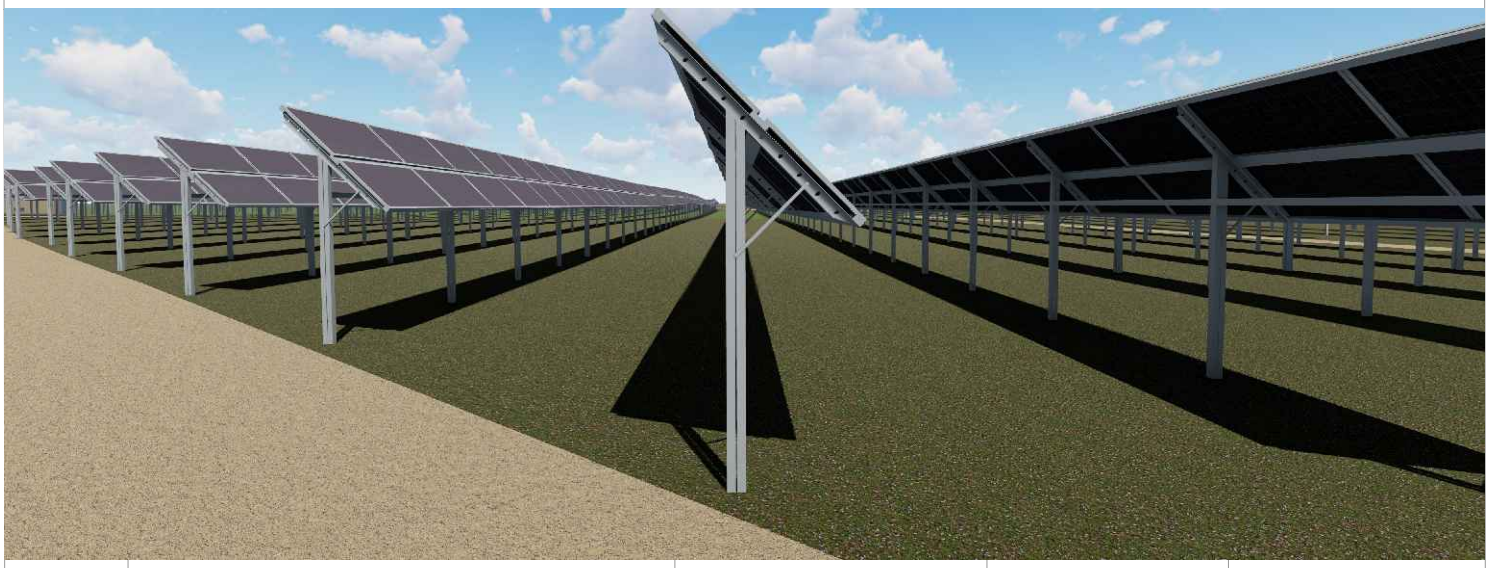
REGIONE EMILIA ROMAGNA
PROVINCIA DI BOLOGNA
COMUNI DI BARICELLA E MALALBERGO

PROGETTO IMPIANTO SOLARE AGRIVOLTAICO DA REALIZZARE NEI COMUNI DI BARICELLA E MALALBERGO (BO) LOCALITA' TRAVALLINO , E RELATIVE OPERE DI CONNESSIONE, DI POTENZA PARI A **51.807,28 kW**, DENOMINATO "ALTEDO"

PROGETTO DEFINITIVO

Relazione Tecnica Impianto



livello prog.	STMG	N. elaborato	DATA	SCALA
PD	346271803	RS06ADD61	08.11.2023	

REVISIONI

REV.	DATA	DESCRIZIONE	ESEGUITO	VERIFICATO	APPROVATO

RICHIEDENTE E PRODUTTORE

HF SOLAR 18 S.r.l.

ENTE

PROGETTAZIONE

HORIZONFIRM

Arch. A. Calandrino
Arch. M. Gullo
Arch. S. Martorana
Arch. F. G. Mazzola
Arch. G. Vella
Dott. Agr. B. Miciluzzo
Ing. D. Siracusa
Ing. A. Costantino
Ing. C. Chiaruzzi
Ing. G. Schillaci
Ing. G. Buffa
Ing. M. C. Musca

dario siracusa
29.11.2023
10:26:52
GMT+00:00

ORDINE DEGLI INGEGNERI DELLA PROVINCIA DI AGRIGENTO
DOTT. ING DARIO SIRACUSA SEZ.A
Settori civile ambientale industriale e dell'informazione n°A1742

Il Progettista

Il Progettista

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

“ALTEDO”

Relazione tecnica generale

Progetto definitivo

Sommario

1. Definizioni 1
2. Premessa 2
3. Normativa di riferimento 5
4. Caratteristiche generali del sito 8
5. Descrizione generale dell'impianto 9
6. Componentistica impiegata 19
6.1 Moduli fotovoltaici 20
6.2 Strutture di sostegno moduli fotovoltaici 20
6.3 Linee elettriche di bassa tensione in DC 21
6.4 Quadri parallelo stringhe 23
6.5 Gruppi di conversione DC/AC 24
6.6 Trasformatori di potenza 25
6.7 Linee elettriche a 30 kV interne al campo 25
6.8 Cabina di raccolta 26
6.9 Quadro elettrico generale a 30 kV 26
6.10 Dorsale a 30 kV di collegamento con la sezione di media tensione della Sottostazione Elettrica di Utenza 31
6.11 Locali trasformatori servizi ausiliari 31
6.12 Servizi ausiliari di impianto 31

1. Definizioni

Ai fini del presente elaborato, oltre alle definizioni contenute nel Glossario dei termini del Codice di Rete e nella normativa di settore, si adottano specificatamente le seguenti:

- **Campo fotovoltaico:** insieme di tutte le stringhe fotovoltaiche di un sistema dato.
- **Sottocampo fotovoltaico:** le parti del campo fotovoltaico che si connettono in maniera distinta alla sezione di raccolta dell'Impianto di Utenza attraverso linee di sottocampo. Il termine sottocampo ai fini della presente relazione non rappresenta l'insieme delle stringhe connesse al singolo inverter ma fa riferimento alla parzializzazione della Centrale Fotovoltaica;
- **Stringa fotovoltaica:** insieme di pannelli fotovoltaici collegati elettricamente in serie.
- **Impianto di Rete per la connessione**: porzione di impianto per la connessione, di competenza del Gestore di rete, compreso tra il punto di inserimento sulla rete esistente e il punto di connessione;
- **Impianto di Utenza per la Connessione**: porzione di impianto per la connessione la cui realizzazione, gestione, esercizio e manutenzione rimangono di competenza dell'Utente;
- **Impianto per la Connessione**: insieme degli impianti di rete e di utenza necessari per la connessione alla rete di un Utente;
- **Dispositivo Di Generatore (DDG)**: apparecchiatura di manovra e protezione la cui apertura (comandata da un apposito sistema di protezione) determina la separazione del gruppo di generazione;
- **Dispositivo Generale di utente (DG)**: apparecchiatura di protezione, manovra e sezionamento la cui apertura (comandata dal Sistema di Protezione Generale) assicura la separazione dell'intero impianto dell'Utente dalla rete;
- **Dispositivo Di Interfaccia (DDI)**: una (o più) apparecchiature di manovra la cui apertura (comandata da un apposito sistema di protezione) assicura la separazione dell'impianto di produzione dalla rete, consentendo all'impianto di produzione stesso l'eventuale funzionamento in isola sui carichi privilegiati.

2. Premessa

La Società HF Solar 18 intende realizzare, nel territorio comunale dei Comuni di BARICELLA E MALALBERGO (BO), in località Travallino su lotti di terreno distinti al N.T.C. di Baricella Foglio 21 particelle 46, 47, 66, 111, 112, 622, 624, ed al Foglio 12 particelle 1, 37, 45, 46, 66, 67 e 68 e al N.T.C. di Malalbergo (BO) Foglio 43, particelle 58, 60, 61, 62 e 63, al Foglio 44 particelle 2, 3, 29, 30, 31, 32, 33, 34, 35, 36, 37, 38, 39, 40, 41, 42, 43 e 44; ed al Foglio 45 particelle 1, 9, 12, 32, 34, 45, 57, 171, 174, 178, 179, 180 e 182 e le relative opere di connessione, un impianto agrivoltaico avente una potenza di picco[1] pari a ***51.807,28 kWp*** il quale, conformemente a quanto prescritto dal Distributore con preventivo di connessione STMG del **10.02.2023** codice di rintracciabilità **346271803**, verrà collegato alla Rete Elettrica di Distribuzione Primaria (Sbarre AT di Cabina Primaria AT/MT ALTEDO).

Al fine di innalzare la tensione del campo di generazione al valore del punto di inserimento in rete (132 kV) la Società Proponente realizzerà in adiacenza alla Cabina Primaria Altedo una Sottostazione Elettrica di Utenza (SSE) equipaggiata con un singolo stallo di trasformazione MT/AT da 60 MVA isolato in aria. La sezione AT della SSE a sua volta, verrà collegata in antenna con le sbarre AT della CP Altedo a mezzo di un elettrodotto in cavo interrato elettrificato a 132 kV, previa realizzazione di un nuovo ***Stallo Arrivo Produttore***:

[1] Per potenza di picco si intende la somma delle potenze nominali dei moduli fotovoltaici scelti in fase di progettazione definitiva valutate in condizioni STC.

