scelto sono di seguito riportate:

- $S = 3 \times (1 \times 185) \text{ mm}^2$ ;
- $I_{zo} = 405 \text{ A}$ ;
- $U = 36 \text{ kV}$ ;
- ARE4H5EX;

Per i calcoli di dimensionamento e di verifica dei cavi, si rimanda alla relazione tecnica “dimensionamento cavi e verifica della c.d.t.”.

La presenza dei cavi sarà segnalata attraverso un nastro di segnalazione posato a 20 cm al di sopra dei corrugati.

Per maggiori dettagli sul tracciato e sulle modalità di posa, si rimanda alle tavole di progetto allegate.

### **2.7.3 Linea elettrica a 36 kV n° 3**

Per le ipotesi progettuali adottate, la linea elettrica a 36 kV n° 3 alimenta in entra-esce i trasformatori 7 e 8 con potenza nominale di 5000 kVA.

Per il dimensionamento elettrico è stato applicato il criterio termico, ipotizzando, in questa fase della progettazione, delle condizioni di posa e di installazione di tipo standard:

- cavi posati direttamente nel terreno (posa diretta);
- profondità di posa di 1,2 m;
- resistività termica del terreno  $1^\circ\text{C m/W}$ ;

Per la valutazione della corrente di impiego della linea, si è fatto riferimento alla *condizione di carico più gravosa*, la quale prevede la contemporanea erogazione della potenza apparente nominale da parte dei trasformatori.

Sotto queste ipotesi, l'espressione che consente di calcolare la corrente di impiego è la seguente:

$$I_B = \frac{\sum_{i=1}^n A_{ni}}{\sqrt{3} \times V_n}$$

dove:

- $I_B$  è la corrente di impiego da assumere come riferimento ai fini del dimensionamento della linea;
- $A_{ni}$  è la potenza apparente della Power Station  $i$ -esima, in kVA;

- $V_n$  è la tensione nominale della linea, in kV.

Sostituendo i valori si ottiene:

$$I_B = \frac{\sum_{i=1}^2 Ani}{\sqrt{3} \times V_n} = \frac{(10000) \times 10^3}{\sqrt{3} \times 36 \times 10^3} \approx 161 \text{ A}$$

Sulla base della corrente di impiego e dei calcoli di verifica (affrontati nella relazione di dettaglio) la prima sezione commerciale utile è quella da 400 mm<sup>2</sup>. Tuttavia, non conoscendo a priori il valore della resistività elettrica del terreno, considerando che questa influisce sulla portata del cavo, la scelta adottata andrà verificata in fase di progettazione esecutiva.

Le caratteristiche del cavo scelto sono di seguito riportate:

- $S = 3 \times (1 \times 185) \text{ mm}^2$ ;
- $I_{zo} = 405 \text{ A}$ ;
- $U = 36 \text{ kV}$ ;
- ARE4H5EX;

Per i calcoli di dimensionamento e di verifica dei cavi, si rimanda alla relazione tecnica “dimensionamento cavi e verifica della c.d.t.”.

La presenza dei cavi sarà segnalata attraverso un nastro di segnalazione posato a 20 cm al di sopra dei corrugati.

Per maggiori dettagli sul tracciato e sulle modalità di posa, si rimanda alle tavole di progetto allegate.

#### 2.7.4 Linea elettrica a 36 kV n° 4

Per le ipotesi progettuali adottate, la linea elettrica a 36 kV n° 4 alimenta in entra-esce i trasformatori 9 e 10 con potenza nominale di 5000 kVA.

Per il dimensionamento elettrico è stato applicato il criterio termico, ipotizzando, in questa fase della progettazione, delle condizioni di posa e di installazione di tipo standard:

- cavi posati direttamente nel terreno (posa diretta);
- profondità di posa di 1,2 m;
- resistività termica del terreno 1°C m/W;

Per la valutazione della corrente di impiego della linea, si è fatto riferimento alla *condizione di carico più gravosa*, la quale prevede la contemporanea erogazione della potenza apparente nominale da parte dei trasformatori.

