



REGIONE SICILIANA
 PROVINCIA DI CALTANISSETTA
 COMUNE DI MAZZARINO



PROGETTO DI UN IMPIANTO AGRO-FOTOVOLTAICO E DELLE RELATIVE OPERE DI CONNESSIONE DA REALIZZARE NEL COMUNE DI MAZZARINO (CL), IN CONTRADA "PIANO LAGO" DELLA POTENZA IN IMMISSIONE PARI A 50 MW DENOMINATO "ZIGOLO HV"

PROGETTO DEFINITIVO

RELAZIONE TECNICA
 IMPIANTO DI UTENZA



IMPIANTO
 AGRIVOLTAICO
 AVANZATO

LAOR
 (Land Area
 Occupation Ratio)
 20%

LIV. PROG.	COD. PRATICA TERNA	CODICE ELABORATO	TAVOLA	DATA	SCALA
PD	202203183	ZIGOLOHV_B28		08.05.2024	-

REVISIONI

REV.	DATA	DESCRIZIONE	ESEGUITO	VERIFICATO	APPROVATO

RICHIEDENTE E PRODUTTORE

HF SOLAR 19 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. S. Martorana
 Arch. F. G. Mazzola
 Arch. A. Calandrino
 Arch. G. Vella
 Dott. Agr. B. Miciluzzo
 Dott. Biol. M. Casisa

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 fotovoltaica**

denominato

“Zigolo HV”

Relazione tecnica Impianto di Utenza

Progetto definitivo

Sommario

1.	Definizioni.....	1
2.	Premessa.....	2
3.	Normativa di riferimento.....	6
4.	Caratteristiche generali del sito	9
4.1	Analisi delle interferenze con i servizi e sottoservizi esistenti.....	11
5.	Descrizione generale dell'impianto.....	12
6.	Componentistica impiegata	23
6.1	Moduli fotovoltaici.....	23
6.2	Strutture di sostegno moduli fotovoltaici	25
6.3	Linee elettriche di bassa tensione in DC.....	25
6.4	Quadri parallelo stringhe	27
6.5	Gruppi di conversione DC/AC	28
6.6	Trasformatori di potenza	29
6.7	Linee elettriche a 36 kV interne al campo.....	29
6.8	Cabina di raccolta.....	31
6.9	Quadro elettrico generale a 36 kV.....	32
6.10	Dorsale a 36 kV di collegamento con la futura sezione a 36 kV della Stazione Elettrica di Trasformazione.....	36
6.11	Servizi ausiliari di impianto.....	36

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:

- **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 Utente 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 utente 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

Il progetto in esame prevede la realizzazione di impianto Agro -fotovoltaico, denominato “Zigolo HV”, sito nel territorio comunale di Mazzarino (CL) in località “Contrada Piano Lago” su quattro lotti di terreno distinti catastalmente come segue:

- Plot 1: Foglio 190 p.lle 10, 12, 70, 71, 80, 83, 103, 108, 109, 111, 112, 113, 114, 122, 151, 154, 181, 185, 186, 188, 187, 190, 191, 192, 193 (N.C.T.) e Foglio 190 p.lle 194, 213 (N.C.F.);
- Plot 2: Foglio 191 p.lle 6, 7, 8, 9 13, 14, 15, 16, 35, 36, 37, 38; Foglio 192 p.la 34 (N.C.T.);
- Plot. 3: Foglio 193 p.lle 3, 4, 116, 120, 126, 134, 144, 154, 156, 164, 172; Foglio 194 p.lle 4, 39, 46, 52, 53, 55, 56, 54, 88 (N.C.T.);
- Plot. 4: Foglio 195 p.lle 8, 9, 10, 28, 12, 30, 31; Foglio 196 p.lle 4, 21, 20, 17, 22, 11 (N.C.T.).

Le annesse opere di connessione a 36 kV ricadono nei comuni di Mazzarino, Gela e Butera (CL).

Come riscontrabile dalle tavole di progetto allegate, a cui si rimanda per maggiori dettagli, l'impianto ha una potenza di picco, intesa come somma delle potenze nominali dei moduli fotovoltaici scelti in fase di progettazione definitiva, pari a **53.343,36 kWp**.



Lo schema di connessione alla Rete, prescritto dal Gestore della Rete Elettrica di Trasmissione Nazionale con preventivo di connessione ricevuto in data 01/03/2024 ed identificato con Codice Pratica 202203183 Protocollo Terna P20240023391, prevede che l'impianto venga collegato in antenna a 36 kV con la sezione a 36 kV di una nuova stazione elettrica di trasformazione (SE) a 220/150/36 kV della RTN, da inserire in entra - esce sulla linea RTN a 220 kV "Chiamonte Gulfi - Favara".

Ai sensi dell'art. 21 dell'allegato A alla deliberazione Arg/elt/99/08 e s.m.i. dell'Autorità di Regolazione per Energia Reti e Ambiente, il nuovo elettrodotto in antenna a 36 kV per il collegamento della centrale alla stazione elettrica della RTN, costituisce **Impianto di Utenza per la Connessione**, mentre lo stallo arrivo produttore a 36 kV nella suddetta stazione costituisce **Impianto di Rete per la**

Connessione. 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**.

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 futura Stazione Elettrica della RTN:

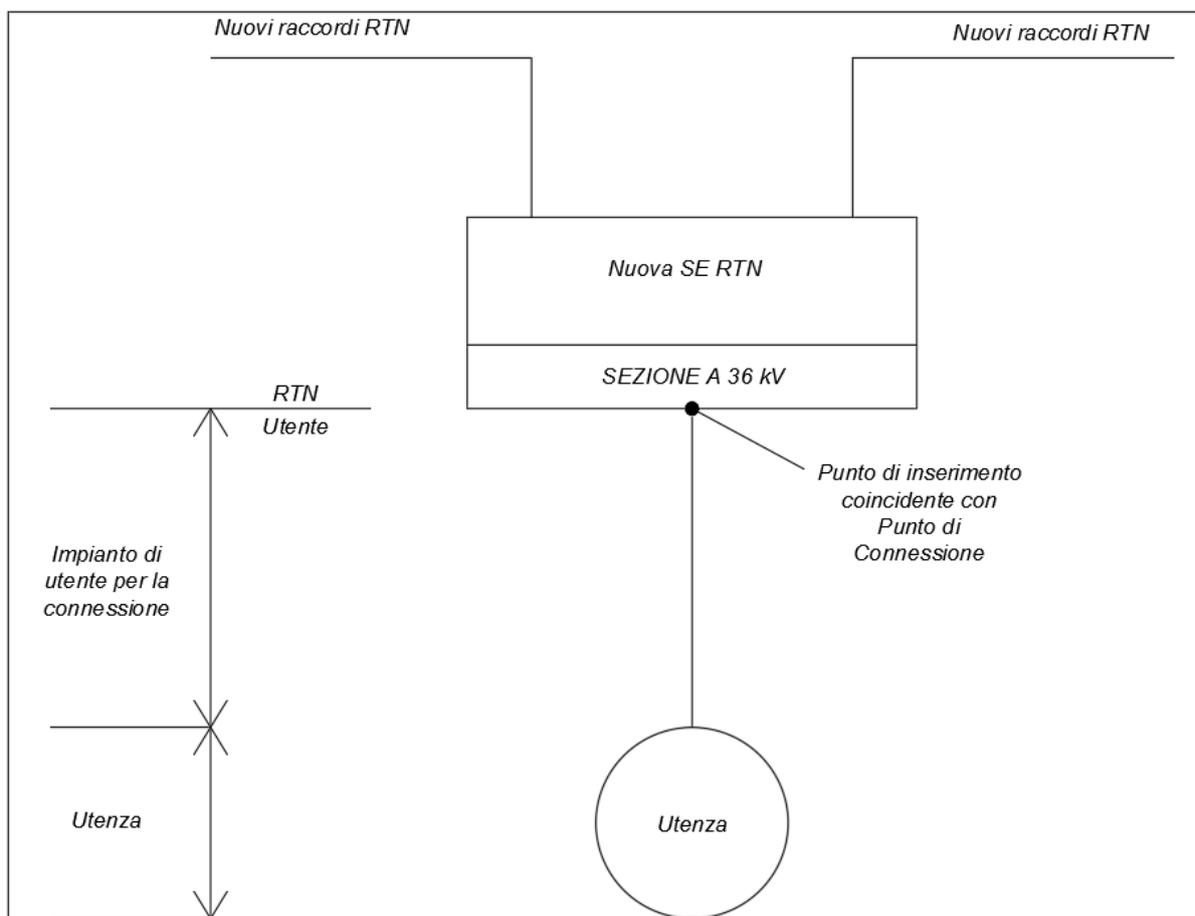


Figura 2: inserimento di un impianto di produzione in antenna con la sezione a 36 kV di una nuova Stazione Elettrica RTN

Considerando che l'impianto sarà sottoposto ad **Iter di Procedura Unica Ambientale**, ai sensi del art.27 del D.Lgs. n° 152 del 2006 e s.m.i. e ad **Autorizzazione Unica**, ai sensi del D.Lgs. n° 387 del 2003 e s.m.i., la Società Proponente espletterà direttamente la procedura autorizzativa fino al conseguimento dell'autorizzazione, oltre che per l'impianto di produzione e di utenza per la connessione, 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.

