

PROPONENTE:

**K4 ENERGY s.r.l.**

Sede in: Via Vecchia Ferriera, 22  
36100 Vicenza (VI) - ITALIA  
Pec: k4-energy-srl-vi@pec.it

**K4 ENERGY**



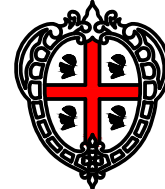
PROVINCIA DI ORISTANO



COMUNE DI NARBOLIA



COMUNE DI SAN VERO MILIS



REGIONE SARDEGNA

OGGETTO:

PROGETTO DEFINITIVO DI UN IMPIANTO AGRIVOLTAICO E RELATIVE  
OPERE DI CONNESSIONE ALLA RTN CON POTENZA COMPLESSIVA DI  
23,8 MW NEI COMUNI DI SAN VERO MILIS (OR) E NARBOLIA (OR)

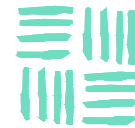
NOME ELABORATO:

RELAZIONE TECNICA SPECIALISTICA

PROGETTO SVILUPPATO DA:

**AGREENPOWER s.r.l.**

Sede legale: Via Serra, 44  
09038 Serramanna (SU) - ITALIA  
Email: info@agreenpower.it



**agreenpower s.r.l.**

GRUPPO DI LAVORO:

Ing. Simone Abis  
Ing. Giovanni Cis  
Dott. Gianluca Fadda  
Ing. Federico Micheli

COLLABORATORI:

Ing. Federico Miscali  
Dott. Agr. Vincenzo Satta  
Dott.ssa Archeol. Anna Luisa Sanna  
Ing. Michele Pigliaru  
Dott. Geol. Giovanni Mele  
Per.Ind. Alberto Laudadio  
Geom. Mario Dessì

TIMBRO E FIRMA:

SCALA:	CODICE ELABORATO	TIPOLOGIA	FASE PROGETTUALE			
-	REL14	IMPIANTO AGRIVOLTAICO	DEFINITIVO			
FORMATO:						
-						
3						
2						
1						
0	Prima emissione	Luglio 2023	AGREENPOWER	AGREENPOWER	AGREENPOWER	
REV.	DESCRIZIONE	DATA	REDATTO	CONTROLLATO	APPROVATO	

# INDICE

<b>1. PREMESSA .....</b>	<b>3</b>
<b>1.1. DATI GENERALI DI PROGETTO.....</b>	<b>4</b>
1.1.1. La società Proponente .....	4
1.1.2. La proprietà dei terreni.....	4
1.1.3. La società di consulenza e i consulenti specialistici.....	4
<b>2. IL SITO.....</b>	<b>4</b>
<b>2.1. LOCALIZZAZIONE GEOGRAFICA DELL’IMPIANTO.....</b>	<b>4</b>
<b>2.2. LOCALIZZAZIONE CATASTALE E URBANISTICA .....</b>	<b>6</b>
<b>3. STATO DI PROGETTO .....</b>	<b>7</b>
<b>3.1. PREMESSA .....</b>	<b>7</b>
<b>3.2. CRITERI DI PROGETTAZIONE .....</b>	<b>7</b>
<b>3.3. LAYOUT D’IMPIANTO .....</b>	<b>8</b>
<b>4. DESCRIZIONE TECNICA DEI COMPONENTI DELL’ IMPIANTO AGROVOLTAICO .....</b>	<b>9</b>
<b>4.1. CONFIGURAZIONE IMPIANTISTICA .....</b>	<b>9</b>
<b>4.2. LAYOUT D’IMPIANTO .....</b>	<b>11</b>
4.2.1. Sottocampi Fotovoltaici .....	11
<b>4.3. MODULI FOTOVOLTAICI.....</b>	<b>12</b>
<b>4.4. CABINE ELETTRICHE DI TRASFORMAZIONE (cabine di campo).....</b>	<b>13</b>
4.4.1. Trasformatore Elevatore BT/MT .....	14
4.4.2. Trasformatore BT/BT per gli ausiliari .....	14
4.4.3. Quadro elettrico dei servizi ausiliari .....	14
4.4.4. Quadro MT.....	14
<b>4.5. CONVERTITORI STATICI (Inverter) .....</b>	<b>14</b>
<b>4.6. QUADRO BT (Quadri elettrici in bassa tensione sez. AC) .....</b>	<b>15</b>
<b>4.7. CABINA GENERALE MT (cabina Utente) .....</b>	<b>15</b>
<b>4.8. CABINA DI CONSEGNA .....</b>	<b>16</b>
<b>4.9. CAVI DI POTENZA MT E BT .....</b>	<b>16</b>
4.9.1. Cavi solari CC di stringa .....	17
4.9.2. Cavi solari CC di parallelo stringhe .....	17
4.9.3. Cavi MT .....	17
4.9.4. Altri cavi.....	17
<b>4.10. OPERE DI CONNESSIONE ALLA RETE ELETTRICA .....</b>	<b>17</b>
4.10.1. Linea interrata .....	17
4.10.2. Linee aeree .....	18
4.10.3. Collegamenti in fibra ottica.....	18
4.10.4. Interferenze lungo il percorso degli elettrodotti .....	18
<b>4.11. SISTEMA DI MONITORAGGIO .....</b>	<b>18</b>