Sotto queste ipotesi, l'espressione che consente di calcolare la corrente di impiego è la seguente:

$$I_B = \frac{\sum_{i=1}^n A_{ni}}{\sqrt{3} \times V_n}$$

dove:

- $I_B$  è la corrente di impiego da assumere come riferimento ai fini del dimensionamento della linea;
- $A_{ni}$  è la potenza apparente della Power Station i-esima, in kVA;
- $V_n$  è la tensione nominale della linea, in kV.

Sostituendo i valori si ottiene:

$$I_B = \frac{\sum_{i=1}^2 A_{ni}}{\sqrt{3} \times V_n} = \frac{(10000) \times 10^3}{\sqrt{3} \times 36 \times 10^3} \approx 161 \text{ A}$$

Sulla base della corrente di impiego e dei calcoli di verifica (affrontati nella relazione di dettaglio) la prima sezione commerciale utile è quella da 300 mm<sup>2</sup>. Tuttavia, non conoscendo a priori il valore della resistività elettrica del terreno, considerando che questa influisce sulla portata del cavo, la scelta adottata andrà verificata in fase di progettazione esecutiva.

Le caratteristiche del cavo scelto sono di seguito riportate:

- $S = 3 \times (1 \times 185) \text{ mm}^2$ ;
- $I_{zo} = 405 \text{ A}$ ;
- $U = 36 \text{ kV}$ ;
- ARE4H5EX;

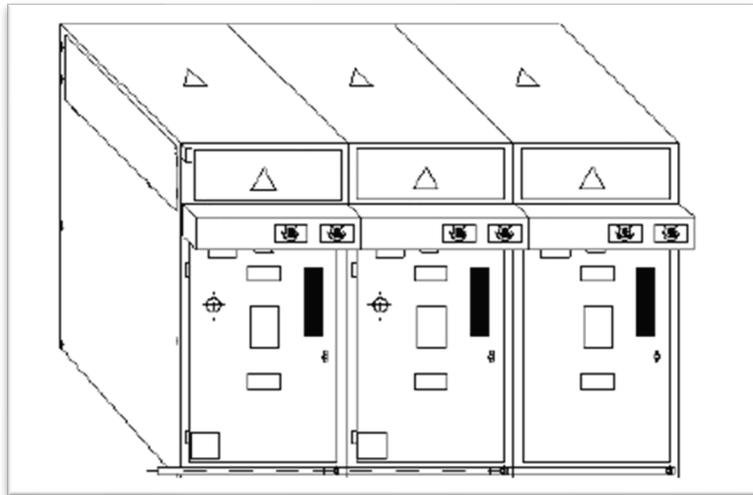
Per i calcoli di dimensionamento e di verifica dei cavi, si rimanda alla relazione tecnica “dimensionamento cavi e verifica della c.d.t.”.

La presenza dei cavi sarà segnalata attraverso un nastro di segnalazione posato a 20 cm al di sopra dei corrugati.

Per maggiori dettagli sul tracciato e sulle modalità di posa, si rimanda alle tavole di progetto allegate.

## 2.9 Quadro elettrico in cabina di Raccolta

All'interno della cabina di raccolta è presente il quadro elettrico dimensionato per 36 kV, di tipo protetto, costituito da scomparti dimensionati per reti con corrente di cortocircuito pari a 16 kA e predisposti per essere accoppiati tra loro in modo da costituire un'unica apparecchiatura.