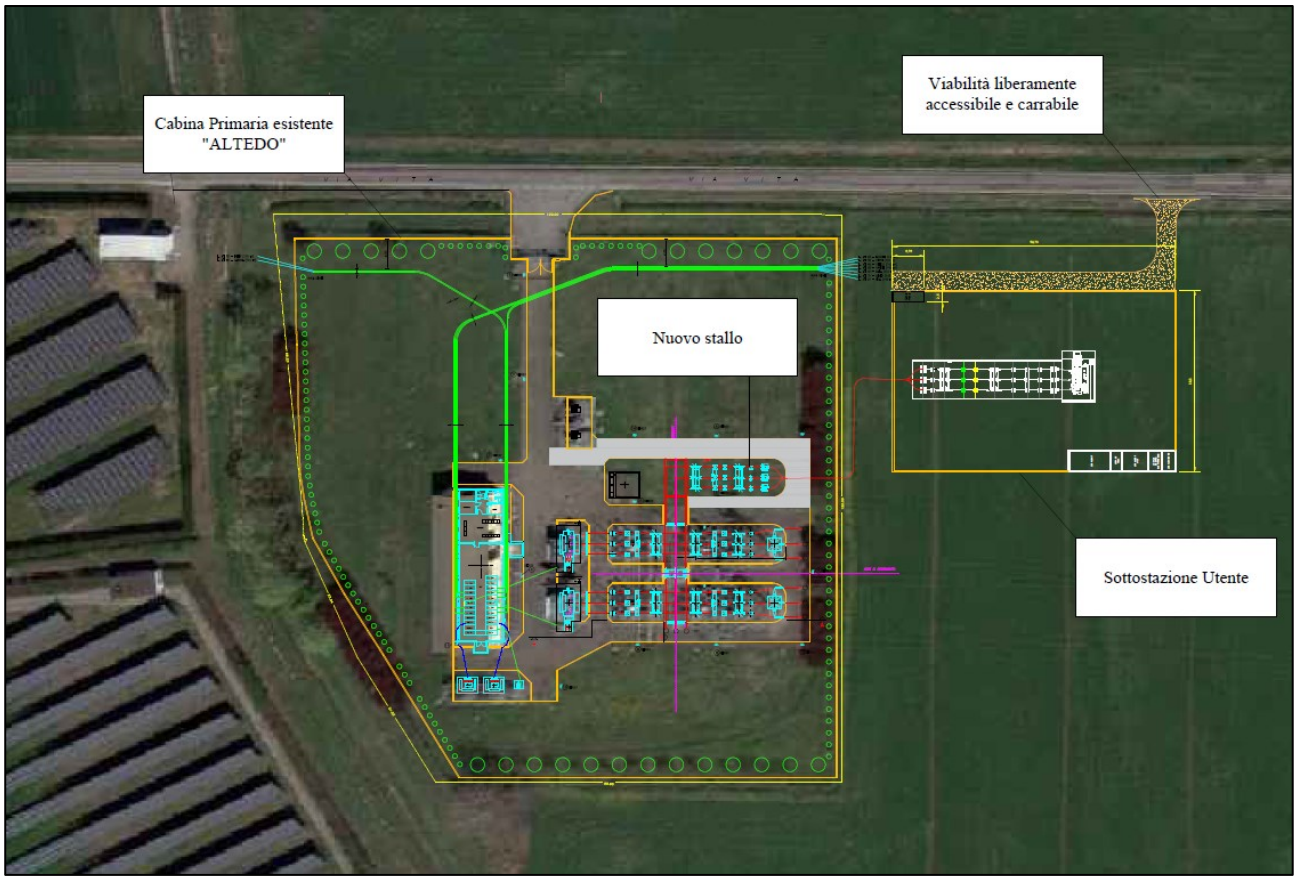


Figura 1: inquadramento territoriale su ortofoto Sottostazione Elettrica di Utenza con rappresentazione del tracciato del cavo AT di collegamento con la Cabina Primaria Altedo

Ai sensi dell'art. 21 dell'allegato A alla deliberazione Arg/elt/99/08 e s.m.i. dell'Autorità di Regolazione per Energia Reti e Ambiente, il nuovo elettrodotto in antenna a 132 kV per il collegamento della Sottostazione Elettrica di Utenza con la CP Altedo, costituisce ***Impianto di Utenza per la Connessione***, mentre lo Stallo Arrivo Produttore da realizzare presso la suddetta CP 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***.

Considerando che l'impianto sarà sottoposto alla procedura di ***VIA Statale***, ai sensi dell'art. 23 del D.Lgs. n° 152 del 2006 e s.m.i. ed ***Autorizzazione Unica***, ai sensi 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 Rete 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, è stato elaborato in piena osservanza della *Soluzione Tecnica Minima Generale* e sottoposto al Distributore ai fini della verifica di congruità e rilascio del benestare tecnico di competenza, ottenendo parere favorevole in data **22.08.2023**.

Per maggiori dettagli sull'Impianto di Utenza per la Connessione sull'Impianto di Rete, si rimanda alle relazioni tecniche specialistiche allegate al progetto.

In questo contesto verranno descritte le caratteristiche del generatore fotovoltaico, ovvero la parte di impianto che converte la radiazione solare direttamente in energia elettrica sfruttando l'effetto fotovoltaico e del cosiddetto BOS (Balance of System o resto del sistema) inteso come l'insieme di tutti i componenti di un impianto fotovoltaico escluso i moduli fotovoltaici.

3. Normativa di riferimento

I principali riferimenti Normativi e legislativi presi in considerazione ai fini della progettazione delle opere oggetto della presente relazione, sono quelli di seguito elencati:

- D.P.R. n° 547/55: "Norme per la prevenzione degli infortuni sul lavoro";
- D.Lgs.81/08: Per la sicurezza e la prevenzione degli infortuni sul lavoro;
- D.Lgs.37/08: Per la sicurezza elettrica;
- Delibera AEEG N.99/08: "Testo integrato delle connessioni attive – TICA" Guida Enel Distribuzione Spa Dicembre 2009: "Guida per le Connessioni alla rete elettrica di Enel Distribuzione" Ed. 1.1;
- Deliberazione n.280/07: Modalità e condizioni tecnico-economiche per il ritiro dell'energia elettrica ai sensi dell'articolo 13, commi 3 e 4, del decreto legislativo 29 dicembre 2003, n. 387/03, e del comma 41 della legge 23 agosto 2004, n. 239/04;
- CEI 11-1: "Impianti elettrici con tensione superiore a 1 kV in corrente alternata";
- CEI 11-4 "Esecuzione delle linee elettriche aeree esterne";
- CEI 11-17 "Impianti di produzione, trasmissione e distribuzione pubblica di energia elettrica - Linee in cavo"
- 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";
- CEI 0-2 "Guida per la definizione della documentazione degli impianti elettrici";
- CEI 106-11 "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;
- CEI 211-4 Guida ai metodi di calcolo dei campi elettrici e magnetici generati da linee e stazioni elettriche";
- CEI 11-37 "Guida per l'esecuzione degli impianti di terra di impianti utilizzatori in cui sono presenti sistemi con tensione maggiore di 1 kV";
- CEI 103-6 "Protezione delle linee di telecomunicazione dagli effetti dell'induzione elettromagnetica provocata dalle linee elettriche vicine in caso di guasto";
- CEI 11-20: "Impianti di produzione di energia elettrica e gruppi di continuità collegati a reti di 1°e 2° categoria";
- CEI 64-8: "Impianti elettrici utilizzatori a tensione nominale non superiore a 1000V in corrente alternata e a 1500V in corrente continua";
- CEI EN 60439-1 (CEI 17-13/1): "Apparecchiature soggette a prove di tipo (AS) e apparecchiature parzialmente soggette a prove di tipo (ANS)";

- CEI EN 60439-2 (CEI 17-13/2): “Prescrizioni particolari per i condotti sbarre”;
- CEI EN 60439-3 (CEI 17-13/3): “Prescrizioni particolari per apparecchiature di protezione e di manovra destinate ad essere installate in luoghi dove personale non addestrato ha accesso al loro uso - Quadri di distribuzione (ASD)”;
- CEI EN 60445 (CEI 16-2): “Principi base e di sicurezza per l'interfaccia uomo-macchina, marcatura e identificazione-Individuazione dei morsetti e degli apparecchi e delle estremità dei conduttori designati e regole generali per un sistema alfanumerico”;
- CEI EN 60529 (CEI 70-1): “Gradi di protezione degli involucri (codice IP) ”;
- UNI 10349: “Riscaldamento e raffrescamento degli edifici. Dati climatici”;
- Norme UNI/ISO: Per le strutture di supporto;
- CEI EN 61000-3-2 Armoniche lato a.c.;
- CEI EN 60099-1-2 Scaricatori;
- CEI 20-19 Cavi isolati con gomma con tensione nominale non superiore a 450/750 V;
- CEI 20-20 Cavi isolati con polivinilcloruro con tensione nominale non superiore a 450/750V;
- CEI 81-1 Protezione delle strutture contro i fulmini;
- CEI 81-3 Valori medi del numero di fulmini a terra per anno e per chilometro quadrato;
- CEI 81-4 Valutazione del rischio dovuto al fulmine;
- R.D. n. 1775 del 11/12/1933 Testo Unico di Leggi sulle Acque e sugli Impianti Elettrici;
- R.D. n. 1969 del 25/11/1940 Norme per l’esecuzione delle linee aeree esterne;
- D.P.R. n. 1062 del 21/6/1968 - “Regolamento di esecuzione della legge 13 dicembre 1964, n. 1341 (2), recante norme tecniche per la disciplina della costruzione ed esercizio di linee elettriche aeree esterne”;
- Legge dello Stato n. 339 28/06/1986 “Nuove norme per la disciplina della costruzione e dell'esercizio di linee elettriche aeree esterne”;
- D.M. n. 449 del 21/3/1988 - “Approvazione delle norme tecniche per la progettazione, l’esecuzione e l’esercizio delle linee aeree esterne” - Norma Linee);
- D.M. n. 16/01/1991 - “Aggiornamento delle norme tecniche per la disciplina della costruzione e dell’esercizio di linee elettriche aeree esterne”;
- Codice Civile (relativamente alla stipula degli atti di costituzione di servitù);
- D.P.C.M del 8/07/2003 - “Fissazione dei limiti di esposizione, dei valori di attenzione e degli obiettivi di qualità per la protezione della popolazione dalle esposizioni ai campi elettrici e magnetici alla frequenza di rete (50 Hz)”;
- D.Lgs. n. 285/92 - Codice della strada (e successive modificazioni);

- Legge n. 1086 del 5/11/1971 “Norme per la disciplina delle opere di conglomerato cementizio armato, normale e precompresso ed a struttura metallica” e successive modificazioni;
- Legge n. 64 del 2/02/1974 - “Provvedimenti per le costruzioni con particolari prescrizioni per le zone sismiche” e successive modificazioni;
- Legge n. 10 del 28/01/1977 - “Edificabilità dei suoli”;
- D.P.R. n. 495 del 16/12/1992 - “Regolamento di esecuzione e di attuazione del nuovo codice della strada”.

I riferimenti di cui sopra possono non essere esaustivi. Ulteriori disposizioni di legge, norme e deliberazioni in materia, anche se non espressamente richiamati, si considerano applicabili. Qualora le sopra elencate norme tecniche siano modificate o aggiornate, si applicano le norme più recenti. Si applicano inoltre per quanto compatibili con le norme elencate, i documenti tecnici emanati dalle società di distribuzione di energia elettrica riportanti disposizioni applicative per la connessione di impianti ad energia rinnovabili collegati alla rete elettrica.

4. Caratteristiche generali del sito

Il sito in cui verrà realizzato l'impianto è ubicato all'interno dei comuni di Baricella e Malalbergo, nel territorio provinciale di Bologna.

I territori di Baricella e Malabergo (BO) confinanti, ricadono nell'Unità di paesaggio delle Bonifiche Bolognesi, comprendente il territorio che va dal comune di San Pietro in Casale al comune di Medicina e che si estende verso i confini con le Province di Ferrara e Ravenna. I comuni interessati sono la parte orientale di San Pietro in Casale e Galliera, la parte nord di Bentivoglio, Budrio, Medicina, Minerbio e Imola e l'intero territorio comunale di Baricella, Malalbergo e Molinella.