<b>4.12. SISTEMA DI MONITORAGGIO AMBIENTALE.....</b>	<b>19</b>
<b>4.13. STRUTTURE DI SOSTEGNO DEI MODULI AD INSEGUIMENTO SOLARE .....</b>	<b>20</b>
<b>4.14. RECINZIONE ED ACCESSI.....</b>	<b>22</b>
<b>4.15. VIDEOSORVEGLIANZA, SICUREZZA E ANTINTRUSIONE .....</b>	<b>22</b>
<b>4.16. IMPIANTO DI ILLUMINAZIONE ESTERNA PERIMETRALE .....</b>	<b>22</b>
<b>4.17. IMPIANTO GENERALE DI TERRA .....</b>	<b>23</b>
<b>4.18. COMANDO DI SGANCIO EMERGENZA VV FF.....</b>	<b>23</b>
<b>5. CALCOLI PROGETTUALI.....</b>	<b>23</b>
<b>5.1. Calcolo di dimensionamento preliminare elettrico.....</b>	<b>23</b>
<b>5.2. Campi elettromagnetici - Calcolo delle distanze di prima approssimazione (DPA) ...</b>	<b>24</b>
5.2.1. Impianto .....	24
5.2.2. Linee di connessione .....	24
<b>5.3. Calcoli di dimensionamento preliminare delle strutture .....</b>	<b>25</b>
<b>6. FASE DI COSTRUZIONE DELL'IMPIANTO .....</b>	<b>26</b>
<b>6.1. Cronoprogramma di costruzione .....</b>	<b>26</b>
<b>7. PRIME INDICAZIONI PER LA SICUREZZA .....</b>	<b>26</b>
<b>8. PIANO DI MANUTENZIONE DELL'IMPIANTO .....</b>	<b>26</b>
<b>8.1. Moduli fotovoltaici e cassetta di terminazione.....</b>	<b>26</b>
<b>8.2. Stringhe fotovoltaiche.....</b>	<b>27</b>
<b>8.3. Quadri elettrici.....</b>	<b>27</b>
<b>8.4. Cabine elettriche .....</b>	<b>27</b>
<b>8.5. Collegamento elettrici.....</b>	<b>27</b>
<b>9. DISMISSIONE DELL'IMPIANTO .....</b>	<b>27</b>
<b>9.1. Cronoprogramma lavori di dismissione .....</b>	<b>28</b>
<b>10. COSTI E COMPUTI METRICI.....</b>	<b>28</b>
<b>11. RIFERIMENTI LEGISLATIVI E NORMATIVI.....</b>	<b>28</b>
<b>11.1. Leggi e Decreti .....</b>	<b>28</b>
<b>11.2. Normativa e legislazione in ambito strutturale e civile .....</b>	<b>28</b>
<b>11.3. Normativa e legislazione e norme CEI in ambito elettrico .....</b>	<b>28</b>
<b>11.4. Normativa CEI per la sicurezza elettrica .....</b>	<b>28</b>
<b>11.5. Normativa per impianti fotovoltaici .....</b>	<b>29</b>
<b>11.6. Normativa CEI per i quadri elettrici .....</b>	<b>30</b>
<b>11.7. Rete elettrica del Gestore di Rete e connessione impianti .....</b>	<b>30</b>
<b>11.8. Cavi, cavidotti e accessori .....</b>	<b>30</b>
<b>11.9. Norme CEI per la conversione di potenza.....</b>	<b>31</b>
<b>11.10. Dispositivi di potenza .....</b>	<b>31</b>
<b>11.11. Scariche atmosferiche – fulminazione.....</b>	<b>31</b>
<b>11.12. Compatibilità elettromagnetica .....</b>	<b>31</b>
<b>11.13. Sistema di misura dell'energia elettrica.....</b>	<b>32</b>

## 1. PREMESSA

La presente **Relazione Tecnica Specialistica** ha lo scopo di fornire le indicazioni agronomiche, tecnologiche e di normativa di un impianto di agro-energia, ovvero un impianto agricolo-fotovoltaico, ad oggi definito Agrovoltaiico costituito da un “impianto fotovoltaico ad inseguimento solare monoassiale per complessivi **23.796,9 kW<sub>p</sub>** di potenza di picco e **21.600 kW** di potenza ai fini dell’immissione in rete, realizzato su suolo privato, e da coltivazioni agricole tra le file e al di sotto dei pannelli fotovoltaici, composto da un lotto di n. 3 impianti e opere connesse alla RTN costituite da cavidotti interrati interni all’impianto e da n. 3 elettrodotti aerei di trasporto dell’energia sino all’allaccio in antenna su CP Narbolia, lato MT, da realizzarsi su una superficie di circa 357.200 m<sup>2</sup> di terreni agricoli ubicati nel Comune di San Vero Milis in località Spinarba presso l’Azienda Agricola Guiso, denominato “**Agrovoltaiico San Vero Milis**”.

L’Impianto Agrovoltaiico sarà composto indicativamente da n. 34.740 pannelli fotovoltaici bifacciali in silicio monocristallino da 685 W ciascuno e n.108 inverter distribuiti, posizionati sui pali di fondazione infissi nel terreno su cui sono montate le travi con i “porta moduli” girevoli delle strutture di sostegno mobili mono assiali in acciaio zincato. Il sistema è movimentato da un azionamento lineare controllato da un P.L.C., per la rotazione sull’asse Nord-Sud garantendo quindi che la superficie captante dei moduli fotovoltaici sia sempre perpendicolare ai raggi del sole con un range di rotazione (tilt) che va da - 60° (Est) a + 60° (Ovest); le strutture di sostegno saranno disposte in file parallele da 28 o 30 moduli, per un totale di 619 trackers, con altezza al mozzo delle strutture di circa 3,27 m dal suolo. In questo modo nella posizione a +/-60° i pannelli raggiungono un’altezza minima dal suolo di 2,1m e un’altezza massima di circa 4,18 m. Le strutture di sostegno saranno opportunamente distanziate di circa 6 m per evitare sia fenomeni di ombreggiamento reciproci sia per permettere la coltivazione dei terreni tra le file dei moduli fotovoltaici e al di sotto degli stessi, per una superficie di captazione complessiva di circa 107.902,44 m<sup>2</sup>.

Si precisa che la potenza di picco, data dalla somma delle potenze dei pannelli fotovoltaici, risulterà pari a 23.796,90 kW<sub>p</sub>, potenza alla quale si fa riferimento per il dimensionamento dei componenti dell’impianto Agrovoltaiico. La potenza ai fini dell’immissione in rete è pari a 21.600 kW, data dalla somma della potenza dei convertitori di energia, ovvero gli inverter.