In questo contesto verranno descritte le caratteristiche delle Opere Elettriche costituenti l'Impianto di Produzione. Per maggiori dettagli sulle Opere di Rete necessarie per la connessione e sull'Impianto di Utenza per la connessione, si rimanda alle relazioni tecniche specialistiche allegate al progetto.

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 progetto in esame prevede la realizzazione di impianto Agro -fotovoltaico, denominato “Zigolo HV”, sito nel territorio comunale di Mazzarino (CL) in località “Contrada Piano Lago” su quattro lotti di terreno distinti catastalmente come segue:

- Plot 1: Foglio 190 p.lle 10, 12, 70, 71, 80, 83, 103, 108, 109, 111, 112, 113, 114, 122, 151, 154, 181, 185, 186, 188, 187, 190, 191, 192, 193 (N.C.T.) e Foglio 190 p.lle 194, 213 (N.C.F.);
- Plot 2: Foglio 191 p.lle 6, 7, 8, 9 13, 14, 15, 16, 35, 36, 37, 38; Foglio 192 p.la 34 (N.C.T.);
- Plot. 3: Foglio 193 p.lle 3, 4, 116, 120, 126, 134, 144, 154, 156, 164, 172; Foglio 194 p.lle 4, 39, 46, 52, 53, 55, 56, 54, 88 (N.C.T.);
- Plot. 4: Foglio 195 p.lle 8, 9, 10, 28, 12, 30, 31; Foglio 196 p.lle 4, 21, 20, 17, 22, 11 (N.C.T.).

Le annesse opere di connessione a 36 kV ricadono nei comuni di Mazzarino, Gela e Butera (CL).

Dal punto di vista cartografico, l’area oggetto dell’indagine, si colloca sulla CTR alla scala 1: 10.000, ai Fogli N° 639130, 638160, 643040, 643030 e nell’IGM n° 272-I-SO, 272-I-SE e 272-II-NO.

Il sito d’impianto è posto ad un’altitudine media di 310 m s l m, costituito da quattro plot dalla forma poligonale irregolare, ad oggi adibiti prevalentemente a carciofeti o colture cerealicole.

L’area è facilmente raggiungibile tramite viabilità pubblica e pertanto non è necessario realizzare opere di viabilità d’accesso. L’accesso principale avviene dalla Strada Provinciale 96 raggiungibile dalla Strada Statale 117 bis e dalla Strada Provinciale 13.



Figura 3 - Inquadramento territoriale dell’impianto e delle relative opere di connessione nella Provincia di Caltanissetta

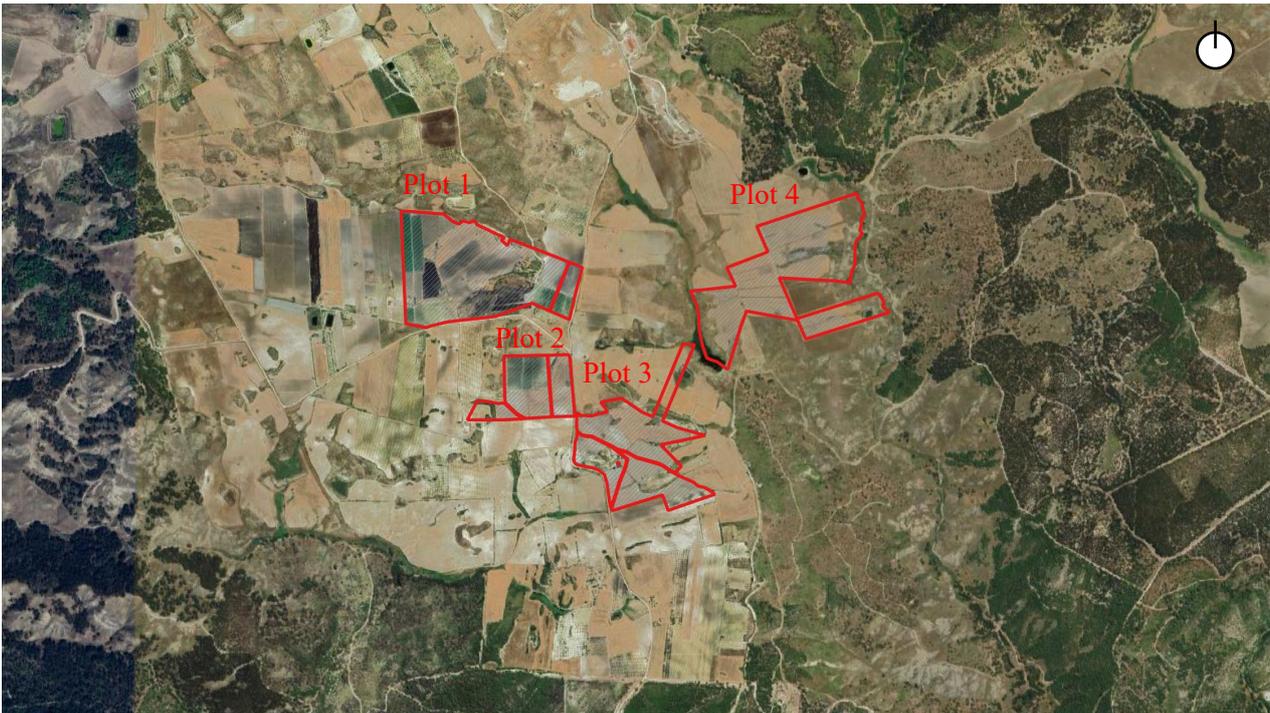


Figura 4 - Inquadramento area del generatore agrivoltaico

L'estensione complessiva del terreno è di circa 87 ha, di questi circa 74 ha costituiscono la superficie del sistema agrivoltaico (Stot) mentre la superficie totale dell'ingombro dell'impianto agrivoltaico (Spv) risulta pari a circa 15 ha. Di conseguenza il LAOR (Land Area Occupation Ratio), definito dalle linee guida ministeriali come il rapporto Spv/Stot, è pari al 20 %.

Nel complesso, l'assetto morfologico dell'area di impianto e del territorio circostante si presenta abbastanza uniforme, prevalentemente caratterizzato da lievi pendii ad eccezione di due aree interne ai plot 3 e 4, con pendenze maggiormente accentuate nelle quali non vengono inserite strutture di captazione solare.

Ai sensi del Piano Paesaggistico Territoriale Regionale vigente l'area d'impianto risulta priva di qualsiasi vincolo paesaggistico, ambientale o storico. Dall'analisi della Carta delle Componenti del Paesaggio si evince che il percorso della Strada Provinciale 96, che delimita a est i Plot 1 e 2 e ad ovest il Plot 3, coincide con quello di una regia trazzera. Dalla Carta dei Beni Paesaggistici, invece il Plot 4 risulta vincolato lungo il confine orientale dalla fascia di rispetto dei fiumi di 150 m (art. 142, lett. c, D.lgs 42/2004), in corrispondenza del Vallone della Zambara. Tuttavia, questa porzione vincolata, di circa 7,5 ettari, è stata esclusa dalle aree utili ai fini dell'installazione delle opere dell'impianto di utenza e verrà piuttosto utilizzata per la coltivazione agricola da integrare con il fotovoltaico, così come l'area sulla quale insistono le strutture fotovoltaiche stesse.

L'impianto progettato si avvale di strutture fotovoltaiche sub verticali fisse disposte secondo un orientamento est-ovest e con una distanza tra le file di circa 5 m; dette strutture di sostegno ai moduli

fotovoltaici, che avranno un'inclinazione di 55° rispetto all'orizzontale, saranno caratterizzate da un'altezza minima tale da consentire la continuità delle attività agricole o zootecniche anche sotto ai moduli fotovoltaici.