Il progetto in esame prevede la realizzazione di un impianto fotovoltaico. L'area per l'installazione dell'impianto fotovoltaico si trova nel territorio dei Comuni di **BARICELLA E MALALBERGO** (BO), in località Travallino su lotti di terreno distinti al N.T.C. di Baricella Foglio 21 particelle 46, 47, 66, 111, 112, 622, 624, ed al Foglio 12 particelle 1, 37, 45, 46, 66, 67 e 68 e al N.T.C. di Malalbergo (BO) Foglio 43, particelle 58, 60, 61, 62 e 63, al Foglio 44 particelle 3, 6 (porzione pari a 0,3605 ettari), 8 (porzione pari a 0,1101 ettari), 9 (porzione pari a 0,0942 ettari), 25 (porzione pari a 0,4005), 26, 27, 28, 29, 30, 31, 32, 33, 34, 35, 36, 37, 38, 39, 40, 41, 42, 43, 44, 46, 47, 52, 55, 56, 59 e 172; ed al Foglio 45 particelle 1, 9, 12, 32, 34, 45, 57, 171, 174, 178, 179, 180 e 182 di estensione complessiva pari a **Ha 98,3424** circa e le relative opere di connessione.

Gli impianti saranno collegati alla rete tramite cavidotti interrati.

L'area è raggiungibile dalla Via Boschi e dalla via Travallino. La viabilità interna al sito sarà garantita da una rete di strade interne in terra battuta (rotabili/carrabili), predisposte per permettere il naturale deflusso delle acque ed evitare l'effetto barriera.

L'impianto risiederà su un appezzamento di terreno posto ad un'altitudine media di 8 m. slm, dalla forma poligonale regolare; dal punto di vista morfologico, il lotto è una superficie orograficamente omogenea prettamente pianeggiante. L'estensione complessiva del terreno è circa **98,3424,** sono considerati utili ai fini dell'installazione dell'impianto **82,5 ettari,** mentre l'area occupata dalle strutture fotovoltaiche (area captante) risulta pari a circa **8,2 ettari**, determinando sulla superficie catastale complessiva assoggettata all'impianto, un'incidenza del **10 % circa.**

5. Descrizione generale dell'impianto

L'impianto di produzione di energia elettrica oggetto dell'iniziativa intrapresa dalla Società ***"HF Solar 18"*** ha una potenza di picco, intesa come somma delle potenze nominali dei moduli fotovoltaici scelti in fase di progettazione definitiva, pari a **51.807,28 kWp** e, conformemente a quanto prescritto dal Distributore con preventivo di connessione alla rete del **10.02.2023** codice di rintracciabilità STMG **346271803** verrà collegato in antenna con la sezione a 132 kV della Cabina Primaria AT/MT Altedo.

Figura 2: inquadramento territoriale su ortofoto impianto di produzione

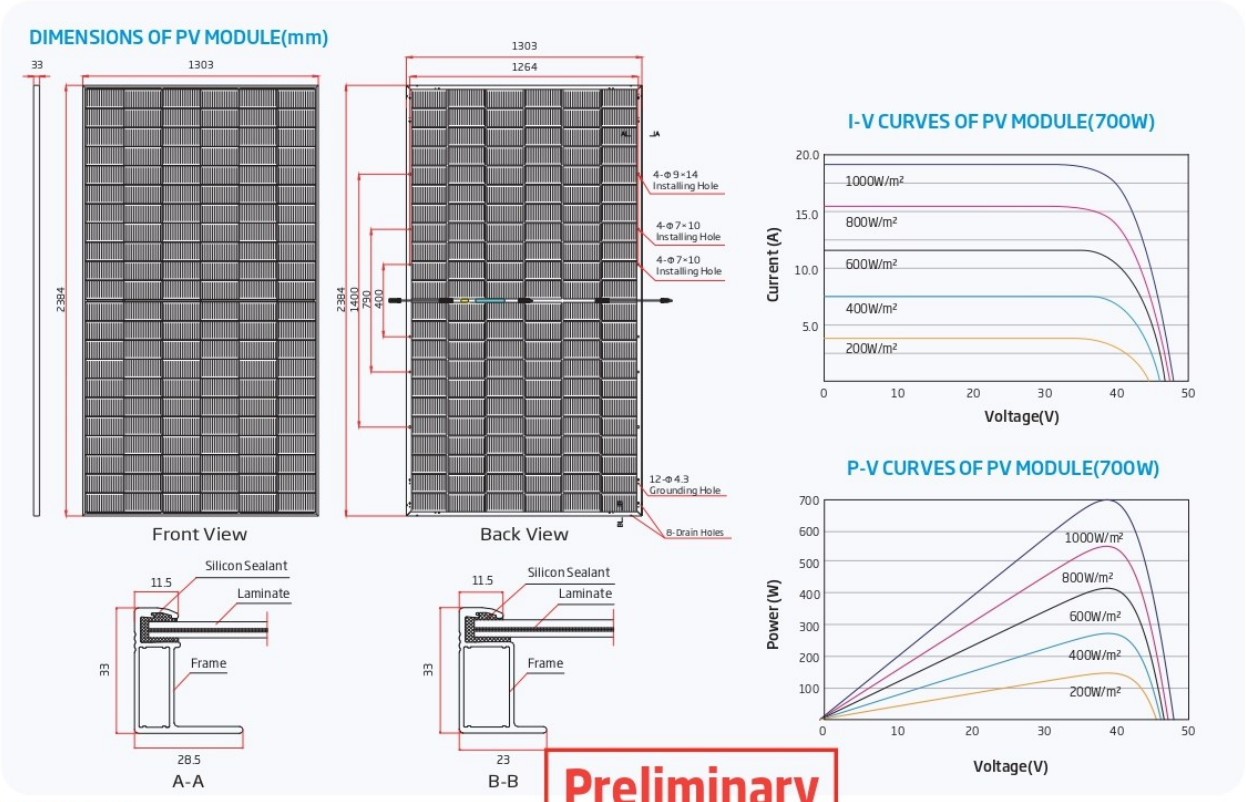
Il generatore fotovoltaico, ovvero la parte di impianto che converte la radiazione solare in energia elettrica sfruttando l'effetto fotovoltaico, è stato dimensionato applicando il criterio della superficie utile disponibile, tenendo conto dei distanziamenti da mantenere tra le strutture di sostegno dei moduli fotovoltaici per evitare fenomeni di auto-ombreggiamento (che influiscono sulla producibilità

energetica) e garantire adeguati spazi per la conduzione dell'attività agricola, degli ingombri delle Cabine di Conversione e Trasformazione dell'energia elettrica prodotta e della cabina di raccolta.

Per la realizzazione del campo di generazione, in questa fase della progettazione, si è scelto di utilizzare moduli fotovoltaici ***da 710 Wp***, i quali verranno montati su strutture sub-verticali fisse a 70° (rispetto all'asse orizzontale) disposte secondo l'asse est-ovest e rivolto a sud, fermo restando che la scelta adottata potrà subire modifiche in fase di progettazione esecutiva in funzione della disponibilità del mercato e del progresso tecnologico:

Vertex N

BIFACIAL DUAL GLASS MODULE



Preliminary

MECHANICAL DATA

Solar Cells	N-type Monocrystalline
No. of cells	132 cells
Module Dimensions	2384×1303×33 mm (93.86×51.30×1.30 inches)
Weight	38.3 kg (84.4 lb)
Front Glass	2.0 mm (0.08 inches), High Transmission, AR Coated Heat Strengthened Glass
Encapsulant material	POE/EVA
Back Glass	2.0 mm (0.08 inches), Heat Strengthened Glass (White Grid Glass)

Frame	33mm(1.30 inches) Anodized Aluminium Alloy
J-Box	IP 68 rated
Cables	Photovoltaic Technology Cable 4.0mm² (0.006 inches²) Portrait: 350/280 mm(13.78/11.02 inches) Length can be customized
Connector	MC4 EVO2 / TS4 PLUS / TS4*

*Please refer to regional datasheet for specified connector.

ELECTRICAL DATA (STC & NOCT)

Testing Condition	STC	NOCT	STC	NOCT	STC	NOCT	STC	NOCT	STC	NOCT	STC	NOCT
Peak Power Watts-P_{MAX} (Wp)*	685	521	690	526	695	530	700	534	705	538	710	542
Power Tolerance-P_{MAX} (W)	5%											
Maximum Power Voltage-V_{MPP} (V)	39.8	37.3	40.1	37.7	40.3	37.8	40.5	38.0	40.7	38.2	40.9	38.4
Maximum Power Current-I_{MPP} (A)	17.19	13.94	17.23	13.96	17.25	14.02	17.29	14.05	17.33	14.08	17.36	14.12
Open Circuit Voltage-V_{OC} (V)	47.7	45.2	47.9	45.4	48.3	45.8	48.6	46.0	48.8	46.2	49.0	46.4
Short Circuit Current-I_{SC} (A)	18.21	14.67	18.25	14.71	18.28	14.73	18.32	14.76	18.36	14.80	18.40	14.83
Module Efficiency η m (%)	22.1		22.2		22.4		22.5		22.7		22.9	

STC: Irradiance 1000W/m2, Cell Temperature 25°C, Air Mass AM1.5. NOCT: Irradiance at 800W/m², Ambient Temperature 20°C, Wind Speed 1m/s. *Measuring tolerance: ±3%.

Electrical characteristics with different power bin (reference to 5% & 10% backside power gain)

Backside Power Gain	5%	10%	5%	10%	5%	10%	5%	10%	5%	10%	5%	10%
Total Equivalent power -P_{MAX} (Wp)	719	754	725	759	730	765	735	770	740	765	746	770
Maximum Power Voltage-V_{MPP} (V)	39.8	39.8	40.1	40.1	40.3	40.3	40.5	40.5	40.7	40.3	40.9	40.5
Maximum Power Current-I_{MPP} (A)	18.05	18.91	18.09	18.95	18.11	18.98	18.15	19.02	18.20	18.98	18.23	19.02
Open Circuit Voltage-V_{OC} (V)	47.7	47.7	47.9	47.9	48.3	48.3	48.6	48.6	48.8	48.3	49.0	48.6
Short Circuit Current-I_{SC} (A)	19.12	20.03	19.16	20.08	19.19	20.11	19.24	20.15	19.28	20.11	19.32	20.15

Power Bifaciality:80±5%.