Per il dimensionamento di tutti i componenti dell’impianto, tuttavia si farà riferimento alla potenza di picco pari a 23.796,9 kW<sub>p</sub>.

L’impianto sarà del tipo *grid-connected* e l’energia elettrica prodotta sarà riversata completamente in rete, salvo gli autoconsumi di impianto e i fabbisogni energetici dell’Azienda Agricola Guiso.

L’impianto sarà connesso in antenna alla rete elettrica in Media Tensione a 15kV della cabina di trasformazione MT/AT (C.P. Narbolia) di connessione alla Rete di Trasmissione Nazionale (RTN) gestita da E-Distribuzione S.p.A. secondo la Soluzione Tecnica di Connessione emessa da E-Distribuzione alla società Fortiter S.r.l.s. in data 28 gennaio 2022, Codice di rintracciabilità: T0738281 per il lotto d’impianti.

La società Fortiter S.r.l.s. ha provveduto alla accettazione della stessa con relativo pagamento degli oneri previsti in data 24 marzo 2022 e in data 25 marzo 2023, ha volturato alla società K4 ENERGY S.r.l. la suddetta Soluzione Tecnica di Connessione.

La società K4 ENERGY S.r.l. ha inviato a E-Distribuzione il **Progetto Elettrico** al fine dell’ottenimento del benessere della progettazione elettrica degli elettrodotti di collegamento alla citata C.P. di Narbolia; in data 26 maggio 2023 sul portale web di E-Distribuzione è stato pubblicato il documento “**Progetto Definitivo CONFORME**”.

Si precisa infine che l’impianto di rete sarà ceduto a E-Distribuzione per l’inserimento nel perimetro della rete di distribuzione, prima della messa in esercizio.

Le opere elettriche per la connessione dell’impianto Agrovoltaiico San Vero Milis saranno realizzate nel rispetto delle normative CEI di riferimento e alle modalità di connessione alla rete previste dal GSE e dall’ENEL e descritte nel carteggio progettuale “Progetto elettrico”

La produzione annuale di energia dell’Impianto Agrovoltaiico San Vero Milis è stimata pari a circa 45.200.000 kWh, calcolata utilizzando il software PVsyst (per approfondimento si rimanda alla relazione “REL26 Stima di producibilità”).

## 1.1. DATI GENERALI DI PROGETTO

### 1.1.1. La società Proponente

La società proponente il progetto Agrovoltaiico San Vero Milis è la **K4 ENERGY S.R.L.**, con sede legale in via Vecchia Ferriera n. 22, CAP 36100, Vicenza, iscritta alla Sezione Ordinaria del Registro delle Imprese di Vicenza al n. VI-401036, P.IVA 04398050247.

### 1.1.2. La proprietà dei terreni

La proprietà dei terreni interessati dalla realizzazione dell'impianto in progetto, è l'azienda agricola denominata "AZIENDA GUIISO SOCIETA' SEMPLICE AGRICOLA" di seguito anche "Azienda Agricola Guiso" di San Vero Milis (OR), rappresentata dai sig.ri Giovanni e Gianmichele Guiso, in qualità di proprietari come risulta dai Certificati di Destinazione Urbanistica dei terreni interessati all'impianto (All. 1: Certificato di Destinazione Urbanistica) e dal Fascicolo Aziendale (All. 3 Fascicolo Aziendale).

La sinergia con l'Azienda Agricola Guiso assicura l'apporto delle competenze agronomiche grazie alle quali è nata l'attività imprenditoriale di seguito descritta che permette la piena coesistenza delle attività agricole sul terreno e la produzione di energia da fonte solare fotovoltaica come descritto nei seguenti capitoli del presente Studio.

L'Azienda Agricola Guiso continuerà a condurre le attività sui terreni agricoli, anche curando la coltivazione delle colture agricole oggetto del presente progetto. Per la sinergia su menzionata l'attività imprenditoriale sinergica si può definire di *agricoltura biologica in un contesto tecnologico*.

### 1.1.3. La società di consulenza e i consulenti specialistici

Il progetto è seguito dalla società di consulenza AGREENPOWER S.r.l. in Via Serra 44, 09038 Serramanna (SU), Cod. Fisc. e P.IVA: 03968630925 – REA CA 352875, con un gruppo di lavoro dedicato allo sviluppo progettuale coadiuvato da Consulenti specialistici esterni.

Il Team di Sviluppo si avvale di professionisti che operano da un decennio nel settore della progettazione e costruzione di impianti di energia da fonti rinnovabili assicurando competenze e attività che vanno dalla consulenza alle valutazioni tecnico economiche e ambientali, all'ottenimento delle autorizzazioni, alla progettazione, costruzione e direzione lavori di impianti eolici e fotovoltaici nella Regione Sardegna.

## 2. IL SITO

Il Progetto si realizzerà su terreni nel territorio del Comune di San Vero Milis, in località Spinarba, a circa 94 km dal capoluogo regionale (Cagliari) e a circa 12,6 km da quello provinciale (Oristano), raggiungibile dal tracciato della Strada Statale 131 Occidentale Sarda (Carlo Felice), nella parte Nord della Provincia di Oristano.