Ciascun Plot sarà delimitato da una fascia arborea schermante, ampia 10 m, costituita da alberi di ulivo, avente la funzione di mitigare la vista dell'impianto dall'esterno. A protezione dell'impianto verrà inoltre apposta una recinzione fissata a dei paletti in acciaio infissi al terreno, lungo la quale verranno predisposte apposite aperture per consentire alla fauna strisciante di passare liberamente. I cancelli di ingresso saranno di tipo scorrevole motorizzato e avranno una dimensione di circa 7 m e un'altezza pari a circa 2 m. Saranno previsti ulteriori ingressi pedonali tramite cancelli della dimensione di circa 0,9 m di larghezza e 2 m di altezza circa.

Il generatore denominato "Zigolo HV", il cui numero di rintracciabilità è 202203183, ha una potenza nominale totale pari a 53.343,36 kWp, e sulla base di tale potenza è stato dimensionato tutto il sistema. L'impianto in oggetto, allo stato attuale, prevede l'impiego di moduli fotovoltaici con moduli da 720 Wp bifacciali ed inverter centralizzati. Il dimensionamento ha tenuto conto della superficie utile, della distanza tra le file di moduli allo scopo di evitare fenomeni di ombreggiamento reciproco e degli spazi utili per l'installazione delle Power Station oltre che agli edifici di consegna e ricezione e dei relativi edifici tecnici.

All'interno dell'area d'impianto sono previste n.10 locali di Conversione e Trasformazione prefabbricati (Power Station) ognuna delle quali sarà correlata con una cabina per i servizi ausiliari. Saranno inoltre presenti n. 7 Locali tecnici e n. 3 Cabine di Raccolta per le interconnessioni e n. 1 Cabina di Raccolta, contenente un trasformatore, per il collegamento alla rete.

Tutte le cabine saranno poste su fondazioni prefabbricate.

In riferimento ai movimenti di terra si eseguiranno solamente scavi a sezione obbligata per l'alloggiamento dei cavidotti alla profondità di circa 1,50 m e scavi in cui inserire le fondazioni prefabbricate dei locali tecnici di supporto all'impianto. Gran parte della terra verrà riutilizzata per rinterro e ricolmo degli scavi, parte del materiale verrà utilizzato per ripianamenti che saranno comunque limitati e tali da non alterare l'orografia attuale dello stato dei luoghi di progetto.

4.1 Analisi delle interferenze con i servizi e sottoservizi esistenti

Di seguito si elencano le eventuali interferenze derivanti da servizi e sottoservizi infrastrutturali con l'area d'impianto in questione.

Acquedotti: I plot 1 e 2 sono attraversati da una condotta idrica interrata dalla quale è stata rispettata una distanza di 4 m per l'installazione delle strutture fotovoltaiche e i cabinati.

Pozzi: All'interno del plot 1 si riscontra la presenza di un pozzo a cui è stata garantita l'accessibilità rimanendo al di fuori della recinzione di impianto.

Aeroporti: L'aeroporto più vicino risulta essere quello di Comiso "Pio La Torre", distante circa 36 km in linea d'aria dall'impianto agrivoltaico e dalle opere necessarie alla connessione alla RTN.

Autostrade: Non vi sono autostrade che interessano direttamente l'impianto.

Corsi d'acqua: Non sono presenti corsi d'acqua che attraversano il sito; il confine est del plot 4 risulta vincolato dalla fascia di rispetto dei fiumi di 150 m (art. 142, lett. c, D.lgs 42/2004), in corrispondenza del Vallone della Zambara. L'area interessata dal vincolo pari a circa 7,5 ettari è stata esclusa dall'installazione delle strutture di impianto. L'elettrodotto interrato di collegamento con la stazione elettrica sarà posto su strade pubbliche asfaltate esistenti ad oggi interferenti con dei corsi d'acqua e con la relativa fascia di rispetto dei fiumi di 150 m.

Impluvi: I plot 2, 3 e 4 sono interessati dall'attraversamento di impluvi. La fascia di rispetto adottata è pari a 10 m.

Ferrovie: Non sono presenti linee ferrate che interessano l'impianto.

Gasdotti: Il sito dell'impianto non è interessato dall'interferenza di gasdotti.

Regie trazzere: La strada provinciale n.96 che costeggia e collega i plot 1, 2 e 3 coincide con la trazzera denominata Gela - Piazza Armerina.

Telecomunicazioni: Non sono rilevabili linee di telecomunicazioni che interferiscono con l'area di impianto e delle opere di rete.

5. Descrizione generale dell'impianto

L'impianto di produzione di energia elettrica oggetto dell'iniziativa intrapresa dalla Società "**HF Solar 19 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 **53.343,36 kWp** e, conformemente a quanto prescritto dal Gestore della Rete di Trasmissione Nazionale, verrà collegato in antenna a 36 kV con la sezione a 36 kV di una nuova stazione elettrica di trasformazione (SE) a 220/150/36 kV della RTN, da inserire in entra - esce sulla linea RTN a 220 kV "Chiaramonte Gulfi - Favara".

Come riscontrabile dalle tavole di progetto allegate, in lotti come di seguito rappresentato:



Figura 5:inquadramento territoriale area di impianto su ortofoto

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 i filari di tracker 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 "**Huasun 720 Wp**" costituiti da 132 celle in silicio monocristallino i quali, al fine di massimizzare la producibilità energetica, verranno montati su strutture di tipo sub verticale fisso da 14, 28 e 56. Vedasi Immagine di seguito:

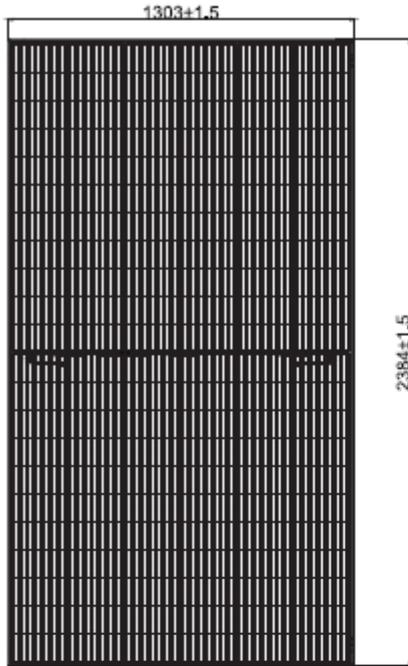
Himalaya G12 Series 700-720W

Ultra-high bifaciality

- BloombergNEF Tier 1 PV module manufacturer
- Reinsurance underwritten by Ariel Re

Engineering Drawings

Unit: mm



Electrical Characteristics (STC*)

HS-210-B132	DSN700	DSN705	DSN710	DSN715	DSN720
Maximum Power (P _{max})	700W	705W	710W	715W	720W
Module Efficiency (%)	22.53%	22.70%	22.86%	23.02%	23.18%
Optimum Operating Voltage (V _{mp})	42,10V	42,25V	42,39V	42,54V	42,68V
Optimum Operating Current (I _{mp})	16,63A	16,69A	16,75A	16,81A	16,87A
Open Circuit Voltage (V _{oc})	50,13V	50,29V	50,44V	50,59V	50,74V
Short Circuit Current (I _{sc})	17,43A	17,49A	17,55A	17,61A	17,67A
Operating Module Temperature	-40 to +85 °C				
Maximum System Voltage	DC1500V (IEC)				
Maximum Series Fuse	35A				
Power Tolerance	0~+5W				
Bifaciality	95% ± 5%				

*STC: Irradiance 1000 W/m², cell temperature 25 °C, AM=1.5. Tolerance of P_{max} is within ±4.3%.