TEMPERATURE RATINGS

NOCT (Nominal Operating Cell Temperature)	43°C (±2°C)
Temperature Coefficient of P_{MAX}	- 0.30%/°C
Temperature Coefficient of V_{OC}	- 0.24%/°C
Temperature Coefficient of I_{SC}	0.04%/°C

MAXIMUM RATINGS

Operational Temperature	-40~+85° C
Maximum System Voltage	1500V DC (IEC) 1500V DC (UL)
Max Series Fuse Rating	35A

WARRANTY

12 year Product Workmanship Warranty
30 year Power Warranty
1% first year degradation
0.40% Annual Power Attenuation
(Please refer to product warranty for details)

PACKAGING CONFIGURATION

Modules per box: 33 pieces
Modules per 40' container: 594 pieces

Figura 3: scheda tecnica moduli fotovoltaici scelti in fase di progettazione definitiva ai fini del dimensionamento del generatore fotovoltaico

Per ridurre i costi di investimento e manutenzione, si è scelto di adottare inverter di tipo centralizzati ***SMA SUNNY CENTRAL da 2500 kVA***, a ciascuno dei quali verranno collegate in parallelo un certo numero di stringhe fotovoltaiche:

SUNNY CENTRAL 1500 V

Technical Data	Sunny Central 2500-EV	Sunny Central 2750-EV	Sunny Central 3000-EV
Input (DC)			
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 mm²	2 x 800 kcmil, 2 x 400 mm²	2 x 800 kcmil, 2 x 400 mm²
Integrated zone monitoring	○	○	○
Available DC fuse sizes (per input)	200 A, 250 A, 315 A, 350 A, 400 A, 450 A, 500 A		
Output (AC)			
Nominal AC power at cos φ =1 (at 35°C / at 50°C)	2500 kVA / 2250 kVA	2750 kVA / 2500 kVA	3000 kVA / 2700 kVA
Nominal AC power at cos φ =0.8 (at 35°C / at 50°C)	2000 kW / 1800 kW	2200 kW / 2000 kW	2400 kW / 2160 kW
Nominal AC current $I_{AC,\ nom}$ = 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[1] [8]	550 V / 440 V to 660 V	600 V / 480 V to 690 V	655 V / 524 V to 721 V[9]
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[10]	> 2		
Power factor at rated power / displacement power factor adjustable[8] [11]	● 1 / 0.8 overexcited to 0.8 underexcited ○ 1 / 0.0 overexcited to 0.0 underexcited		
Efficiency			
Max. efficiency[2] / European efficiency[3] / CEC efficiency[3]	98.6% / 98.3% / 98.0%	98.7% / 98.5% / 98.5%	98.8% / 98.6% / 98.5%
Protective Devices			
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		
General Data			
Dimensions (W / H / D)	2780 / 2318 / 1588 mm (109.4 / 91.3 / 62.5 inch)		
Weight	< 3400 kg / < 7496 lb		
Self-consumption (max.[4] / partial load[5] / average[6])	< 8100 W / < 1800 W / < 2000 W		
Self-consumption (standby)	< 370 W		
Internal auxiliary power supply	Integrated 8.4 kVA transformer		
Operating temperature range[8]	−25 to 60°C / −13 to 140°F		
Noise emission[7]	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%		
Maximum operating altitude above MSL[8] 1000 m / 2000 m / 3000 m	● / ○ / ○ (earlier temperature-dependent derating)		
Fresh air consumption	6500 m³/h		
Features			
DC connection	Terminal lug on each input (without fuse)		
AC connection	With busbar system (three busbars, one per line conductor)		
Communication	Ethernet, Modbus Master, Modbus Slave		
Communication with SMA string monitor (transmission medium)	Modbus TCP / Ethernet (FO MM, Cat-5)		
Enclosure / roof color	RAL 9016 / RAL 7004		
Supply transformer for external loads	○ (2.5 kVA)		
Standards and directives complied with	CE, IEC / EN 62109-1, IEC / EN 62109-2, BDEW-MSRL, IEEE1547, Arrêté du 23/04/08		
EMC standards	CISPR 11, CISPR 22, EN55011:2017, EN 55022, IEC/EN 61000-6-4, IEC/EN 61000-6-2, IEC 62920, FCC Part 15 Class A	CISPR 11, CISPR 22, EN55011:2017, EN 55022, IEC 62920, FCC Part 15 Class A	
Quality standards and directives complied with	VDI/VDE 2862 page 2, DIN EN ISO 9001		
● Standard features ○ Optional			
Type designation	SC-2500-EV-10	SC-2750-EV-10	SC-3000-EV-10

1) At nominal AC voltage, nominal AC power decreases in the same proportion
2) Efficiency measured without internal power supply
3) Efficiency measured with internal power supply
4) Self-consumption at rated operation
5) Self-consumption at < 75% Pn at 25°C
6) Self-consumption averaged out from 5% to 100% Pn at 35°C
7) Sound pressure level at a distance of 10 m
8) Values apply only to inverters. Permissible values for SMA MV solutions from SMA can be found in the corresponding data sheets.
9) AC voltage range can be extended to 753V for 50Hz grids only (option „Aux power supply: external" must be selected, option "housekeeping" not combinable).
10) A short-circuit ratio of < 2 requires a special approval from SMA
11) Depending on the DC voltage

Figura 4: scheda tecnica inverter centralizzati SUNNY CENTRAL

Definito il layout di impianto e la tipologia di inverter da utilizzare, 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.*

Per la verifica delle suddette condizioni sono state applicate le formule di seguito riportate.

Verifica della condizione 1 (massima tensione del generatore FV non superiore alla massima tensione di ingresso dell'inverter)

La massima tensione del generatore fotovoltaico è la tensione a vuoto di stringa calcolata alla minima temperatura di funzionamento dei moduli, in genere assunta pari a:

- - 10° C per le zone fredde;
- 0° C per le zone meridionali e costiere.

La tensione massima del generatore fotovoltaico alla minima temperatura di funzionamento dei moduli si calcola con la seguente espressione:

$$U_{MAX\ FV\ (\theta min)} = Ns \cdot U_{MAX\ modulo\ (\theta min)}\ [V]$$

dove Ns è il numero di moduli che costituiscono la stringa, $U_{MAX\ modulo}$ (θmin) è la tensione massima del singolo modulo alla minima temperatura di funzionamento.
Quest'ultima può essere calcolata con la seguente espressione:

$$U_{MAX\ modulo\ (\theta min)} = U_{oc\ (25°C)} - \beta \cdot (25 - \theta_{min})$$

dove

- U_{oc} (25°C) è la tensione a vuoto del modulo in condizioni standard il cui valore viene dichiarato dal costruttore;
- β è il coefficiente di variazione della tensione con la temperatura, anch'esso dichiarato dal costruttore.

Deve risultare pertanto:

$$\mathbf{U_{MAX\ FV\ (\theta min)}} = N_s \cdot U_{MAX\ modulo}\ (\theta_{min}) = N_s \cdot [U_{oc}\ (25°C) - \beta\ (25 - \theta_{min})] \leq \mathbf{U_{max\ inverter}}$$

essendo U_{max} inverter la massima tensione in ingresso all'inverter, deducibile dai dati di targa.

Verifica della condizione 2 (la massima tensione nel punto di massima potenza del generatore fotovoltaico non deve essere superiore alla massima tensione del sistema MPPT dell'inverter)

La massima tensione del generatore fotovoltaico nel punto di massima potenza rappresenta la tensione di stringa calcolata con irraggiamento pari a 1000W/m^2, e può essere calcolata con la seguente espressione:

$$U_{MPPT\ MAX\ FV\ (\theta min.)} = N_s \cdot U_{MPPT\ MAX\ modulo\ (\theta min)}$$

dove:

- N_s è il numero di moduli collegati in serie;
- $U_{MPPT\ MAX\ modulo\ (\theta min)}$ è la massima tensione del modulo FV nel punto di massima potenza calcolabile nel seguente modo:

$$U_{MPPT\ MAX\ modulo\ (\theta min)} = U_{MPPT} - \beta \cdot (25 - \theta_{min})$$

essendo U_{MPPT} la tensione del modulo in corrispondenza del punto di massima potenza, dichiarata dal costruttore.

Ai fini del corretto coordinamento occorre verificare che:

$$\mathbf{U_{MPPT\ MAX\ FV\ (\theta min.)}} = N_s \cdot [U_{MPPT} - \beta \cdot (25 - \theta_{min})] \leq \mathbf{U_{MPPT\ MAX\ INVERTER}}$$

dove $U_{MPPT\ MAX\ INVERTER}$ è la massima tensione del sistema MPPT dell'inverter, deducibile dai dati di targa.

Verifica della condizione 3 (la minima tensione nel punto di massima potenza del generatore fotovoltaico non deve essere inferiore alla minima tensione del sistema MPPT dell'inverter)

La minima tensione del generatore fotovoltaico nel punto di massima potenza è la tensione di stringa calcolata con:

- irraggiamento pari a 1000W/m^2,
- temperatura θmax pari a 70-80°C.

e può essere calcolata con la seguente espressione:

$$U_{MPPT\ min\ FV} = N_s \cdot U_{MPPT\ min\ modulo}$$

dove:

- N_s è il numero di moduli collegati in serie;
- $U_{MPPT\ min\ modulo}$ è la tensione minima del modulo nel punto di massima potenza, calcolabile nel seguente modo:

$$U_{MPPT\ min\ modulo} = U_{MPPTmodulo} - \beta \cdot (25 - \theta_{max})$$

Ai fini del corretto coordinamento deve risultare:

$$\mathbf{U_{MPPT\ min\ FV}} = Ns \cdot [U_{MPPTmodulo} - \beta \cdot (25 - \theta_{max})] \geq \mathbf{U_{MPPT\ min\ INVERTER}}$$

essendo $U_{MPPT\ min\ INVERTER}$ la minima tensione nel punto di massima potenza del sistema MPPT dell'inverter, deducibile dai dati di targa.

Verifica della condizione 4 (la massima corrente del generatore fotovoltaico non deve essere superiore alla massima corrente in ingresso all'inverter)

La massima corrente del generatore FV è data dalla somma delle correnti massime erogate da ciascuna stringa in parallelo.
La massima corrente di stringa è calcolabile nel seguente modo:

$$I_{stringa,\ Max} = 1{,}25 \cdot I_{sc}$$

dove:

- $I_{stringa,Max}$ è la massima corrente erogata dalla stringa [A];
- I_{sc} è la corrente di cortocircuito del singolo modulo [A];
- 1,25 è un coefficiente di maggiorazione che tiene conto di un aumento della corrente di cortocircuito del modulo a causa di di valori di irraggiamento superiori a 1000W/m^2.

Per il corretto coordinamento occorre verificare che:

$$\mathbf{I_{max\ FV}} = N_p \cdot 1{,}25 \cdot Isc \leq \mathbf{I_{max\ Inverter}}$$

dove:

- $I_{max\ FV}$ è la massima corrente in uscita dal generatore fotovoltaico [A];
- N_p è il numero di stringhe in parallelo;
- $I_{max\ inverter}$ è la massima corrente in ingresso all'inverter [A].

La verifica delle 4 precedenti condizioni è stata condotta simulando ***stringhe da 28 moduli in serie***, ottenendo esito positivo.