### 2.1. LOCALIZZAZIONE GEOGRAFICA DELL'IMPIANTO

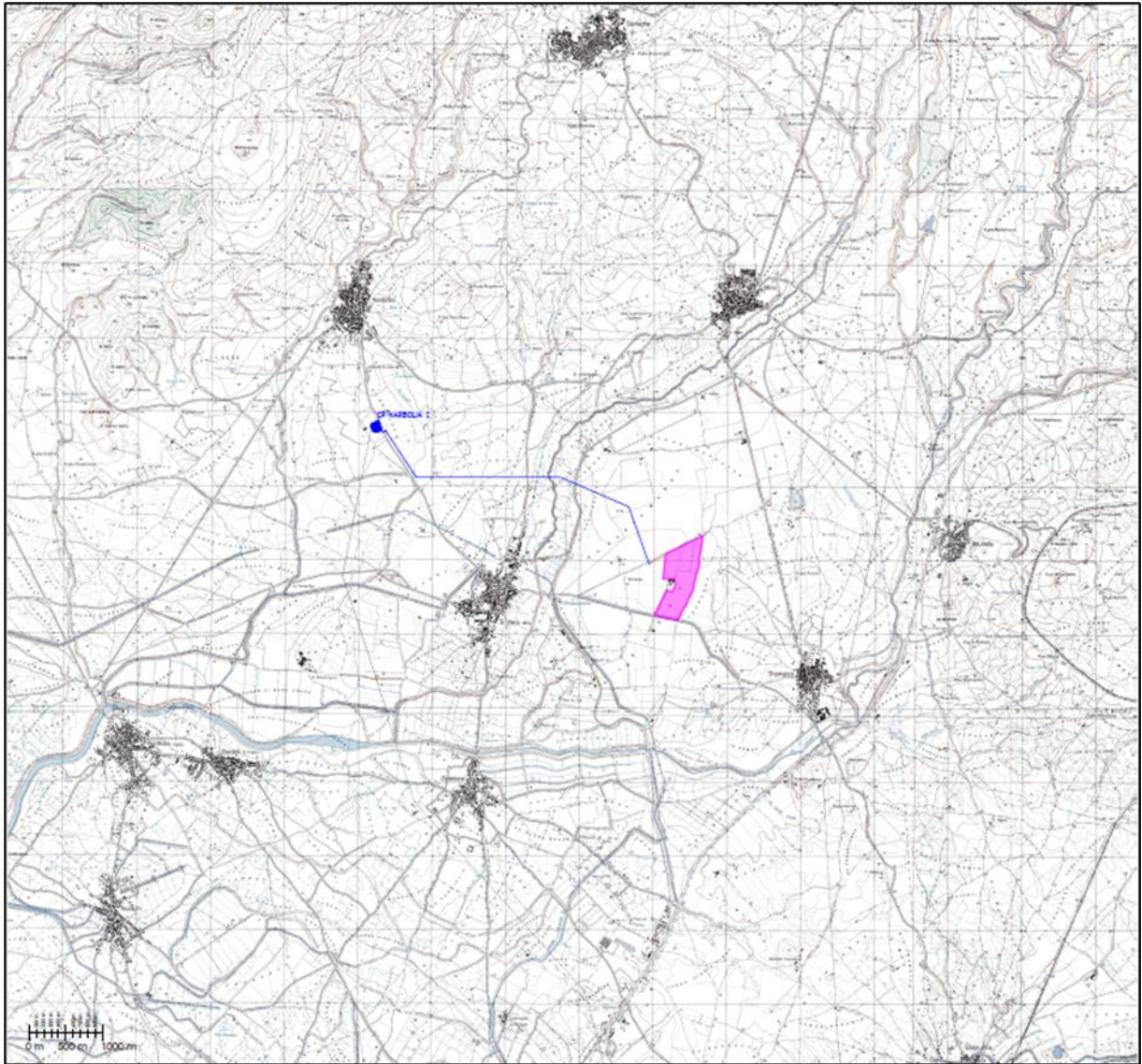
Il Progetto si realizzerà su terreni a Est dell'abitato di San Vero Milis, lungo la Strada Provinciale 13 di collegamento tra San Vero Milis e Tramatzà.

I terreni oggetto dell'intervento si trovano a distanza di 2,5 km dal centro dell'abitato San Vero Milis e ad una distanza dall'abitato di Tramatzà di circa di 2,3 km in direzione Est. La quota dal livello del mare è di circa 22 m.

**I terreni oggetto dell'intervento si trovano a distanza di 2,2 km dal perimetro della zona industriale di Milis.**

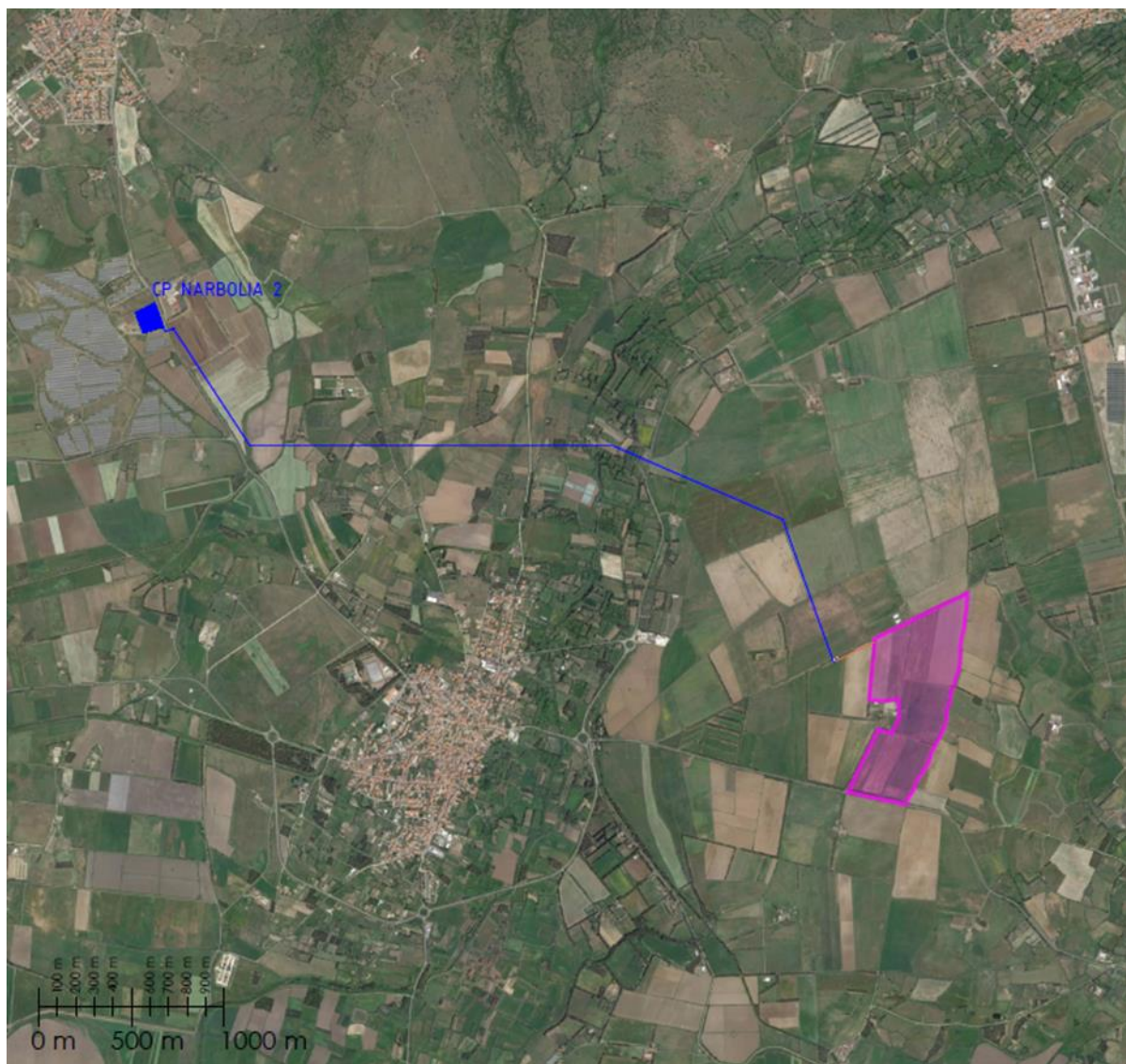
Il sito oggetto dell'intervento è caratterizzato da una conformazione regolare, che nello specifico risulta essere:

- perfettamente pianeggiante e con ottima esposizione che garantisce la massima esposizione solare durante tutto l'arco della giornata;
- privo nelle immediate vicinanze di ostacoli, edifici, torri eoliche, rilievi collinari o montuosi che possano causare ombre, anche lunghe;
- accessibile dalla Strada Provinciale 13 imboccata dallo svincolo di Tramatzà della Strada Statale 131 Occidentale Sarda (Carlo Felice), senza alcun attraversamento di centro abitato.



*Fig. 1: Inquadramento Cartografico su tavola IGM 1:25.000*





LEGENDA	
	Area impianto
	Elettrodotto di connessione
	Elettrodotto MT interono
	Punto di connessione
	Punto di consegna

Fig. 2: Corografia generale dell'area di Impianto Agrovoltaiico e connessione elettrica (fonte Google Earth)

## 2.2. LOCALIZZAZIONE CATASTALE E URBANISTICA

L'area oggetto dell'intervento ha coordinate geografiche: Latitudine 40° 0'53.91"N, Longitudine 8°37'44.35"E, risulta classificato, in base al Piano Urbanistico Comunale (PUC) del Comune di San Vero Milis, come ZONA E2 Aree di Primaria importanza per la funzione agricola-produttiva.

L'area interessata dal progetto, comprensiva anche del nuovo tracciato di connessione fino alla cabina primaria esistente AT/MT NARBOLIA (linea MT in parte aerea e in parte interrata), con riferimento al Catasto Terreni rispettivamente del Comune di San Vero Milis e del Comune di Narbolia, ricade nelle particelle catastali indicate di seguito:

In agro del Comune di San Vero Milis, nei terreni dell'Azienda Agricola Guiso, la progettazione prevede l'installazione dei moduli fotovoltaici su terreni censiti nel N.C.T. di San Vero Milis al:

- foglio 10, particella 2114
- foglio 10, particella 45
- foglio 10, particella 2110

- foglio 10, particella 2116
- foglio 10, particella 2112
- foglio 10, particella 2109

Si segnala la presenza in cartografia (particelle 2109 e 2110) di un “reliquato di strada vicinale”, ovvero il vecchio tracciato della stradella Comunale che è stato nel tempo rettificato, come risulta di fatto e dalle visioni aeree.

Il progetto risponde a finalità di interesse pubblico e viene considerato di pubblica utilità dall’art. 12 del Decreto Legislativo 29 dicembre 2003 n° 387.