BSTC**

Maximum Power (P _{max})	770W	775W	780W	785W	790W
Optimum Operating Voltage (V _{mp})	42,10V	42,25V	42,39V	42,54V	42,68V
Optimum Operating Current (I _{mp})	18,29A	18,35A	18,41A	18,46A	18,51A
Open Circuit Voltage (V _{oc})	50,13V	50,29V	50,44V	50,59V	50,74V
Short Circuit Current (I _{sc})	19,17A	19,22A	19,28A	19,33A	19,39A

**BSTC: Front side irradiation 1000W/m², back side reflection irradiation 130W/m², AM=1.5, ambient temperature 25 °C.

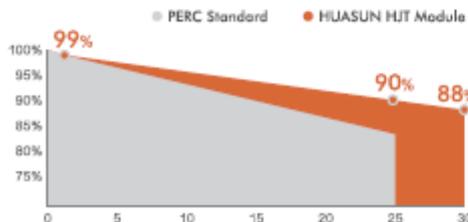
Temperature Characteristics

Nominal Operating Cell Temp. (NOCT)	44 °C ± 2 °C
Temperature Coefficient of P _{max}	-0,26%/°C
Temperature Coefficient of V _{oc}	-0,24%/°C
Temperature Coefficient of I _{sc}	0,04%/°C

Safety & Warranty

Safety Class	Class II
Product Warranty	15 yrs Workmanship
Performance Warranty	30 yrs Linear Warranty*

* Less than 1% attenuation in the 1st year, the annual attenuation from the 2nd year is no more than 0,275%, and the power is no less than 88% until the 30th year.



* Refer to HIASUN standard warranty for details

Mechanical Characteristics

Cell Type	HJT Mono 210 × 105mm
Cell Connection	132 (6 × 22)
Module Dimension	2384 × 1303 × 35 mm
Weight	37,8 kg
Junction Box	IP68
Output Cable	4mm ² , 300mm in length, length can be customized / UV resistant
Connectors Type	MC4 compatible
Frame	Composite coating
Front Load	2400 Pa
Rear Load	2400 Pa
Glass Thickness	Double glass, 2,0mm

Shipping Configurations

Container Size	40'
Pallets Per Container	18
Modules Per Pallet (pcs)	31
Modules Per Container (pcs)	558

ANHUI HUASUN ENERGY CO., LTD.
All rights reserved © 2020-2023
File No. HS-T2×9M-0008 Ver. 2.0 Page 2 of 2

NO.99 Qinglu Road, Economic and Technological Development Zone, Xuancheng, Anhui, China
Tel: 0086-563-3318095 www.huasunsolar.com
sales@huasunsolar.com customerservice@huasunsolar.com

Figura 6: scheda tecnica moduli fotovoltaici scelti in fase di progettazione definitiva

Per ridurre i costi di investimento e manutenzione, si è scelto di adottare inverter di tipo centralizzati **SMA SUNNY CENTRAL da 2.500 kVA**, a ciascuno dei quali verranno collegate in parallelo un certo numero di stringhe fotovoltaiche, fermo restando che la scelta adottata potrà subire modifiche in fase di progettazione esecutiva:

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 mm ²	2 x 800 kcmil, 2 x 400 mm ²	2 x 800 kcmil, 2 x 400 mm ²
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 $\cos \varphi = 1$ (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 ⁽¹⁾⁽⁶⁾	550 V / 440 V to 660 V	600 V / 480 V to 690 V	655 V / 524 V to 721 V ⁽⁶⁾
AC power frequency		50 Hz / 47 Hz to 63 Hz 60 Hz / 57 Hz to 63 Hz	
Min. short-circuit ratio at the AC terminals ⁽³⁾		> 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 ⁽²⁾ / CEC efficiency ⁽¹⁾	98.6% / 98.3% / 98.0%	98.7% / 98.5% / 98.5%	98.8% / 98.6% / 98.5%
Protective Devices			
Inputs disconnection point		DC load-break switch	
Outputs 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. ⁽⁸⁾ / partial load ⁽¹¹⁾ / 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 ⁽⁶⁾		-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 ⁽⁹⁾ 1000 m / 2000 m / 3000 m		● / ○ / ○ (earlier temperature-dependent derating)	
Fresh air consumption		6500 m ³ /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, Cat5)	
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		CE, IEC / EN 62109-1, IEC / EN 62109-2, 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

Figura 7: scheda tecnica inverter centralizzati SMA

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:

$$U_{MAX\ FV(\theta_{min})} = N_s \cdot U_{MAX\ modulo(\theta_{min})} \quad [V]$$

dove N_s è il numero di moduli che costituiscono la stringa, $U_{MAX\ modulo(\theta_{min})}$ è la tensione massima del singolo modulo alla minima temperatura di funzionamento.

Quest'ultima può essere calcolata con la seguente espressione:

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

dove

- $U_{oc} (25^{\circ}\text{C})$ 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:

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

essendo $U_{\text{max inverter}}$ 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 $1000\text{W}/\text{m}^2$, e può essere calcolata con la seguente espressione:

$$U_{\text{MPPT MAX FV}}(\theta_{\text{min}}) = N_s \cdot U_{\text{MPPT MAX modulo}}(\theta_{\text{min}})$$

dove:

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

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

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:

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

dove $U_{MPPT \text{ MAX INVERTER}}$ 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 1000 W/m^2 ,
- temperatura θ_{\max} pari a $70\text{-}80^\circ\text{C}$.

e può essere calcolata con la seguente espressione:

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

dove:

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

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

Ai fini del corretto coordinamento deve risultare:

$$U_{MPPT \text{ min FV}} = N_s \cdot [U_{MPPT \text{ modulo}} - \beta \cdot (25 - \theta_{\max})] \geq U_{MPPT \text{ min INVERTER}}$$

essendo $U_{MPPT \text{ min INVERTER}}$ 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:

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

dove:

- $I_{\text{stringa,Max}}$ 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 valori di irraggiamento superiori a $1000\text{W}/\text{m}^2$.

Per il corretto coordinamento occorre verificare che:

$$I_{\text{max FV}} = N_p \cdot 1,25 \cdot I_{\text{sc}} \leq I_{\text{max Inverter}}$$

dove:

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

Considerando le strutture subverticali fisse scelte sono predisposti per l'installazione di 14, 28 e 56 moduli fotovoltaici, la verifica delle quattro precedenti condizioni è stata condotta ipotizzando di realizzare stringhe **fotovoltaiche da 28 moduli**, ottenendo esito positivo.

Come deducibile dalle tavole di layout allegate e dallo schema elettrico unifilare dell'impianto (a cui si rimanda per una maggiore comprensione di quanto descritto), la sezione di generazione è stata suddivisa in **10 sottocampi fotovoltaici**, aventi le potenze di seguito elencate:

- Sottocampo fotovoltaico n°1, da 5.644,80 kWp;
- Sottocampo fotovoltaico n°2, da 5.644,80 kWp;
- Sottocampo fotovoltaico n°3, da 5.644,80 kWp;
- Sottocampo fotovoltaico n°4, da 5.564,16 kWp;

- Sottocampo fotovoltaico n°5, da 6.048,00 kWp;
- Sottocampo fotovoltaico n°6, da 5.443,20 kWp;
- Sottocampo fotovoltaico n°7, da 5.463,36 kWp;
- Sottocampo fotovoltaico n°8, da 4.636,80 kWp;
- Sottocampo fotovoltaico n°9, da 4.636,80 kWp;
- Sottocampo fotovoltaico n°10, da 4.616,64 kWp;

Per ciascun sottocampo fotovoltaico è previsto un “*locale di Conversione e Trasformazione dell’energia elettrica prodotta*” di tipo *container*, premesso che la scelta potrà subire modifiche in fase di progettazione esecutiva.

Le cabine elettriche verranno interconnesse tra loro in entra-esci a mezzo di linee elettriche in cavo interrato a 36 kV a struttura radiale, e collegate al quadro elettrico generale a 36 kV installato all’interno della *cabina di raccolta*. In particolare, è prevista la realizzazione di n° 4 linee come di seguito indicato:

- Linea n° 1, interconnette le cabine di trasformazione n° 1, 2, 3 e 4;
- Linea n° 2, interconnette le cabine di trasformazione n° 5;
- Linea n° 3, interconnette le cabine di trasformazione n° 6, e 7;
- Linea n° 4, interconnette le cabine di trasformazione n° 8, 9 e 10.