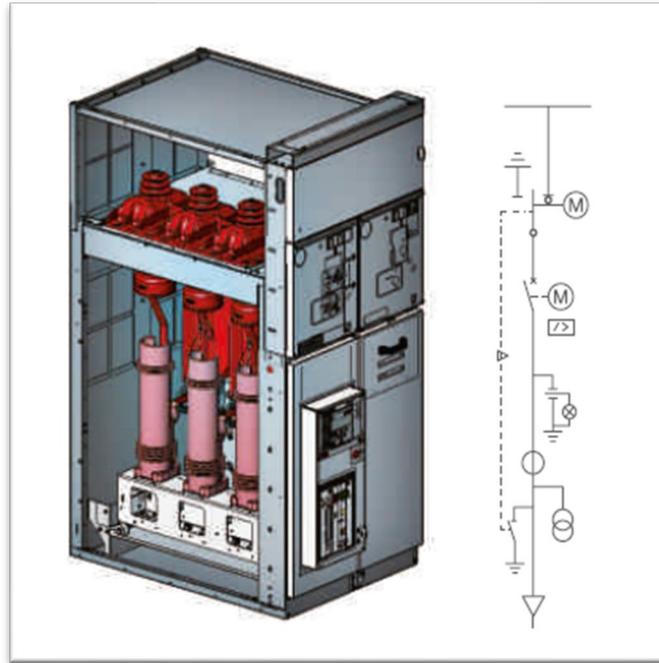


*Figura 11: immagine indicativa di scomparti 36kV isolati in aria*

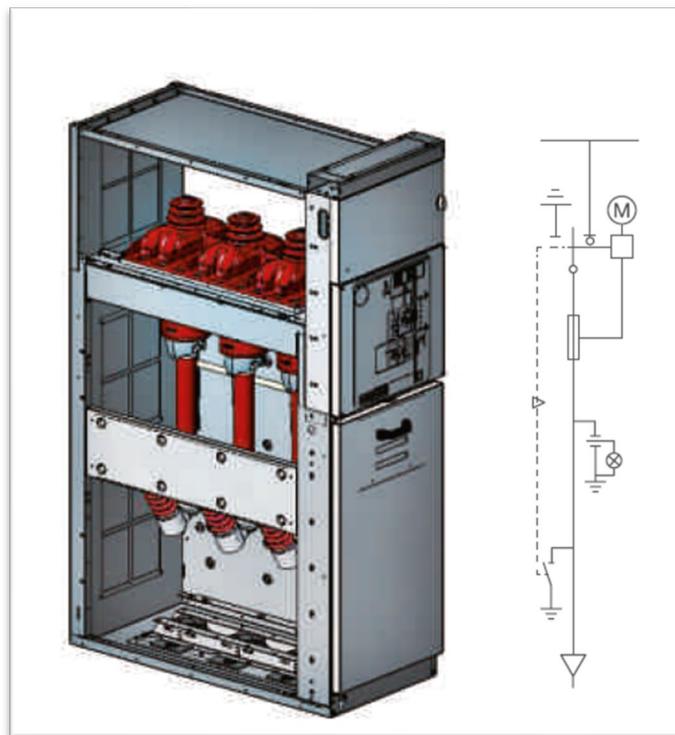
Come facilmente riscontrabile dallo schema elettrico unifilare, gli scomparti previsti sono quelli di seguito elencati:

- N° 1 scomparto partenza linea verso la Stazione Elettrica Terna, costituito da un sezionatore di linea con a valle un interruttore asservito da un sistema di protezione generale;
- N° 4 scomparti partenza linea verso il campo fotovoltaico, ciascuno costituito da un sezionatore con a valle un interruttore, asservito da protezione di massima corrente, massima corrente omopolare, protezione direzionale di terra e protezione di interfaccia;
- N° 1 scomparto protezione trasformatore servizi ausiliari, costituito da un interruttore di manovra sezionatore con fusibile, a protezione del trasformatore installato all'interno della stessa cabina e attraverso cui verranno alimentati i servizi ausiliari di cabina.

di cui vengono riportati, a titolo illustrativo e non esaustivo, le immagini:



**Figura 12: scomparto partenza linea**



**Figura 13: Scomparto protezione trasformatore servizi ausiliari**

Tutti gli scomparti sono stati dimensionati per reti con corrente di cortocircuito pari a 16 kA e con riferimento alla tensione nominale di 36 kV.