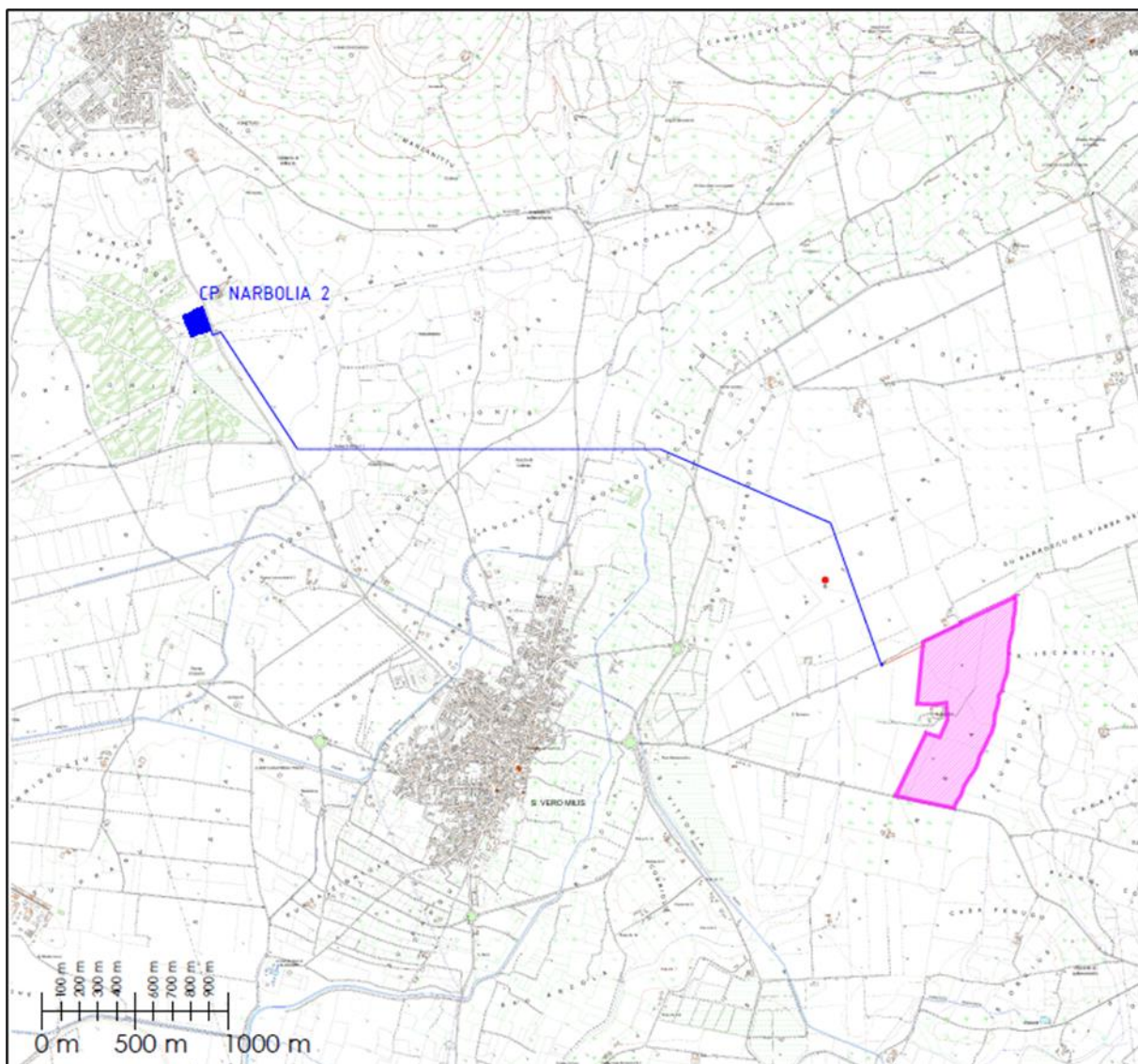


Fig. 3: Inquadramento Cartografico su C.T.R. 1:10.000

### 3. STATO DI PROGETTO

#### 3.1. PREMESSA

La progettazione dell’Impianto Agrovoltaiico San Vero Milis è stata svolta in considerazione dell’orografia, della minima acclività dei terreni, della presenza della linea di Media Tensione che percorre le aree a Sud in prossimità della Strada Provinciale 13 in direzione Est – Ovest, della sia pur modestissima area di ristagno delle acque di scorrimento superficiali in particolari e non ricorrenti condizioni e grazie all’applicazione di software specifici quale PVsyst©.

#### 3.2. CRITERI DI PROGETTAZIONE

La progettazione è stata tecnicamente sviluppata utilizzando le migliori tecnologie ad oggi disponibili sul mercato europeo; considerando che la tecnologia fotovoltaica è in rapido sviluppo, dal momento della progettazione definitiva alla realizzazione potranno cambiare le tecnologie e le caratteristiche delle componenti principali (moduli fotovoltaici, inverter, strutture di supporto), ma resteranno invariate le caratteristiche complessive e



principali dell'intero impianto in termini di potenza massima di produzione e occupazione del suolo.

Sono stati quindi fissati:

- La scelta preliminare della tipologia impiantistica, ovvero impianto solare fotovoltaico basato su tecnologia in silicio cristallino a 132 celle e inverter distribuiti;
- la disposizione dei pannelli per massimizzazione dell'energia producibile mediante orientamento Est - Ovest (asse di rotazione orientato Nord-Sud) e sistema monoassiale ad inseguimento;
- l'interasse tra le file delle strutture di sostegno dei moduli fotovoltaici;
- la massima inclinazione raggiungibile dal *tracker* nell'inseguimento giornaliero del sole.

Oltre agli aspetti tecnici si è proceduto tenendo conto di:

- rispetto delle normative, leggi e norme di buona tecnica vigenti;
- soddisfazione dei requisiti di performance di impianto;
- conseguimento delle massime economie di gestione e di manutenzione dell'Impianto Agrovoltaiico con la progettazione definitiva orientata all'ecologia e alle economie di scala di valori;
- ottimizzazione del rapporto costi/benefici;
- impiego di materiali e componenti di elevata qualità, efficienza, lunga durata e facilmente reperibili sul mercato attuale e futuro, prodotti da fornitori qualificati e affidabili tra i primi cinque al mondo.

Per minimizzare le eventuali perdite di produzione dovute a temporanei fuori servizio del convertitore, si è deciso per moduli fotovoltaici di ultima generazione e convertitori di energia (inverter) del tipo distribuito, poiché questi rappresentano l'attuale stato dell'arte e comportano alcuni vantaggi, quali ad esempio:

- 1) Aumento dell'affidabilità del sistema in caso di fuori servizio temporaneo di uno o più convertitori;
- 2) riduzione dei costi del BOS (Balance Of System) e di O&M per la stessa ragione;
- 3) aumento dell'efficienza e affidabilità complessiva del sistema produttivo.

Data la semplicità della geologia del sito e l'omogeneità delle condizioni del terreno, le strutture di sostegno saranno fissate a pali semplicemente infissi o avvitati nel terreno **senza uso di calcestruzzo**.

### 3.3. LAYOUT D'IMPIANTO

Di seguito, in Fig. 4 della pagina seguente, si riporta il layout generale di progetto e l'inquadratura di dettaglio.