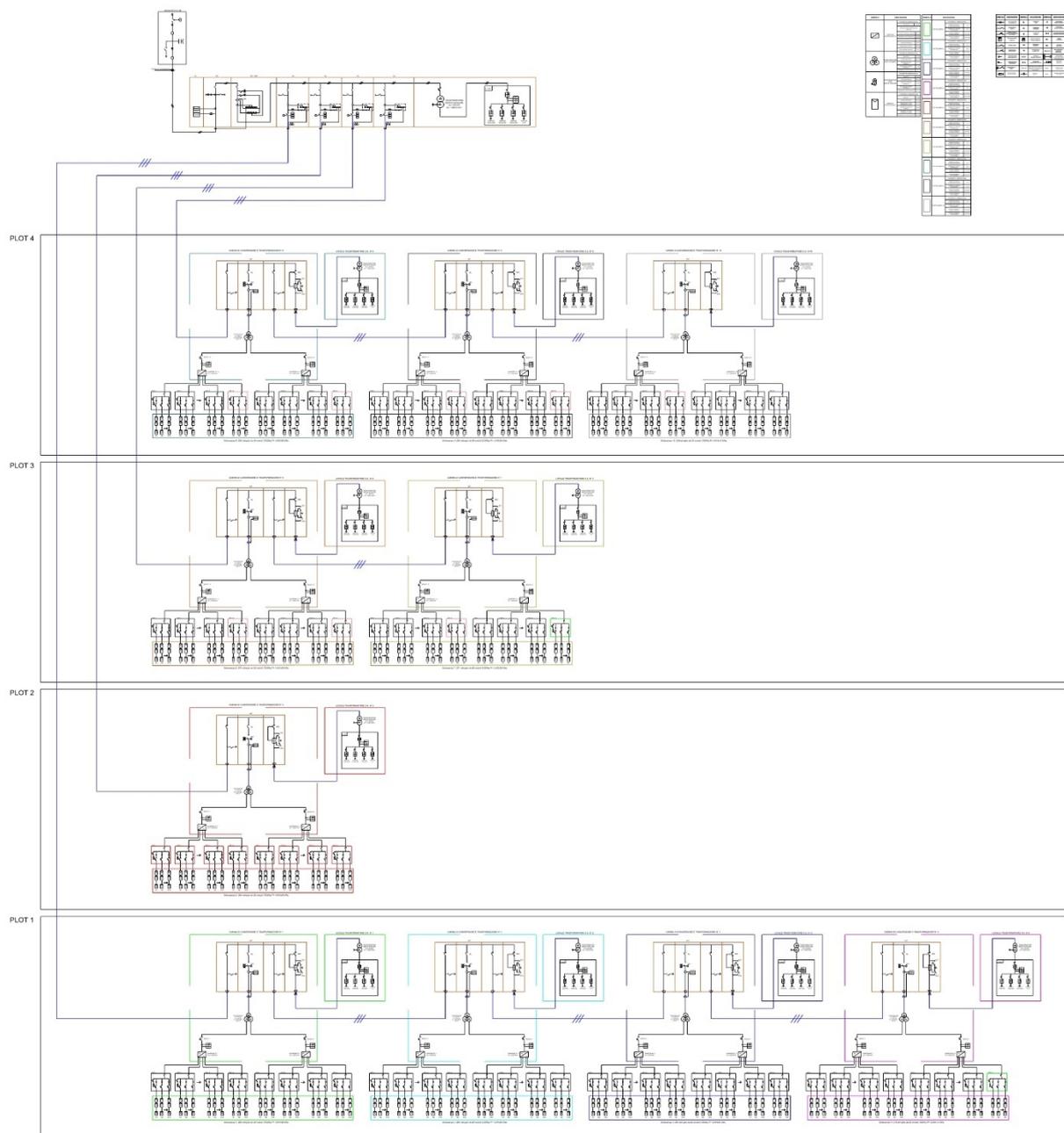


Figura 8: schema dell'impianto di produzione, con indicazione dei plot e delle linee a 36 kV di interconnessione, della cabina di raccolta e della dorsale a 36 kV di collegamento con la Stazione Elettrica.

Dalla cabina di raccolta, posizionata in prossimità dell'area di accesso al sito, partirà una dorsale a 36 kV in cavo interrato, la quale, sviluppandosi su tracciato di pertinenza stradale pubblica, consentirà di collegare l'impianto di produzione con la sezione a 36 kV di una nuova stazione elettrica di trasformazione (SE) a 220/150/36 kV della RTN, da inserire in entra - esce sulla linea RTN a 220 kV "Chiaramonte Gulfi - Favara".



Figura 9: inquadramento territoriale su ortofoto dell'area di impianto, con indicazione del tracciato della dorsale a 36 kV di collegamento con la Stazione Elettrica.

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

Premesso che i moduli verranno acquistati in funzione della disponibilità e del costo di mercato in fase di realizzazione, in questa fase della progettazione, ai fini del dimensionamento del generatore fotovoltaico si è scelto di utilizzare moduli fotovoltaici ***“Huasun 720 Wp” costituiti da 132 celle in silicio monocristallino.***

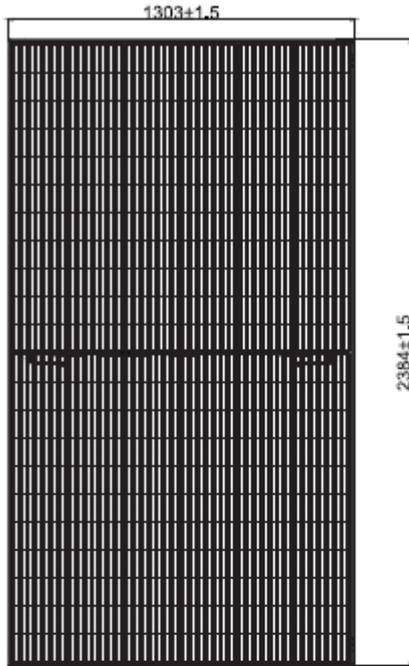
Himalaya G12 Series 700-720W

Ultra-high bifaciality

- BloombergNEF Tier 1 PV module manufacturer
- Reinsurance underwritten by Ariel Re

Engineering Drawings

Unit: mm



Electrical Characteristics (STC*)

HS-210-B132	DSN700	DSN705	DSN710	DSN715	DSN720
Maximum Power (Pmax)	700W	705W	710W	715W	720W
Module Efficiency (%)	22.53%	22.70%	22.86%	23.02%	23.18%
Optimum Operating Voltage (Vmp)	42.10V	42.25V	42.39V	42.54V	42.68V
Optimum Operating Current (Imp)	16.63A	16.68A	16.75A	16.81A	16.87A
Open Circuit Voltage (Voc)	50.13V	50.29V	50.44V	50.59V	50.74V
Short Circuit Current (Isc)	17.43A	17.48A	17.55A	17.61A	17.67A
Operating Module Temperature	-40 to +85 °C				
Maximum System Voltage	DC1500V (IEC)				
Maximum Series Fuse	35A				
Power Tolerance	0~+5W				
Bifaciality	95% ± 5%				

*STC: Irradiance 1000 W/m², cell temperature 25°C, AM=1.5, Tolerance of Pmax is within ±4.3%

BSTC**

	770W	775W	780W	785W	790W
Maximum Power (Pmax)	770W	775W	780W	785W	790W
Optimum Operating Voltage (Vmp)	42.10V	42.25V	42.39V	42.54V	42.68V
Optimum Operating Current (Imp)	18.29A	18.35A	18.41A	18.46A	18.51A
Open Circuit Voltage (Voc)	50.13V	50.29V	50.44V	50.59V	50.74V
Short Circuit Current (Isc)	19.17A	19.22A	19.28A	19.33A	19.39A

**BSTC: Front side irradiation 1000W/m², back side reflection irradiation 130W/m², AM=1.5, ambient temperature 25°C.

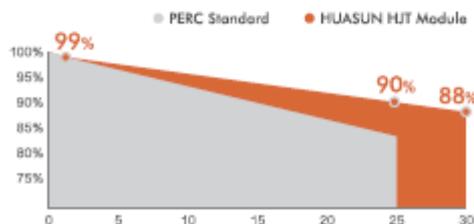
Temperature Characteristics

Nominal Operating Cell Temp. (NOCT)	44 °C ± 2°C
Temperature Coefficient of Pmax	-0.26%/°C
Temperature Coefficient of Voc	-0.24%/°C
Temperature Coefficient of Isc	0.04%/°C

Safety & Warranty

Safety Class	Class II
Product Warranty	15 yrs Workmanship
Performance Warranty	30 yrs Linear Warranty*

* Less than 1% attenuation in the 1st year; the annual attenuation from the 2nd year is no more than 0.375%, and the power is no less than 88% until the 30th year.