Il generatore fotovoltaico, è stato suddiviso in ***20 sottocampi fotovoltaici***, le cui potenze di picco sono quelle di seguito elencate:

- Sottocampo fotovoltaico n°1, da 2.584,4 kWp;
- Sottocampo fotovoltaico n° 2, da 2.584,4 kWp;
- Sottocampo fotovoltaico n° 3, da 2.584,4 kWp;
- Sottocampo fotovoltaico n°4, da 2.584,4 kWp;
- Sottocampo fotovoltaico n° 5, da 2.584,4 kWp;
- Sottocampo fotovoltaico n° 6, da 2.584,4 kWp;
- Sottocampo fotovoltaico n° 7, da 2.584,4 kWp;
- Sottocampo fotovoltaico n° 8, da 2.703,68 kWp;

- Sottocampo fotovoltaico n° 9, da 2.584,4 kWp;
- Sottocampo fotovoltaico n° 10, da 2.584,4 kWp;
- Sottocampo fotovoltaico n° 11, da 2.584,4 kWp;
- Sottocampo fotovoltaico n° 12, da 2.584,4 kWp;
- Sottocampo fotovoltaico n° 13, da 2.584,4 kWp;
- Sottocampo fotovoltaico n° 14, da 2.584,4 kWp;
- Sottocampo fotovoltaico n° 15, da 2.584,4 kWp;
- Sottocampo fotovoltaico n° 16, da 2.584,4 kWp;
- Sottocampo fotovoltaico n° 17, da 2.584,4 kWp;
- Sottocampo fotovoltaico n° 18, da 2.584,4 kWp;
- Sottocampo fotovoltaico n° 19, da 2.584,4 kWp;
- Sottocampo fotovoltaico n° 20, da 2.584,4 kWp;

Figura 5: inquadramento territoriale su ortofoto

Come riscontrabile dalle tavole di progetto allegate, per limitare l'occupazione del suolo e ridurre l'impatto ambientale, si è scelto di realizzare n° ***10 locali di Conversione e Trasformazione***

dell'energia elettrica prodotta", i quali saranno a servizio dei sottocampi di seguito elencati, e n° ***10 locali per l'installazione dei trasformatori servizi ausiliari***:

- Locale di conversione e trasformazione n° 1 a servizio dei sottocampi 1 e 2;
- Locale di conversione e trasformazione n° 2 a servizio dei sottocampi 3 e 4;
- Locale di conversione e trasformazione n° 3 a servizio dei sottocampi 5 e 6;
- Locale di conversione e trasformazione n° 4 a servizio dei sottocampi 7 e 8;
- Locale di conversione e trasformazione n° 5 a servizio dei sottocampi 9 e 10;
- Locale di conversione e trasformazione n° 6 a servizio dei sottocampi 11 e 12;
- Locale di conversione e trasformazione n° 7 a servizio dei sottocampi 13 e 14;
- Locale di conversione e trasformazione n° 8 a servizio dei sottocampi 15 e 16;
- Locale di conversione e trasformazione n° 9 a servizio dei sottocampi 17 e 18;
- Locale di conversione e trasformazione n° 10 a servizio dei sottocampi 19 e 20.

I locali menzionati saranno di tipo ***container in acciaio***, di dimensioni pari a circa 12,2x2,5x2,9 m, premesso che la scelta potrà subire modifiche migliorative in fase di progettazione esecutiva.

Le cabine elettriche di trasformazione BT/MT, verranno interconnesse tra loro in entra-esce e collegate al quadro elettrico generale di media tensione installato all'interno della Cabina di Raccolta, a mezzo di linee elettriche di media tensione a 30 kV dedicate. Dalla cabina di raccolta, posizionata in prossimità dell'area di accesso al sito, partirà una dorsale a 30 kV, a mezzo della quale il campo fotovoltaico verrà collegato con la sezione di media tensione della Sottostazione Elettrica di Utenza MT/AT. Quanto descritto, viene rappresentato nello schema a blocchi di seguito riportato:

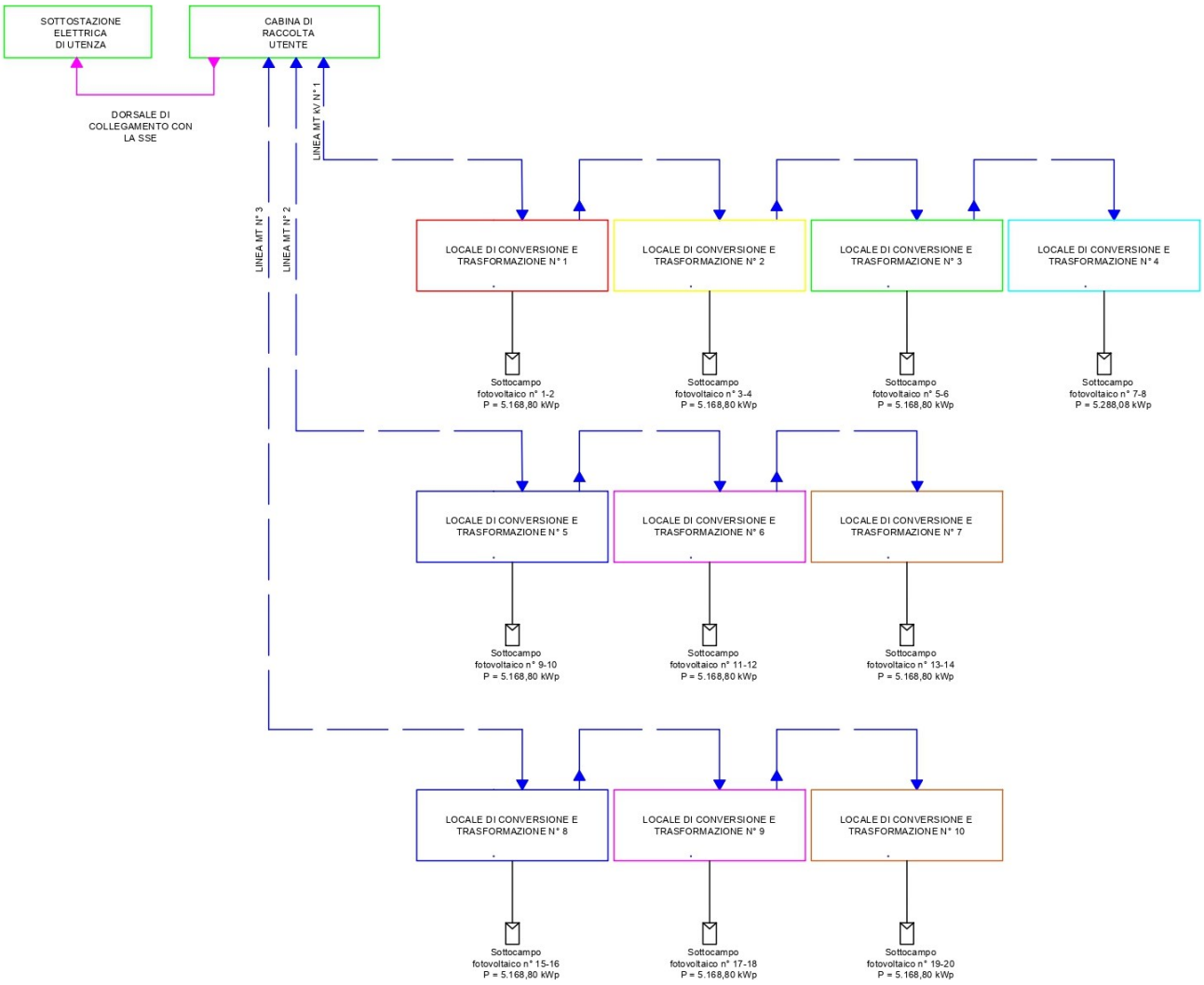


Figura 6: schema a blocchi impianto fotovoltaico

6. Componentistica impiegata

Di seguito vengono descritte le caratteristiche delle varie apparecchiature costituenti il generatore fotovoltaico e il cosiddetto BOS (Balance of System o resto del sistema) inteso come l'insieme di tutti i componenti di un impianto fotovoltaico, esclusi i moduli fotovoltaici, fermo restando che le scelte adottate sono suscettibili di modifica in fase di *progettazione esecutiva* in funzione della disponibilità del mercato e del progresso tecnologico.

6.1 Moduli fotovoltaici

In fase di progettazione definitiva, ai fini del dimensionamento del generatore fotovoltaico, si è scelto di utilizzare moduli fotovoltaici da 710 Wp di tipo bifacciali, le cui caratteristiche tecniche sono deducibili dalla scheda tecnica di seguito riportata:

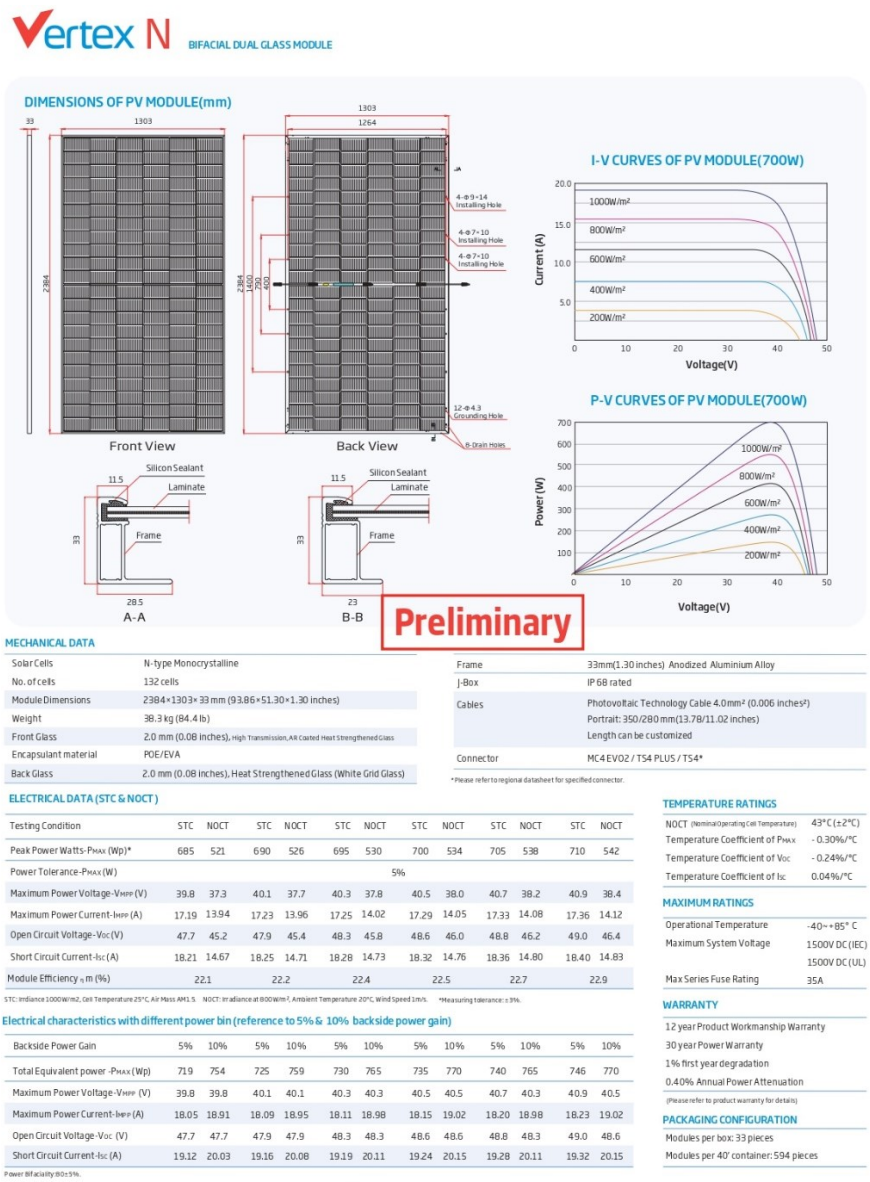


Figura 7: scheda tecnica dei moduli fotovoltaici scelti in fase di progettazione definitiva

6.2 Strutture di sostegno moduli fotovoltaici

L'impianto progettato si avvale di un sistema di strutture subverticali fisse a 70° (rispetto all'asse orizzontale) orientate secondo l'asse EST-OVEST. Le strutture sono costituite da tubolari metallici in acciaio opportunamente dimensionati; si attestano ad un'altezza minima da terra di circa 1,30 metri, ed un'altezza massima da terra di circa 3,85 metri.