Il layout dell'Impianto è stato sviluppato secondo le seguenti linee guida:

- rispetto dei confini di proprietà;
- disposizione dei moduli fotovoltaici sulle strutture di sostegno in 1 fila verticale (disposizione in "portrait");
- interdistanza tra le strutture di sostegno tale da massimizzare la producibilità dell'impianto, evitare i mutui ombreggiamenti fra le strutture stesse durante le ore iniziali e finali di esercizio e soprattutto permettere la lavorazione tra le file e sotto le file dei moduli fotovoltaici da parte dei mezzi agricoli di coltivazione;
- cabine di campo equipaggiate con tutti i quadri di comando, controllo e protezione necessari al fine di concentrare in un solo vano tecnico funzionale all'impianto stesso tutta l'elettronica di potenza;
- viabilità di progetto per servizio e manovra (stradelle) volto a consentire la continuazione delle normali attività agronomiche e la manutenzione ordinaria e straordinaria dell'impianto Agrovoltaiico agevole e funzionale in fase di esercizio.

Sono previste fasce di rispetto dai confinanti e fasce di rispetto dei fabbricati e dal confine su Strada Provinciale 13 di 10 metri.

Le strade interne ai lotti (strada perimetrale e strade interne di raccordo dei filari di pannelli) hanno una larghezza minima di 5 metri.

Il progetto prevede l'installazione di n. 9 cabine di Trasformazione (cabine di campo), n.3 cabine di raccolta (Utente) e di n. 3 cabine di consegna dell'energia.

Le cabine elettriche sono costituite da strutture prefabbricate monolitiche auto-portanti in cemento armato trasportabili su camion in un unico blocco, già assemblate ed allestite con le necessarie apparecchiature elettromeccaniche.

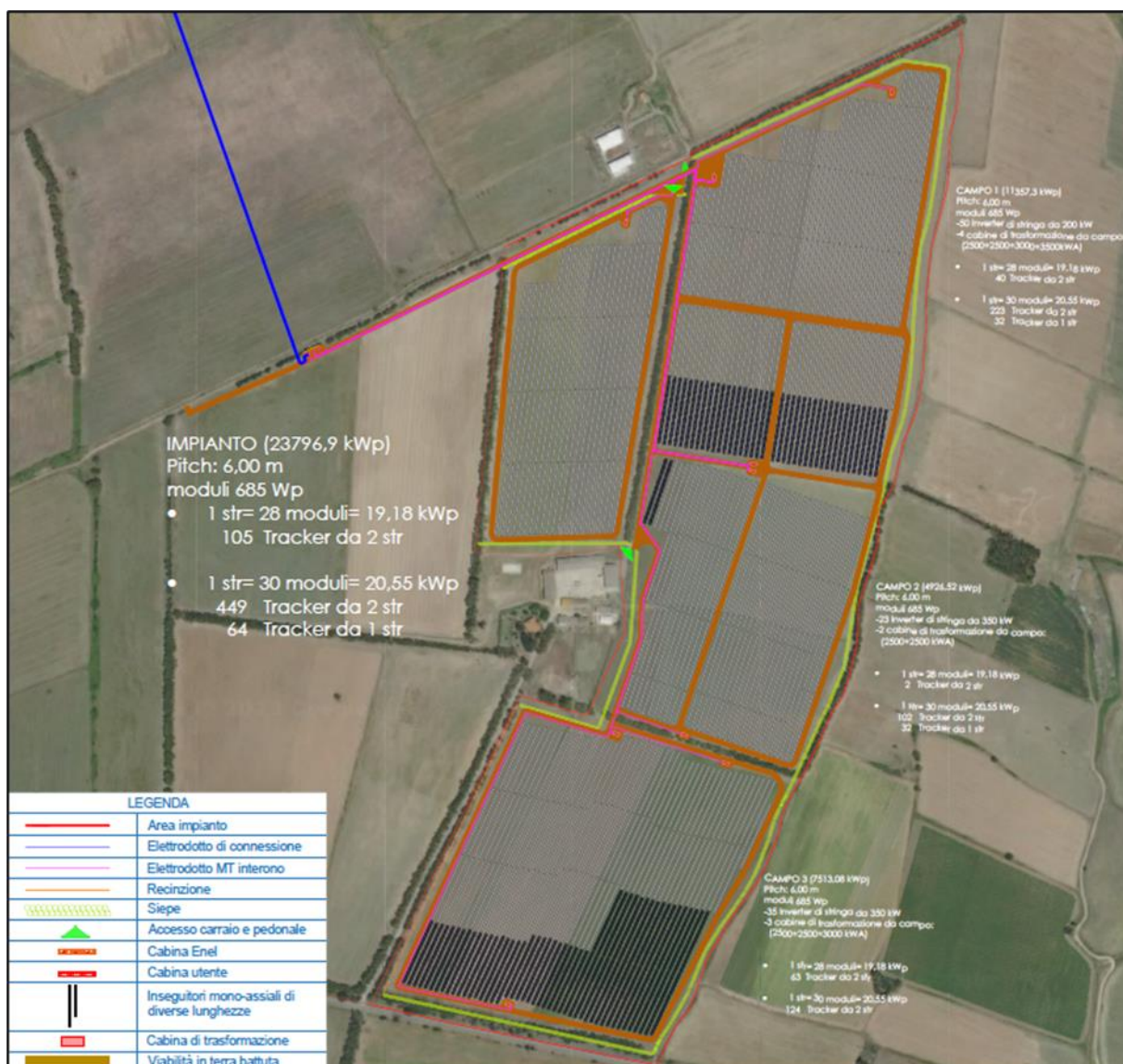


Fig. 4: Layout d'Impianto Agrovoltaico

## 4. DESCRIZIONE TECNICA DEI COMPONENTI DELL' IMPIANTO AGROVOLTAICO

L'impianto Agrovoltaico San Vero Milis sarà costituito da tre sottocampi di differente potenza nominale, aventi le caratteristiche tecniche descritte per paragrafo seguente.