## **2.10 Dorsale a 36 kV di collegamento con la futura sezione a 36 kV della Stazione Elettrica di Trasformazione di Chiaramonte Gulfi**

L'impianto di produzione verrà collegato in antenna con la sezione a 36 kV della futura Stazione Elettrica di Trasformazione della RTN di Chiaramonte Gulfi, a mezzo di una dorsale in cavo interrato a 36 kV su tracciato di pertinenza stradale pubblica.

In questo contesto, vengono riportate le caratteristiche elettriche della linea, rimandando alla relazione tecnica specialistica "*Dimensionamento linee elettriche in cavo interrato a 36 kV*" per maggiori dettagli sui criteri di dimensionamento e di verifica applicati:

- Tipologia di cavo: *ARE4H5EX*;
- Formazione:  $2 \times [3 \times (1 \times 630)] \text{ mm}^2$ ;
- Lunghezza: circa 3,6 km circa.

## **2.11 Quadri servizi ausiliari**

È prevista l'installazione di due quadri elettrici di bassa (uno per ogni cabina di raccolta) tensione da cui verranno derivate le linee elettriche per l'alimentazione dei servizi ausiliari. Il quadro in oggetto, sarà equipaggiato con interruttori automatici di tipo magnetotermico-differenziale a protezione delle singole derivazioni e un interruttore generale di tipo magnetotermico.

Vi sono inoltre 13 Trasformatori Servizi ausiliari da 100 kVA con altrettanti quadri, ognuno abbinato al locale di conversione e trasformazione di riferimento, dislocati nell'impianto.

## **2.12 Gruppi di misura dell'energia**

È prevista l'installazione di:

- N.24 gruppi di misura dell'energia elettrica prodotta dai campi fotovoltaici;
- N.15 gruppi di misura attraverso cui contabilizzare l'energia elettrica assorbita dai servizi ausiliari dislocati nell'intero impianto;
- N. 2 gruppo di misura di tipo bi-direzionale uno per ogni cabina di raccolta per contabilizzare l'energia elettrica scambiata con la rete. Il gruppo di misura bi-direzionale sarà collocato in uno scomparto della cabina di raccolta e verrà collegato al trasformatore amperometrico ed al trasformatore voltmetrico all'interno dello Risalita Cavi;

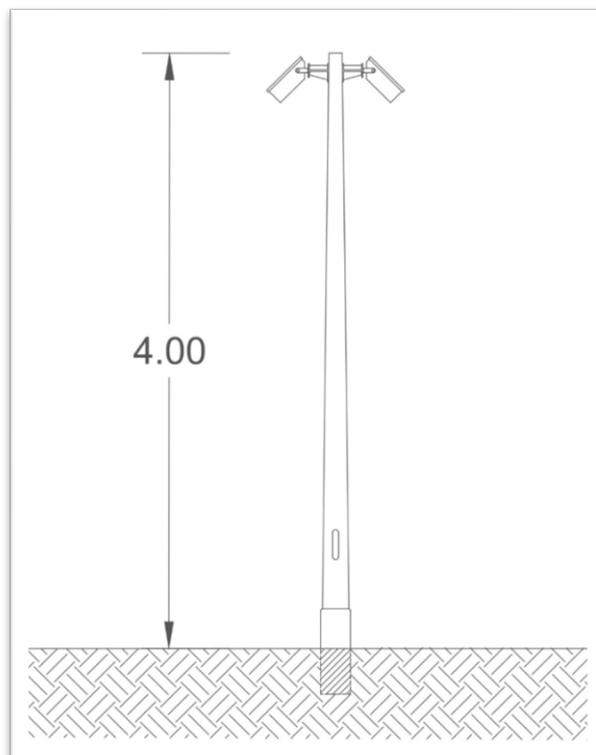
## 2.13 Servizi ausiliari di impianto

I servizi di cabina e i servizi ausiliari dell'impianto (relè di protezione, impianto di illuminazione, etc...), saranno alimentati attraverso trasformatori "servizi ausiliari" dedicati, installati in appositi locali tecnici e dimensionati in funzione dei carichi da alimentare.