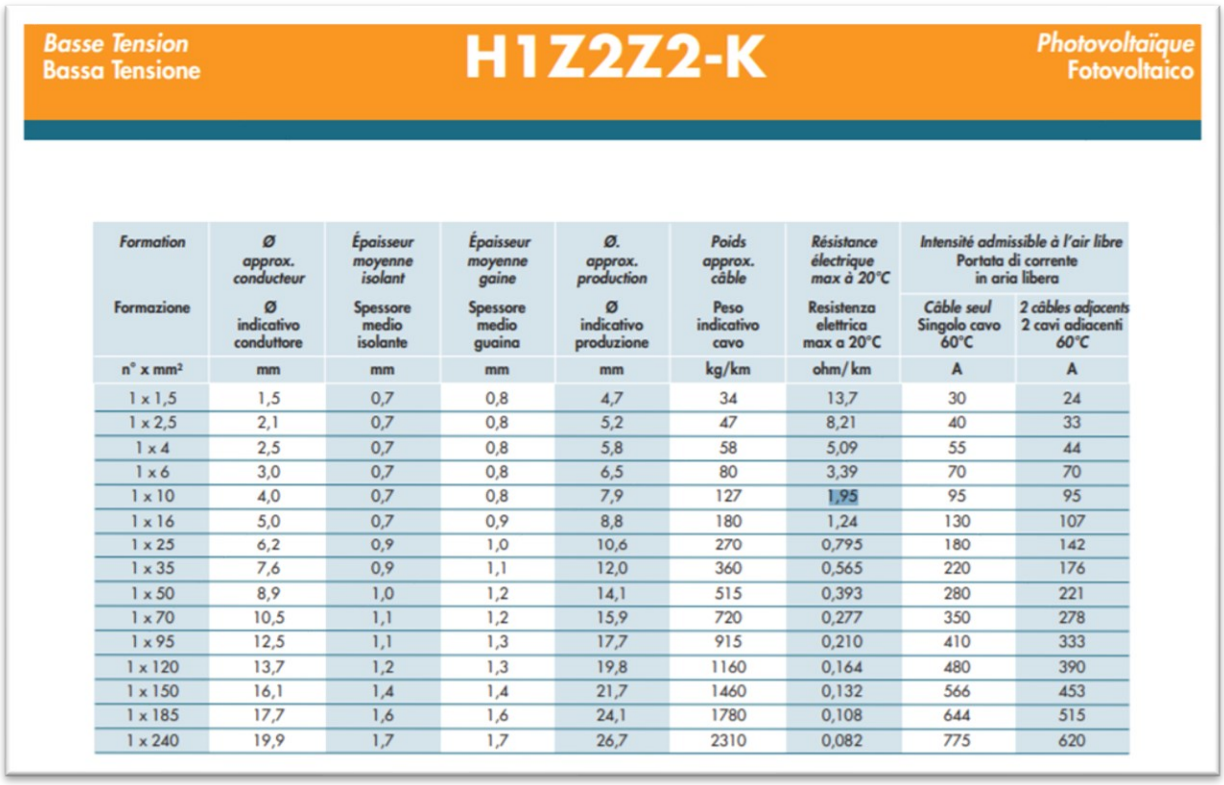
Tali strutture verranno appoggiate a pilastri di forma rettangolare di medesima sezione ed infissi nel terreno ad una profondità variabile in funzione delle caratteristiche litologiche del suolo. In fase esecutiva la struttura potrà essere sostituita da altri analoghi modelli, anche di altri costruttori concorrenti, 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.

6.3 Linee elettriche di bassa tensione in DC

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^2.

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^2. La scelta adottata, tuttavia, potrà subire modifiche in fase di progettazione esecutiva.



Basse Tension
Bassa Tensione

H1Z2Z2-K

Photovoltaïque
Fotovoltaico

Formation Formazione	Ø approx. conducteur Ø indicativo conduttore	Épaisseur moyenne isolant Spessore medio isolante	Épaisseur moyenne gaine Spessore medio guaina	Ø. approx. production Ø indicativo produzione	Poids approx. câble Peso indicativo cavo	Résistance électrique max à 20°C Resistenza elettrica max a 20°C	Intensité admissible à l'air libre Portata di corrente in aria libera	
							Câble seul Singolo cavo 60°C	2 câbles adjacents 2 cavi adiacenti 60°C
n° x mm²	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 8: 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° 16 stringhe fotovoltaiche in parallelo, pertanto la corrente di impiego assunta ai fini del dimensionamento della linea è pari a:

$$I_B = 1{,}25 \sum_{i=1}^{16} Isc\ stringa$$

dove:

- I_B è la corrente di impiego [A];
- i è il numero di stringhe collegate afferenti al QPS;
- Imax 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:

$$I_B = (1{,}25 \text{ x } 18{,}40 \text{ x } 16) = 368 \text{ A}$$

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 400 mm^2. *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.

general cavi s.p.a.

FG7R / FG7OR 0,6/1kV

FG7(O)R 0,6/1kV

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*	
							20°C In ground	*30° In air or pipe*
(N°)	(mm²)	(mm)	(mm)	(mm)	(kg/km)	(Ohm/km)	(A)	(A)
				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	-

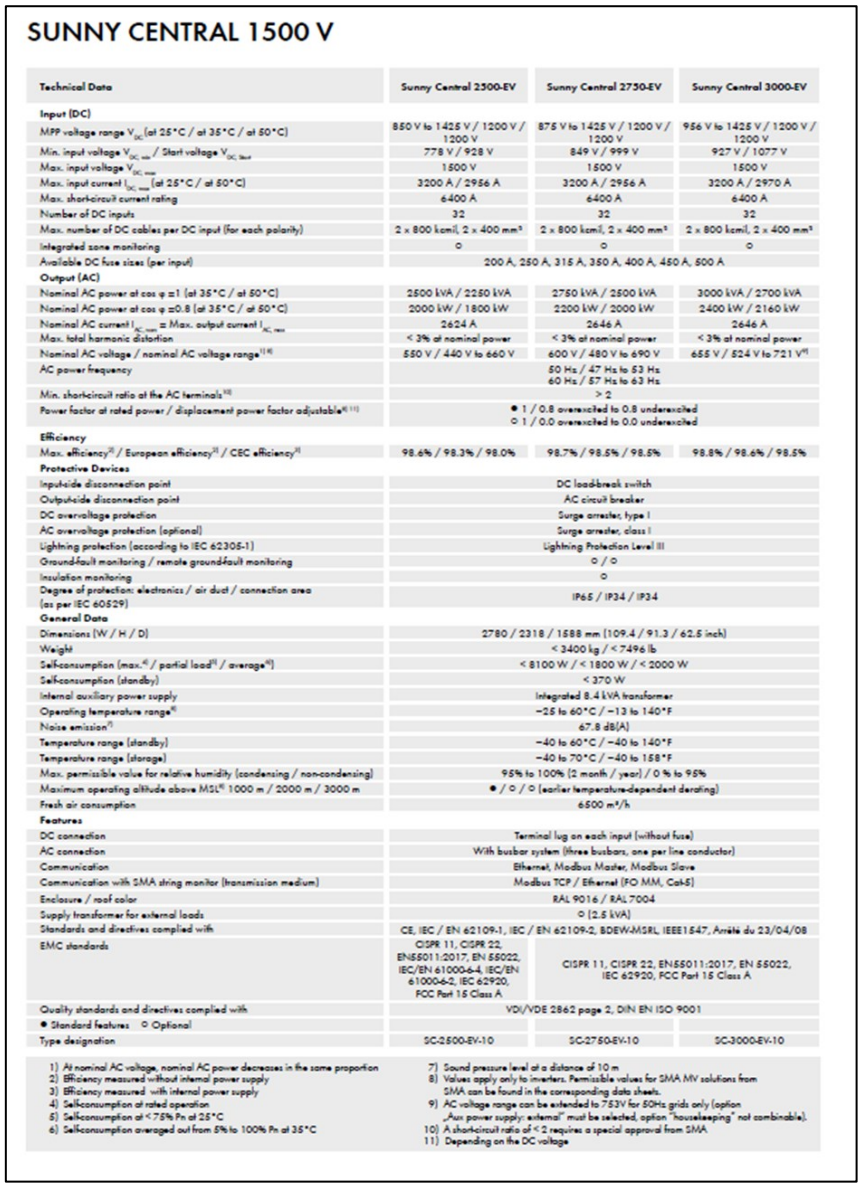
Figura 9: scheda tecnica cavi BT

6.4 Quadri parallelo stringhe

Il collegamento in parallelo delle stringhe, verrà realizzato a mezzo di quadri parallelo dislocati lungo il campo e disposti in posizione baricentrica in modo tale da ridurre l'estensione delle linee elettriche in corrente continua. Essi saranno equipaggiati con interruttori di manovra sezionatori con fusibili, i quali garantiranno la protezione contro le sovracorrenti e consentiranno di sezionare le stringhe in occasione di interventi di manutenzione. Ai fini della protezione dalle sovratensioni di origine atmosferica, verranno installati, su ciascun polo, scaricatori di sovratensione.