* Refer to HUASUN standard warranty for details

Mechanical Characteristics

Cell Type	HJT Mono 210 × 105mm
Cell Connection	132 (6 × 22)
Module Dimension	2384 × 1303 × 35 mm
Weight	37.8 kg
Junction Box	IP68
Output Cable	4mm ² , 300mm in length, length can be customized / UV resistant
Connectors Type	MC4 compatible
Frame	Composite coating
Front Load	2400 Pa
Rear Load	2400 Pa
Glass Thickness	Double glass, 2.0mm

Shipping Configurations

Container Size	40'
Pallets Per Container	18
Modules Per Pallet (pcs)	31
Modules Per Container (pcs)	558

ANHUI HUASUN ENERGY CO., LTD.
All rights reserved © 2020-2023
File No. HS-T2-SM-0008 Ver. 2.0 Page 2 of 2

NO.99 Qinglu Road, Economic and Technological Development Zone, Xuancheng, Anhui, China
Tel: 0086-563-4318095 www.huasunsolar.com
sales@huasunsolar.com customerservice@huasunsolar.com

Figura 10: datasheet moduli fotovoltaici scelti in fase di progettazione definitiva

6.2 Strutture di sostegno moduli fotovoltaici

L'impianto progettato si avvale di strutture fotovoltaiche sub verticali fisse disposte secondo un orientamento est-ovest e con una distanza tra le file di circa 5 m; dette strutture di sostegno ai moduli fotovoltaici, che avranno un'inclinazione di 55° rispetto all'orizzontale, saranno caratterizzate da un'altezza minima tale da consentire la continuità delle attività agricole o zootecniche anche sotto ai moduli fotovoltaici, variabile a seconda del Plot considerato e della corrispondente soluzione agrivoltaica prevista:

- all'interno dei Plot 1 e 4 saranno inserite strutture aventi altezza minima dei moduli fotovoltaici di 1,30 m poiché in essi sono previste attività di zootecnia ed in questo modo verrà consentito il passaggio con continuità dei capi di bestiame;
- nei Plot 2 e 3 i moduli avranno altezza minima da terra di circa 2,10 m a per consentire, invece, l'utilizzo di macchinari funzionali alla coltivazione.

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 sostituito da altri analoghi modelli, anche di altri costruttori concorrenti (ad es. Nclave, ZIMMERMANN, ed altri) 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/m².

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 mm². La scelta adottata, tuttavia, potrà subire modifiche in fase di progettazione esecutiva.

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 11: 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° 15 stringhe fotovoltaiche in parallelo, pertanto la corrente di impiego assunta ai fini del dimensionamento della linea è pari a:

$$I_B = 1,25 \sum_{i=1}^{15} I_{sc \text{ stringa}}$$

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:

$$I_B = (1,25 \times 18,55 \times 14) = 331 \text{ A}$$

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 300 mm². 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	
Cores number		Cross section	Approx conductor diameter	Insulation medium thickness	Approx external production diameter	Approx cable weight	Electric resistance at 20°C	20°C Interrato	30° In tubo o in aria
(N°)	(mm ²)	(mm)	(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 12: 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 l'impianto fotovoltaico, è previsto l'utilizzo di un gruppo di conversione dell'energia elettrica prodotta di tipo centralizzato **SMA SUNNY CENTRAL da 2.500**, in funzione della potenza nominale del sottocampo stesso, 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. shortcircuit 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 kmil, 2 x 400 mm ²	2 x 800 kmil, 2 x 400 mm ²	2 x 800 kmil, 2 x 400 mm ²
Integrated zone monitoring	o	o	o
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 $\varphi = 1$ (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 $I_{AC, max} = \text{Max. output current } I_{AC, max}$	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 ¹⁾⁶⁾	550 V / 440 V to 660 V	600 V / 480 V to 690 V	655 V / 524 V to 721 V ¹⁾
AC power frequency		50 Hz / 47 Hz to 53 Hz 60 Hz / 57 Hz to 63 Hz	
Min. shortcircuit ratio at the AC terminals ¹⁰⁾		> 2	
Power factor at rated power / displacement power factor adjustable 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			
Inputside disconnection point		DC loadbreak switch	
Outputside 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		o / o	
Insulation monitoring		o	
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 ⁴⁾)	< 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 ⁹⁾ 1000 m / 2000 m / 3000 m	● / o / o (earlier temperature-dependent derating)		
Fresh air consumption	6500 m ³ /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	o (2.5 kVA)		
Standards and directives complied with	CE, IEC / EN 62109-1, IEC / EN 62109-2, BDEW-M5RL, IEEE 1547, Arrêté du 23/04/08		
EMC standards	CISPR 11, CISPR 22, EN 55011:2017, EN 55022, IEC/EN 61000-4-4, IEC/EN 61000-4-2, 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
<p>1) At nominal AC voltage, nominal AC power decreases in the same proportion</p> <p>2) Efficiency measured without internal power supply</p> <p>3) Efficiency measured with internal power supply</p> <p>4) Self-consumption at rated operation</p> <p>5) Self-consumption at < 75% Pn at 25°C</p> <p>6) Self-consumption averaged out from 5% to 100% Pn at 35°C</p> <p>7) Sound pressure level at a distance of 10 m</p> <p>8) Values apply only to inverters. Permissible values for SMA MV solutions from SMA can be found in the corresponding data sheets.</p> <p>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).</p> <p>10) A shortcircuit ratio of < 2 requires a special approval from SMA</p> <p>11) Depending on the DC voltage</p>			

Figura 13: datasheet inverter centralizzato SMA

Complessivamente verranno utilizzati n° 20 inverter centralizzati da 2.500 kVA per una potenza complessiva pari alla potenza in immissione richiesta al Gestore di Rete (50.000 kVA).

6.6 Trasformatori di potenza

Per ciascun sottocampo è previsto l'utilizzo di un *trasformatore*, allocato in un locale di conversione e trasformazione dell'energia elettrica prodotta denominato Power Station. Le Power Station scelte sono del tipo MV Power Station SMA 5000, ciascuna dotata di quadri elettrici AT e BT, n° 2 gruppi di conversione DC/AC centralizzati da 2500 kVA e n° 1 trasformatore BT/MT da 5000 kVA con due avvolgimenti distinti di bassa tensione. Le grandezze nominali del componente impiegato, sono deducibili dal datasheet riportato nella relazione disciplinare descrittivo.

6.7 Linee elettriche a 36 kV interne al campo

Le cabine elettriche di trasformazione interne al campo, verranno collegate al quadro elettrico generale installato all'interno della cabina di raccolta, a mezzo di linee elettriche in cavo interrato *ARE4H5EX* elettrificate a 36 kV.

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

Lo schema elettrico proposto, prevede la realizzazione di n° 4 linee elettriche a struttura radiale, le quali interconnettono le cabine di trasformazione secondo l'ordine di seguito indicato:

- Linea n° 1, interconnette le cabine di trasformazione n° 1, 2, 3 e 4;
- Linea n° 2, interconnette le cabine di trasformazione n° 5;
- Linea n° 3, interconnette le cabine di trasformazione n° 6, e 7;
- Linea n° 4, interconnette le cabine di trasformazione n° 8, 9 e 10.

Le linee, dimensionate in funzione della potenza da trasmettere, presentano le caratteristiche di seguito indicate:

Linea 36 kV n° 1

- Tipologia di cavo: *ARE4H5EX*;
- Formazione: 3x(1x400) mm²;
- Lunghezza: circa 2.042 m circa;

Linea 36 kV n° 2

- Tipologia di cavo: *ARE4H5EX*;

- Formazione: 3x(1x185) mm²;
- Lunghezza: circa 81 m circa.

Linea 36 kV n° 3

- Tipologia di cavo **ARE4H5EX**;
- Formazione: 3x(1x240) mm²;
- Lunghezza: circa 1.109 m circa.

Linea 36 kV n° 4

- Tipologia di cavo **ARE4H5EX**;
- Formazione: 3x(1x300) mm²;
- Lunghezza: circa 2433 m circa.

ARE4H5EX 18/30kV SK1 (SHOCK PROOF 1)

Contatto
General Information
nexans.cavi@nexans.com

DESCRIZIONE

Tre cavi unipolari riuniti a spirale visibile con conduttore in alluminio, isolamento in polietilene reticolato (XLPE) a spessore ridotto, schermo a nastro di alluminio, guaina rinforzata in polietilene (PE). Cavo resistente agli urti, dotato di barriera radiale e longitudinale all'acqua.