All'interno delle varie cabine di trasformazione e locali tecnici previsti, verranno garantiti i seguenti servizi:

- impianto di ventilazione forzata attivato con termostato;
- n. 2 plafoniere 1x36W tutte dotate di kit di emergenza autonomia minima 180 minuti;
- n.2 prese industriali di tipo industriale interbloccate 2P+T e 3P+T da 16;
- n.1 sistema di supervisione e controllo con interfaccia GPRS.

È previsto inoltre un impianto di videosorveglianza con telecamere collegate ad una postazione centrale di videoregistrazione ed archiviazione delle immagini. Il sistema di **videosorveglianza** sarà montato su pali di acciaio zincato fissati al suolo con plinto di fondazione in calcestruzzo. I pali avranno un'altezza massima di 4 metri e saranno dislocati lungo il perimetro dell'impianto e le termocamere saranno fissate alla sommità degli stessi. In modo da avere la visione completa del perimetro dell'impianto e la visione completa di tutto l'interno dell'impianto (visione dei pannelli).



*Figura 14: sostegno per impianto di illuminazione*

Il complesso di video registrazione sarà dotato di gruppo di continuità da 10 kVA in grado di alimentare il videoregistratore, lo switch ed il trasmettitore satellitare per almeno 2 ore ed all'interno è dotato di Hard disk in modo da poter archiviare le immagini in continua, per più tempo in funzione della dimensione dell'Hard Disk.

La registrazione delle immagini deve essere a ciclo continuo, ed il sistema deve permettere l'archiviazione di immagini relative a due settimane solari.

Il software di gestione della videosorveglianza da remoto è in grado di:

- Gestire diversi monitor per diversi impianti;
- Condividere il monitor per la visione contemporanea di diverse telecamere di un singolo impianto;
- Consentire la visione delle immagini registrate;
- Gestire la registrazione sia manuale che su evento.

## **2.14 Valutazione delle prestazioni degli impianti fotovoltaici in fase di avvio dell'impianto**

La valutazione delle prestazioni degli impianti fotovoltaici in fase di avvio dell'impianto viene effettuata o in termini di energia (con misure relative ad un dato periodo) o in termini di potenza (con misure istantanee) con le modalità di seguito indicate.

### **2.14.1 Valutazione delle prestazioni in energia**

La verifica prestazionale degli impianti fotovoltaici in fase di avvio dell'impianto viene effettuata in termini di energia valutando l'indice di prestazione PR (o indice di prestazione in energia, corretto in temperatura).

L'indice di prestazione PR evidenzia l'effetto complessivo delle perdite sull'energia generata in corrente alternata dall'impianto fotovoltaico, dovute allo sfruttamento incompleto della radiazione solare, al rendimento di conversione dell'inverter e alle inefficienze o guasti dei componenti (inclusi il disaccoppiamento fra le stringhe e gli eventuali ombreggiamenti sui moduli).

In analogia al PR indicato nella Norma CEI EN 61724, espresso come nell'equazione, si definisce il PRe come segue:

$$Pre = Eca / Eca\_producibile (Hi, Pn, Tcel)$$

dove:

Eca producibile ( $H_i, P_n, T_{cel}$ ) è l'energia producibile in corrente alternata, determinata in funzione della radiazione solare incidente sul piano dei moduli ( $H_i$ ), della potenza nominale dell'impianto ( $P_n$ ) e della temperatura di funzionamento della cella fotovoltaica ( $T_{cel}$ ).

### 2.14.2 Valutazione delle prestazioni in potenza

La verifica prestazionale degli impianti fotovoltaici in fase di avvio dell'impianto viene effettuata in termini di potenza valutando l'indice di prestazione PRp (o indice di prestazione in potenza, corretto in temperatura).