6.5 Gruppi di conversione DC/AC

Per ciascun sottocampo fotovoltaico, è previsto l'utilizzo di un gruppo di conversione dell'energia elettrica prodotta di tipo centralizzato ***SMA SUNNY CENTRAL da 2500 kVA***, le cui caratteristiche tecniche sono deducibili dal datasheet di seguito riportato:



SUNNY CENTRAL 1500 V

Technical Data	Sunny Central 2500-EV	Sunny Central 2750-EV	Sunny Central 3000-EV
Input (DC)			
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 mm²	2 x 800 kcmil, 2 x 400 mm²	2 x 800 kcmil, 2 x 400 mm²
Integrated zone monitoring	○	○	○
Available DC fuse sizes (per input)	200 A, 250 A, 315 A, 350 A, 400 A, 450 A, 500 A		
Output (AC)			
Nominal AC power at cos φ =1 (at 35 °C / at 50 °C)	2500 kVA / 2250 kVA	2750 kVA / 2500 kVA	3000 kVA / 2700 kVA
Nominal AC power at cos φ =0.8 (at 35 °C / at 50 °C)	2000 kW / 1800 kW	2200 kW / 2000 kW	2400 kW / 2160 kW
Nominal AC current $I_{AC,nom}$ = 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[1] [4]	550 V / 440 V to 660 V	600 V / 480 V to 690 V	655 V / 524 V to 721 V[11]
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[10]	> 2		
Power factor at rated power / displacement power factor adjustable[4] [11]	● 1 / 0.8 overexcited to 0.8 underexcited ○ 1 / 0.0 overexcited to 0.0 underexcited		
Efficiency			
Max. efficiency[2] / European efficiency[3] / CEC efficiency[3]	98.6% / 98.3% / 98.0%	98.7% / 98.5% / 98.5%	98.8% / 98.6% / 98.5%
Protective Devices			
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		
General Data			
Dimensions (W / H / D)	2780 / 2318 / 1588 mm (109.4 / 91.3 / 62.5 inch)		
Weight	< 3400 kg / < 7496 lb		
Self-consumption (max.[4] / partial load[5] / average[6])	< 8100 W / < 1800 W / < 2000 W		
Self-consumption (standby)	< 370 W		
Internal auxiliary power supply	Integrated 8.4 kVA transformer		
Operating temperature range[8]	−25 to 60 °C / −13 to 140 °F		
Noise emission[7]	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%		
Maximum operating altitude above MSL[8] 1000 m / 2000 m / 3000 m	● / ○ / ○ (earlier temperature-dependent derating)		
Fresh air consumption	6500 m³/h		
Features			
DC connection	Terminal lug on each input (without fuse)		
AC connection	With busbar system (three busbars, one per line conductor)		
Communication	Ethernet, Modbus Master, Modbus Slave		
Communication with SMA string monitor (transmission medium)	Modbus TCP / Ethernet (FO MM, Cat-5)		
Enclosure / roof color	RAL 9016 / RAL 7004		
Supply transformer for external loads	○ (2.5 kVA)		
Standards and directives complied with	CE, IEC / EN 62109-1, IEC / EN 62109-2, BDEW-MSRL, IEEE1547, Arrêté du 23/04/08		
EMC standards	CISPR 11, CISPR 22, EN55011:2017, EN 55022, IEC/EN 61000-6-4, IEC/EN 61000-6-2, IEC 62920, FCC Part 15 Class A	CISPR 11, CISPR 22, EN55011:2017, EN 55022, IEC 62920, FCC Part 15 Class A	
Quality standards and directives complied with	VDI/VDE 2862 page 2, DIN EN ISO 9001		
● Standard features ○ Optional			
Type designation	SC-2500-EV-10	SC-2750-EV-10	SC-3000-EV-10

1) At nominal AC voltage, nominal AC power decreases in the same proportion
2) Efficiency measured without internal power supply
3) Efficiency measured with internal power supply
4) Self-consumption at rated operation
5) Self-consumption at < 75% Pn at 25 °C
6) Self-consumption averaged out from 5% to 100% Pn at 35 °C
7) Sound pressure level at a distance of 10 m
8) Values apply only to inverters. Permissible values for SMA MV solutions from SMA can be found in the corresponding data sheets.
9) AC voltage range can be extended to 763 V for 50Hz grids only (option „Aux power supply: external" must be selected, option "housekeeping" not combinable).
10) A short-circuit ratio of < 2 requires a special approval from SMA
11) Depending on the DC voltage

Figura 10: datasheet inverter centralizzato SMA

Complessivamente verranno utilizzati 20 inverter centralizzati per una potenza complessiva pari alla potenza in immissione richiesta al Gestore di Rete (50.000 kVA).

6.6 Trasformatori di potenza

Come riscontrabile dallo schema elettrico unifilare e dalle tavole di progetto allegate alla presente, all'interno di ciascuna cabina elettrica di trasformazione è prevista l'installazione di un trasformatore BT/MT da 5000 kVA dotato di due avvolgimenti di bassa tensione. Per maggiori dettagli sulle loro caratteristiche, si rimanda alla scheda tecnica allegata.

6.7 Linee elettriche a 30 kV interne al campo

Le cabine elettriche di trasformazione, verranno interconnesse tra loro in entra-esce a mezzo di linee elettriche di media tensione dedicate e collegate al quadro elettrico generale MT installato all'interno della cabina di raccolta.

In questo contesto, vengono riportate le caratteristiche delle linee menzionate, rimandando alla relazione tecnica specialistica "***Dimensionamento linee elettriche di media tensione***" per maggiori dettagli sui criteri di dimensionamento applicati.

Linea elettrica n° 1

La linea elettrica n° 1 interconnette in entra-esce le cabine elettriche di trasformazione n° 1, 2, 3 e 4. Essa sarà realizzata in cavo tripolare ad elica visibile adatto per posa interrata, e presenterà le seguenti caratteristiche:

- Tipologia di cavo: ARE4H5EX 18/30 kV;
- Formazione: 3x(1x400) mm^2;
- Lunghezza complessiva: 2.224 m. circa;

Linea elettrica n° 2

La linea elettrica n° 1 interconnette in entra-esce le cabine elettriche di trasformazione n° 5, 6 e 7. Essa sarà realizzata in cavo tripolare ad elica visibile adatto per posa interrata, e presenterà le seguenti caratteristiche:

- Tipologia di cavo: ARE4H5EX 18/30 kV;
- Formazione: 3x(1x400) mm^2;
- Lunghezza complessiva: 1.485 m. circa;

Linea elettrica n° 3

La linea elettrica n° 1 interconnette in entra-esce le cabine elettriche di trasformazione n° 8, 9 e 10. Essa sarà realizzata in cavo tripolare ad elica visibile adatto per posa interrata, e presenterà le seguenti caratteristiche:

- Tipologia di cavo: ARE4H5EX 18/30 kV;
- Formazione: 3x(1x400) mm^2;
- Lunghezza complessiva: 1.226 m. circa.

6.8 Cabina di raccolta

In prossimità dell'area di accesso al sito, è prevista la posa in opera di una cabina elettrica di raccolta di tipo **container 40' di tipo High Cube** delle dimensioni di circa 12,2x2,5x2,9 m all'interno della quale verranno installate le apparecchiature di seguito elencate:

- Quadro elettrico generale di media tensione a 30 kV;
- Trasformatore Servizi ausiliari di cabina con potenza nominale da 100 kVA;
- Quadro elettrico generale di BT servizi ausiliari;
- Gruppo di misura dell'energia elettrica.

6.9 Quadro elettrico generale a 30 kV

All'interno della cabina di raccolta, verrà installato il quadro elettrico generale di media tensione, 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.

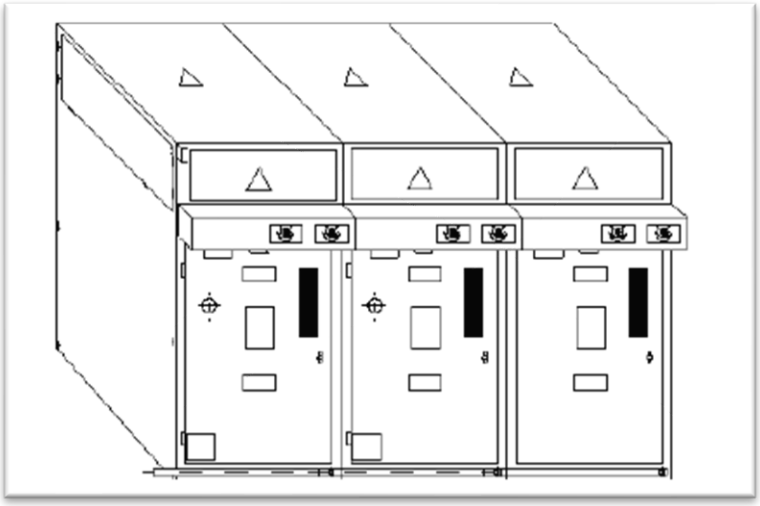


Figura 11: immagine indicativa di scomparti 36kV isolati in aria

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

- ***N° 1 scomparto partenza linea*** verso la Sottostazione Elettrica di Utenza, costituito da un sezionatore generale e un interruttore generale, corredato di un sistema di protezione di massima corrente, massima corrente omopolare e direzionale di terra;
- ***N° 1 scomparto risalita cavi*** dotato di TA e TV di misura da cui verrà derivato il gruppo di misura dell'energia elettrica scambiata con la rete;
- ***N°1 scomparto dispositivo generale***, dotato di sistema di protezione generale;
- ***N° 3 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:

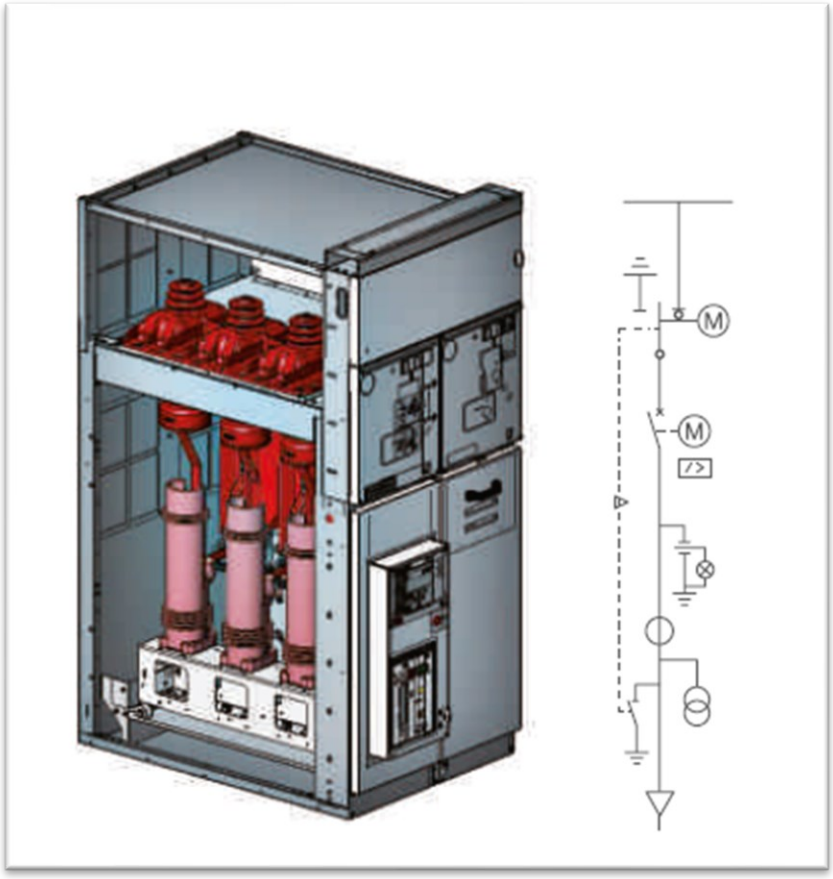


Figura 12: scomparto arrivo/partenza linea

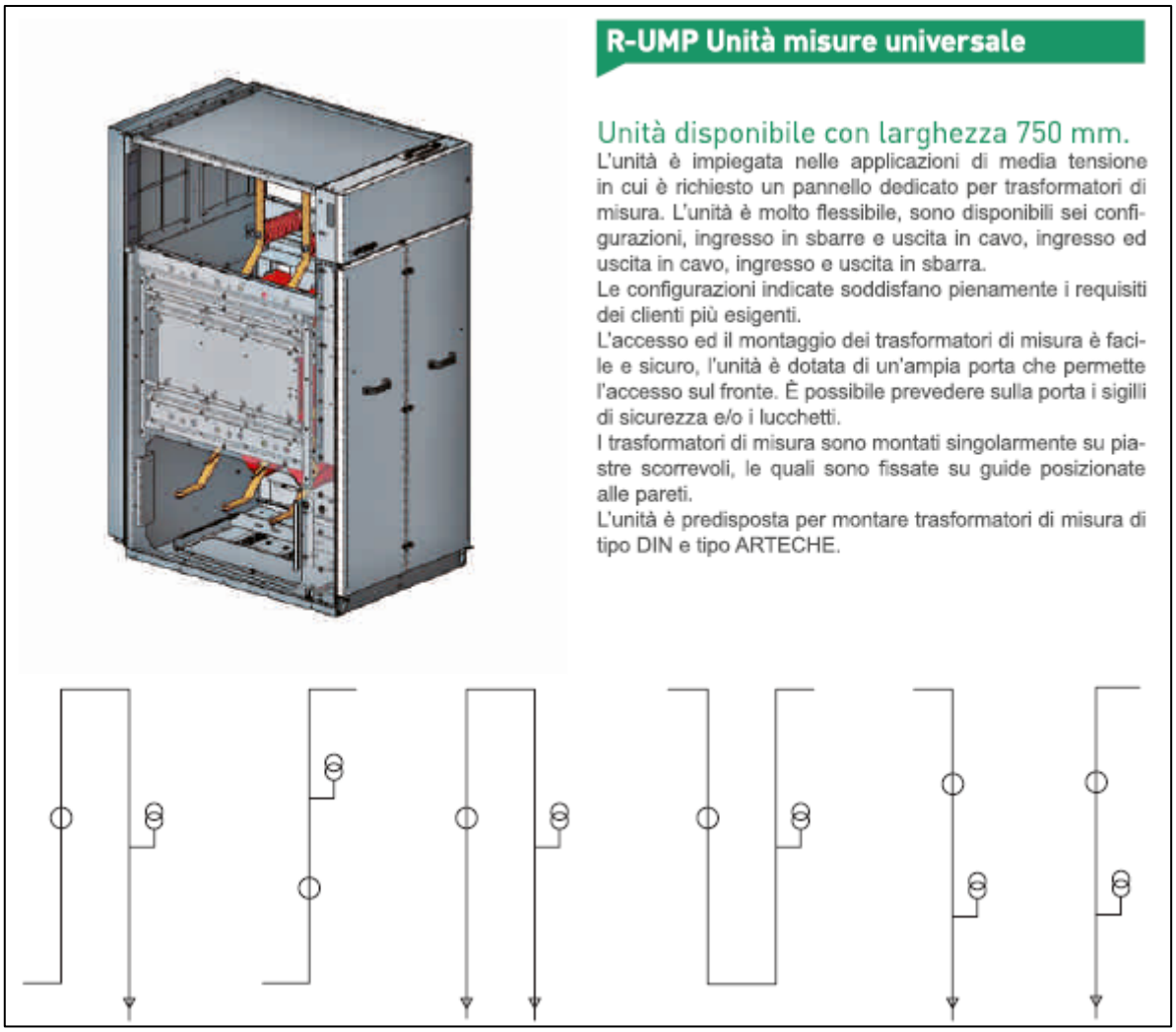


Figura 13: scomparto risalita cavi

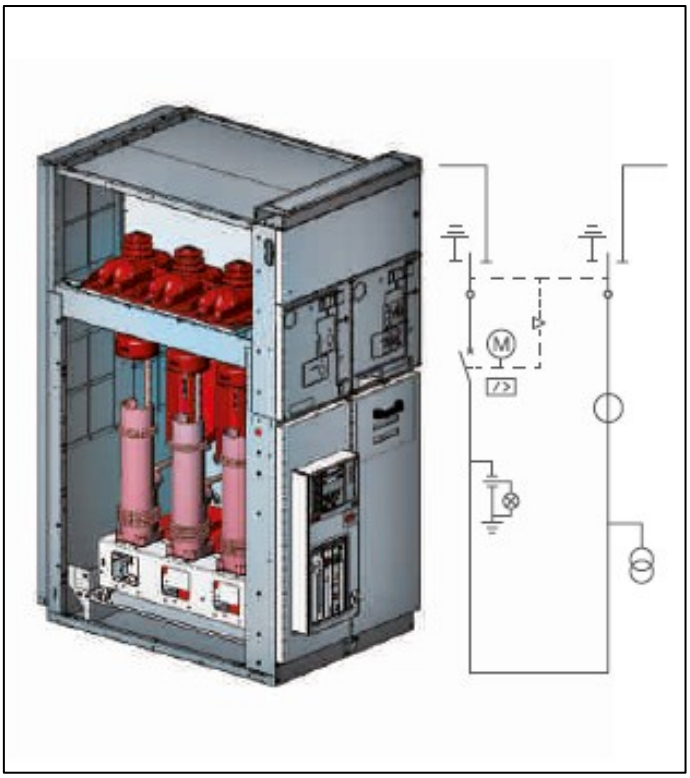


Figura 14: scomparto dispositivo generale

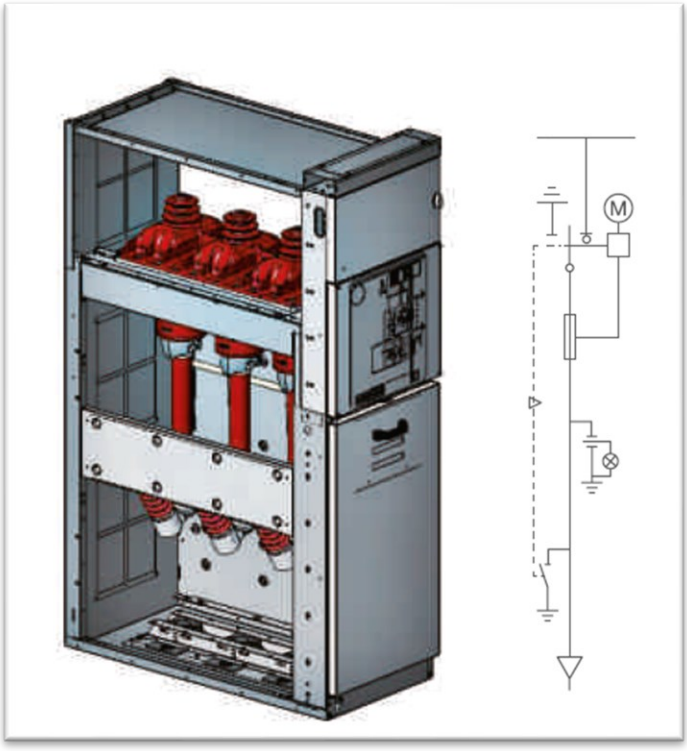


Figura 15: Scomparto protezione trasformatore servizi ausiliari

Tutti gli scomparti sono stati dimensionati per reti con corrente di cortocircuito pari a 16 kA e con riferimento alla tensione nominale di 30 kV.

6.10 Dorsale a 30 kV di collegamento con la sezione di media tensione della Sottostazione Elettrica di Utenza

L'impianto di produzione verrà collegato con la sezione di media tensione della Sottostazione Elettrica di Utenza a mezzo di una dorsale di media tensione in cavo tripolare ad elica visibile dimensionata in funzione della potenza da trasmettere.
In questo contesto, vengono riportate le caratteristiche elettriche della linea, rimandando alla relazione tecnica specialistica "***Dimensionamento linee elettriche in cavo interrato a 30 kV"*** per maggiori dettagli sui criteri di dimensionamento e di verifica applicati.

- Tipologia di cavo: ***ARE4H5EX 18/30kV***;
- Formazione: 2x[3x(1x630)] mm^2;
- Lunghezza: circa 9,5 km circa.

6.11 Locali trasformatori servizi ausiliari

Oltre ai locali di conversione e trasformazione dell'energia elettrica prodotta, è prevista la posa in opera di n° 10 locali tecnici all'interno dei quali verranno installati i trasformatori servizi ausiliari con i relativi quadri elettrici di media e bassa tensione.

Tali trasformatori, avranno il compito di alimentare i servizi ausiliari dei sottocampi di pertinenza ed avranno le seguenti caratteristiche:

- Potenza Nominale: 100 kVA.
- Tensione Primaria Nominale: 30 kV;
- Tensione Secondaria Nominale: 400V;
- Tensione di Cortocircuito: 6%.

Di seguito viene riportata un'immagine indicativa dei locali tecnici menzionati, rimandando alla tavola particolari costruttivi per maggiori dettagli.

6.12 Servizi ausiliari di impianto

I servizi di cabina e i servizi ausiliari dell'impianto (relè di protezione, motori elettrici di movimentazione dei tracker, 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 1x36 W 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).

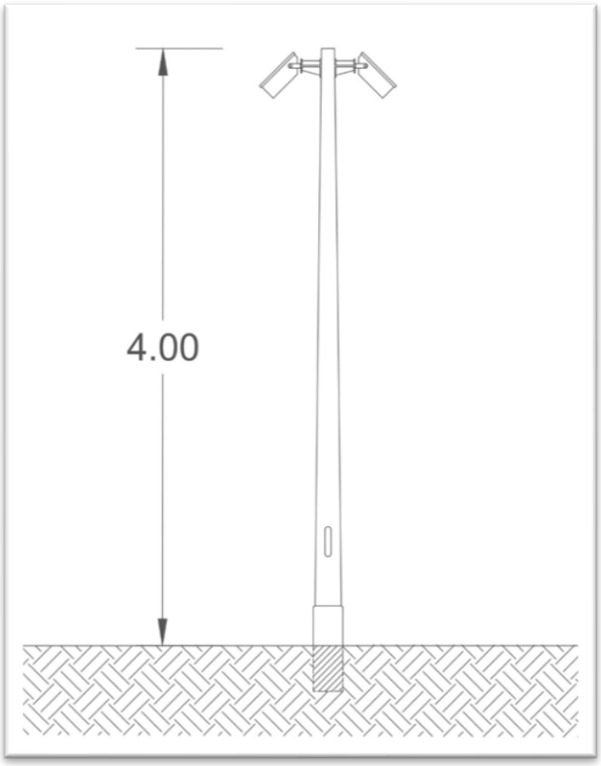


Figura 16: sostegno per impianto di videosorveglianza

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.