Applicazioni:

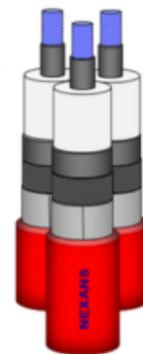
Cavo adatto per posa fissa, in interno o esterno, in aria o direttamente / indirettamente interrato, anche in ambiente umido. Il cavo "Shock Proof" SK1 ha ottime proprietà di resistenza agli urti. La speciale guaina esterna fornisce eccellente protezione contro l'impatto e lo stress meccanico durante il ciclo di vita del prodotto. Le prestazioni del cavo "Shock Proof" SK1, riguardo la protezione meccanica, sono state valutate in accordo al test di abrasione e impatto incluso nello standard HD 620-10-I3. Questo tipo di cavo può essere direttamente interrato, senza utilizzo di protezioni meccaniche aggiuntive, poiché è comparabile ad un cavo armato.

Costruzione:

- **Conduttore:** corda rotonda, rigida, compatta di **alluminio – Cl. 2(IEC 60228)**
- **Semiconduttore interno:** mescola semiconduttiva estrusa
- **Isolamento:** mescola estrusa di polietilene reticolato (**XLPE**)
- **Semiconduttore esterno:** mescola semiconduttiva estrusa – **non pelabile**
- **Barriera longitudinale:** nastro semiconduttivo "water blocking"
- **Schermo e barriera radiale:** nastro di alluminio con applicazione longitudinale (spessore nominale: 0,2 mm)
- **Guaina:** mescola di **Polietilene** estruso - Colore: **rosso**.

Caratteristiche funzionali:

- **Tensione nominale U⁰/U:** 18/30 kV
- **Temperatura max. di esercizio del conduttore:** 90°C
- **Temperatura max. di cortocircuito del conduttore:** 250°C (max 5s)
- **Temperatura max. di cortocircuito dello schermo:** 150°C
- **Temperatura min. di posa:** -25°C
- **Sforzo max. di trazione sul conduttore durante l'installazione:** 50 N/mm²
- **Raggio min. di curvatura durante l'installazione:** 21 D_{fase}



NORME

Internazionale HD 620;
IEC 60502-2

Nazionale CEI 20-68

Figura 14: scheda tecnica/1 cavi ARE4H5EX

CARATTERISTICHE ELETTRICHE							
Nome	Capacità nominale [µF / km]	Reattanza di fase a 50 Hz a trifoglio [Ohm/km]	Massima resistenza el. del cond. a 20°C in c.c. [Ohm/km]	Resistenza el. del cond. a 90°C in c.a. - trifoglio [Ohm/km]	Portata di corrente cavi in aria a 30°C - trifoglio [A]	Portata di corrente cavi interrati a 20°C - trifoglio [A]	Corrente di corto circuito nel conduttore 1s [kA]
ARE4H5E(X) 18/30 kV 50 mm² SK1	0,15	0,152	0,641	0,822	189	168	4,7
ARE4H5E(X) 18/30 kV 70 mm² SK1	0,166	0,143	0,443	0,568	235	205	6,6
ARE4H5E(X) 18/30 kV 95 mm² SK1	0,193	0,134	0,32	0,411	284	245	9
ARE4H5E(X) 18/30 kV 120 mm² SK1	0,217	0,128	0,253	0,325	328	279	11,3
ARE4H5E(X) 18/30 kV 150 mm² SK1	0,233	0,124	0,206	0,265	369	312	14,2
ARE4H5E(X) 18/30 kV 185 mm² SK1	0,252	0,119	0,164	0,211	424	353	17,5
Nome	Capacità nominale [µF / km]	Reattanza di fase a 50 Hz a trifoglio [Ohm/km]	Massima resistenza el. del cond. a 20°C in c.c. [Ohm/km]	Resistenza el. del cond. a 90°C in c.a. - trifoglio [Ohm/km]	Portata di corrente cavi in aria a 30°C - trifoglio [A]	Portata di corrente cavi interrati a 20°C - trifoglio [A]	Corrente di corto circuito nel conduttore 1s [kA]
ARE4H5E(X) 18/30 kV 240 mm² SK1	0,28	0,114	0,125	0,161	501	410	22,7
ARE4H5E(X) 18/30 kV 300 mm² SK1	0,304	0,11	0,1	0,129	574	463	28,3
ARE4H5E(X) 18/30 kV 400 mm² SK1	0,335	0,106	0,0778	0,101	669	530	37,8
ARE4H5E(X) 18/30 kV 500 mm² SK1	0,363	0,102	0,0605	0,08	777	604	47,2
ARE4H5E(X) 18/30 kV 630 mm² SK1	0,396	0,098	0,0469	0,063	901	687	59,5

Figura 15: scheda tecnica/2 cavi ARE4H5EX

6.8 Cabina di raccolta

In prossimità dell'area di accesso al sito, è prevista la realizzazione di una cabina di raccolta tipo container 40' di tipo High Cube delle dimensioni di circa 12,2x2,44x2,90 m all'interno della quale verranno installate le apparecchiature di seguito elencate:

- Quadro elettrico generale a 36 kV;
- Trasformatore Servizi ausiliari di cabina con potenza nominale da 50 kVA;
- Quadro elettrico generale di BT servizi ausiliari;
- Gruppo di misura dell'energia elettrica.

6.9 Quadro elettrico generale a 36 kV

All'interno della cabina di raccolta, verrà installato un quadro elettrico generale, 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.

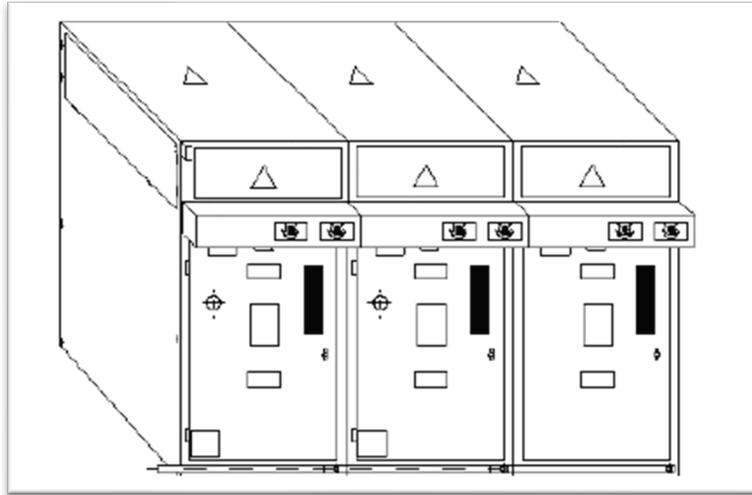


Figura 16: immagine indicativa di scomparti 36kV isolati in aria

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 interbloccato con un sezionatore di terra, dotato di TA e TV di misura e dispositivo di controllo dell'isolamento verso terra;
- N° 1 scomparto Dispositivo Generale, costituito da un sezionatore di linea con a valle un interruttore, corredato di relè di protezione di massima corrente di fase, massima corrente omopolare, direzionale di terra, corredato di protezioni di interfaccia;
- 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 e protezione direzionale di terra;
- 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:

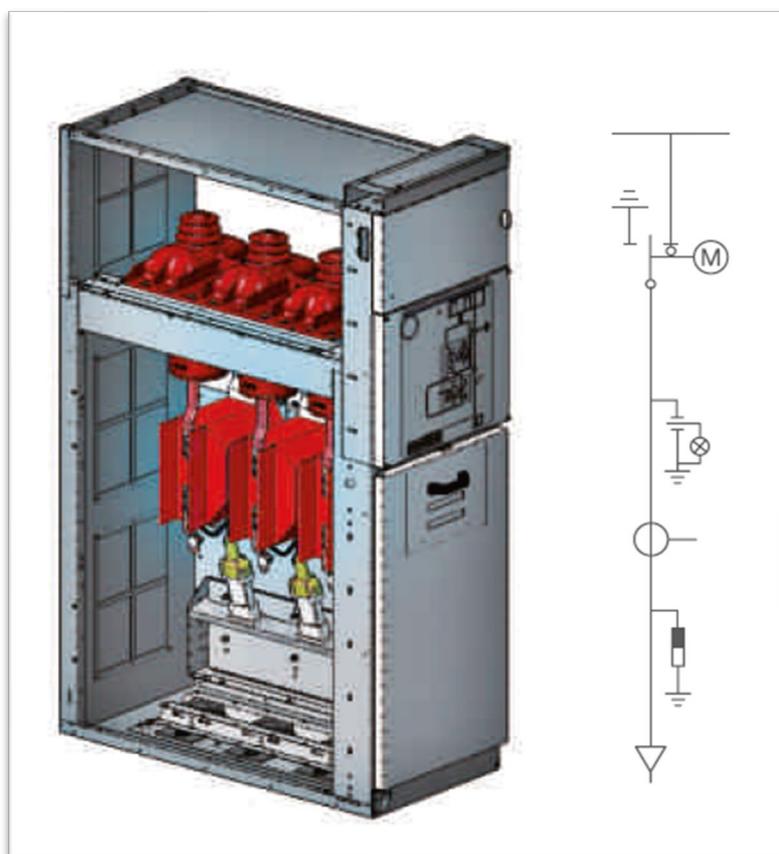


Figura 17: scomparto interruttore di manovra-sezionatore

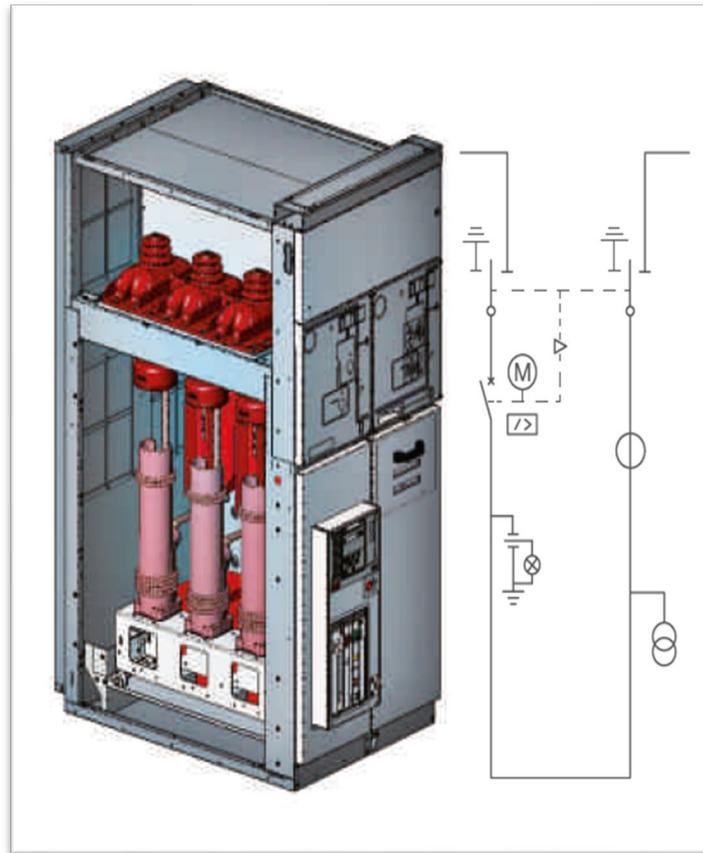


Figura 18: scomparto dispositivo generale

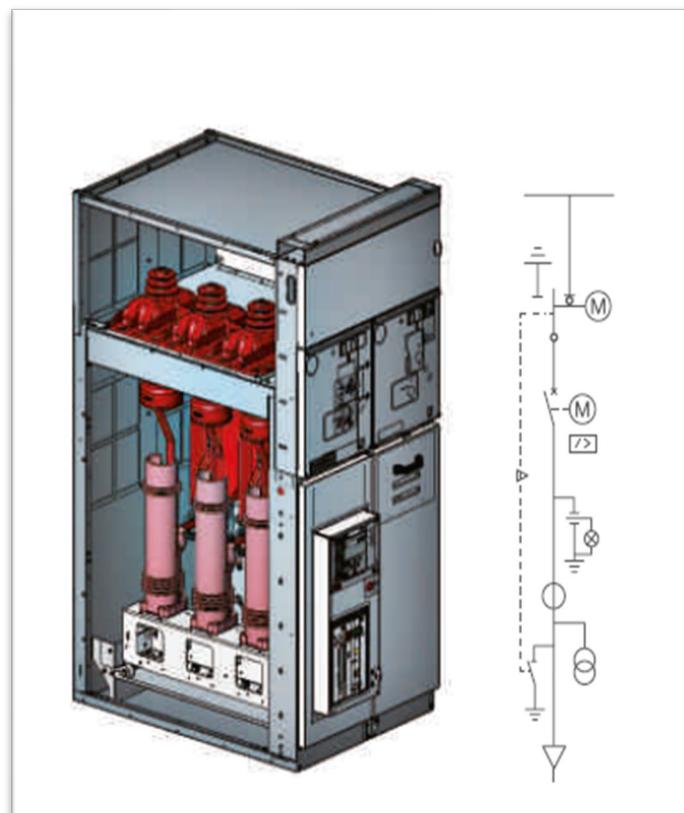


Figura 19: scomparto partenza linea

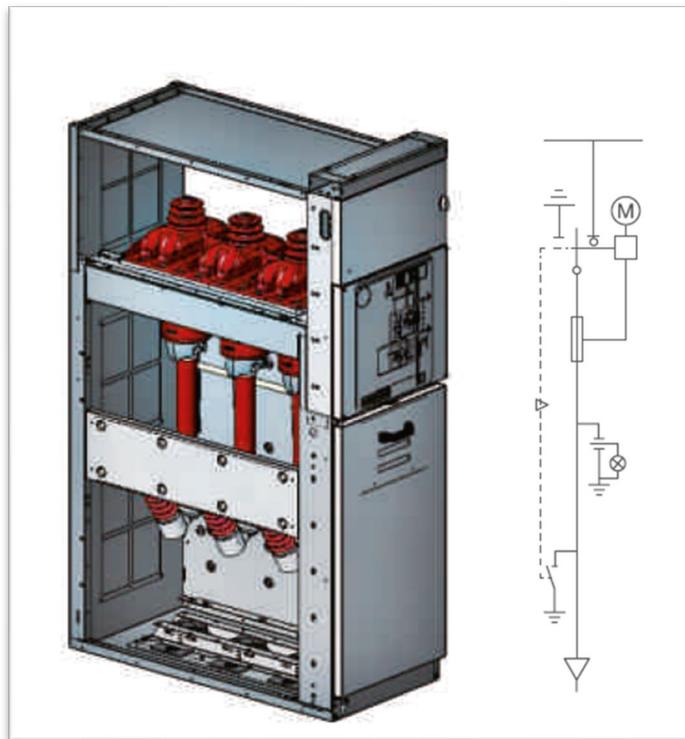


Figura 20: Scomparto protezione trasformatore servizi ausiliari

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.

6.10 Dorsale a 36 kV di collegamento con la futura sezione a 36 kV della Stazione Elettrica di Trasformazione

L'impianto di produzione verrà collegato in antenna con la sezione a 36 kV della futura Stazione Elettrica di Trasformazione della RTN, 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: $2 \times [3 \times (1 \times 400)] \text{ mm}^2$;
- Lunghezza: circa 15.350 m circa.

6.11 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 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).

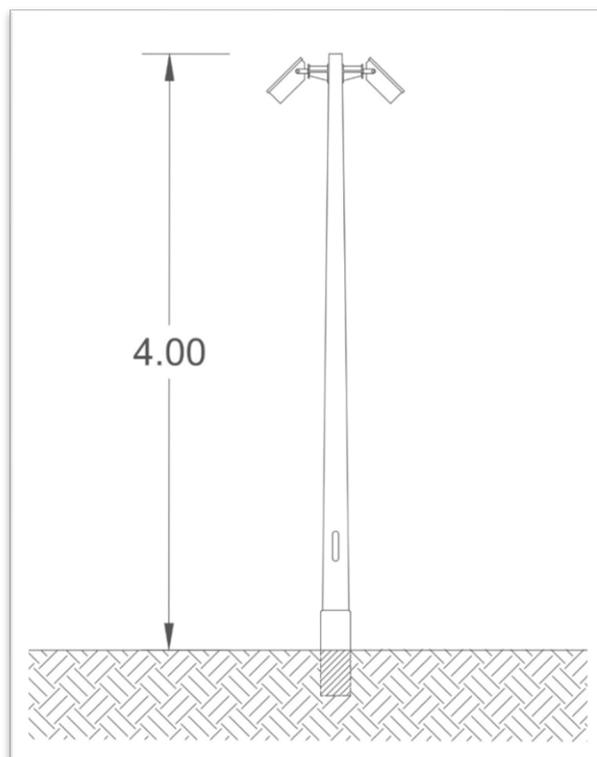


Figura 21: sostegno per impianto di illuminazione

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.