L'indice di prestazione PRp evidenzia l'effetto complessivo delle perdite sulla potenza generata in corrente alternata dall'impianto fotovoltaico, dovute allo sfruttamento incompleto dell'irraggiamento solare, al rendimento di conversione dell'inverter e alle inefficienze o guasti dei componenti (inclusi il disaccoppiamento fra le stringhe e gli eventuali ombreggiamenti sui moduli).

Analogamente all'espressione, la verifica delle prestazioni in potenza di un impianto fotovoltaico è effettuata controllando che siano soddisfatti i seguenti vincoli nelle condizioni di funzionamento sotto riportate:

$$PRp = P_{ca} / P_{ca\_producibile\_}(G_p, P_n, T_{cel}) = P_{ca} / (R_{fv}^2 \times G_p / G_{stc} \times P_n) > 0,78 \text{ se } P_{inv} \leq 20 \text{ kW}$$

$$0,80 \text{ se } P_{inv} > 20 \text{ kW}$$

Dove:

- $R_{fv}^2$  è calcolato secondo l'espressione;
- $P_{inv}$  è la potenza nominale dell'inverter.

Le condizioni di funzionamento dell'impianto fotovoltaico per la verifica dell'indice prestazionale PRp in fase di avvio dell'impianto sono le seguenti:

- Irraggiamento sul piano dei moduli ( $G_p$ ) superiore a 600 W/m<sup>2</sup>;
- Velocità del vento non rilevante, in riferimento al solarimetro utilizzato;
- Rete del distributore disponibile;
- In servizio tutti gli inverter dell'impianto o della sezione in esame.

La verifica dell'indice prestazionale PRp viene effettuata operando su tutto l'impianto, se tutte le sue sezioni hanno caratteristiche identiche, o su sezioni dello stesso caratterizzate da:

- Stessa inclinazione e orientazione dei moduli;
- Stessa classe di potenza dell'inverter ( $P_{inv} > 20 \text{ kW}$  o  $P_{inv} \leq 20 \text{ kW}$ );
- Stessa tipologia di modulo (e quindi stesso valore del coefficiente di temperatura di potenza);
- Stessa tipologia di installazione dei moduli (e quindi analoga  $T_{cel}$ ).

## **3. SICUREZZA ELETTRICA**

### **3.1 Protezione dalle sovracorrenti**

Per la protezione delle linee elettriche di bassa tensione dalle sovracorrenti, è previsto l'utilizzo di interruttori automatici dotati di sganciatore termico e magnetico, le cui caratteristiche sono state opportunamente coordinate con quelle del cavo da proteggere attraverso il rispetto delle prescrizioni della Norma CEI 64-8:

$$I_b \leq I_n \leq I_z$$

$$I^2 t \leq K^2 S^2$$

dove:

- $I_b$  è la corrente di impiego della linea;
- $I_n$  è la corrente nominale dell'interruttore;
- $I_z$  è la portata del cavo;
- $I$  è il valore della corrente di cortocircuito nel punto di installazione dell'interruttore;
- $t$  è il tempo di intervento del dispositivo in occasione di guasto;
- $K$  è un coefficiente che dipende dal tipo di cavo utilizzato.

Il rispetto della prima condizione assicura la protezione contro il sovraccarico, mentre per la protezione contro gli effetti termici prodotti in occasione di cortocircuito, è necessario garantire il rispetto della seconda condizione sopra riportata.

La protezione dei trasformatori e delle linee elettriche di alta tensione sarà affidata ad interruttori AT dotati di relè di massima corrente di fase ed omopolare.

### **3.2 Protezione contro i contatti diretti**

Per la protezione contro i contatti diretti verranno adottate misure di protezione totali (isolamento delle parti attive) e parziali (involucri e barriere).

### **3.3 Protezione contro i contatti indiretti**

La protezione contro i contatti indiretti sarà garantita mediante interruzione automatica dell'alimentazione (sistema di protezione attivo) in occasione di guasto di isolamento verso terra di apparecchiature di classe I, e l'utilizzo di apparecchiature di classe II.