### 4.1. CONFIGURAZIONE IMPIANTISTICA

L'Impianto Agrovoltaico San Vero Milis avrà una potenza di picco installata pari a 23.796,90 kWp, pari alla somma delle potenze nominali dei pannelli bifacciali in silicio della potenza nominale di 685 W, installati in numero di 34.740, raggruppati in stringhe da n. 28 o 30 pannelli n. 108 inverter fotovoltaici da 200 kW presenti in impianto.

Il collegamento elettrico tra i vari moduli avverrà direttamente sotto le strutture di sostegno dei pannelli con cavi graffiati alle stesse.

Le strutture saranno disposte secondo file parallele, ad una distanza di 6 m, avranno direzione longitudinale Nord-Sud. Le stringhe saranno collegate agli ingressi degli inverter che costituiranno i sottocampi.

La progettazione prevede l'utilizzo di:

- n. 34.740 **pannelli fotovoltaici** monocristallini bifacciali, di cui circa 16.580 nel sottocampo/lotto 1, 7.191 nel sottocampo/lotto 2 e 10.967 nel sottocampo/lotto 3, in grado di captare la radiazione riflessa dal suolo, prodotti dalla RISEN ENERGY CO., LTD., modello RSM132-8.685N con potenza di picco di 685 W e dimensioni 2.384 x 1.303 x 35 mm, incapsulati in una cornice di alluminio anodizzato dello spessore di

35 mm, con un peso totale di 34 kg ciascuno;

- n. 108 **convertitori (inverters) di stringa** del Produttore HUAWEI, modello SUN2000-200KTL-H2 da 200kW, che è stato selezionato in base alle specifiche elettriche del pannello fotovoltaico; gli inverters sono distribuiti nei vari sottocampi e precisamente: n° 50 inverters nel sottocampo/lotto 1, n° 23 inverters nel sottocampo/lotto 2, n° 35 inverters nel sottocampo/lotto 3;
- n. 618 **strutture di sostegno ad inseguimento solare monoassiale (tracker)** Est-Ovest del Produttore Archtech, modello Skyline, su montanti in profilato d'acciaio direttamente inghisati per una lunghezza di 1 m in pali infissi nel terreno di diametro 500 mm e profondità determinata in base alle caratteristiche del terreno.

L'utilizzo della tecnologia più opportuna deve essere verificato in fase esecutiva, anche a seguito dello studio dei risultati dei sondaggi geognostici che, obbligatoriamente, dovranno essere eseguiti. Qualora i sistemi di ancoraggio non dovessero raggiungere i valori di portanza richiesti, tali da resistere, con opportuni coefficienti di sicurezza alle azioni sopra menzionate, sarà utilizzata la tipologia di fondazione realizzata con la tecnica del *predrilling*;

- n° 9 **Cabine di Trasformazione BT/MT** (Cabine di campo) prefabbricate e aerate posizionate nei vari sottocampi e precisamente: n° 4 cabine nell'impianto 1, n° 2 cabine nell'impianto 2, n° 3 cabine nell'impianto 3, contenenti ciascuna il trasformatore BT/MT, il quadro MT, il trasformatore e il quadro BT per i servizi ausiliari, l'unità UPS di continuità per gli impianti di sicurezza, l'unità UPS di continuità per gli ausiliari del quadro MT e il sistema di estrazione dell'aria;
- n° 3 **Cabine Utente MT**, prefabbricate e aerate con accesso libero da strada, come prescritto dalle norme E-Distribuzione nelle quali convogliano, in modo separato e indipendente le linee MT provenienti dalle Cabine di Trasformazione BT/MT, ognuna equipaggiata con adeguati quadri e protezioni.
- la rete elettrica a bassa tensione in corrente continua interna all'area di impianto per il collegamento delle stringhe ai quadri di parallelo stringhe e da questi agli inverters;
- la rete MT interna al campo di collegamento delle Cabine di Trasformazione (cabine di campo) con le Cabine Utente;
- la rete telematica interna di monitoraggio in fibra ottica per il controllo dell'impianto Agrovoltaiico mediante trasmissione dati via modem o satellitare;
- la rete elettrica interna a bassa tensione per l'alimentazione dei servizi ausiliari di impianto (controllo, illuminazione, forza motrice, ecc.);
- la viabilità di servizio interna all'Impianto Agrovoltaiico (stradelle) in materiale inerte compattato (da realizzarsi in sezione in rilevato).
- un sistema di messa a terra ed equipotenziale che collega tutte le strutture di supporto, cabine ed opere accessorie potenzialmente in grado di essere attraversate da corrente in caso di guasto o malfunzionamento dell'impianto.
- n° 1 sistema di monitoraggio delle prestazioni di impianto per l'acquisizione dei dati su base continua;
- n° 1 sistema antincendio per ogni cabina;
- n° 1 sistema di videosorveglianza;
- l'impianto di illuminazione;
- la recinzione d'impianto e i cancelli di ingresso

Le tipologie dei componenti sono indicative della miglior tecnologia (affidabile) ad oggi disponibile e sono state scelte per poter effettuare le analisi di produttività, le considerazioni ambientali, acustiche e territoriali (dimensioni e foto inserimenti). Come detto in precedenza, il Proponente si riserva di scegliere la componentistica che, al momento dell'avvio della costruzione dell'Impianto Agrovoltaiico San Vero Milis, offrirà il miglior rapporto prezzo/performance produttive e migliorativi, ma sempre nel rispetto della potenza totale installabile e delle dimensioni di ingombro.

Si riporta di seguito un cenno alle opere di connessione elettrica, rimandando, per approfondimenti al Progetto Elettrico benestariato dal Gestore di Rete e in particolare alla relazione "REL.PEC.01 - PD-R01 - RELAZIONE TECNICA".

- n° 3 **linee elettriche di connessione aerea** in Media Tensione a 15kW da ciascuna delle tre cabine di consegna alla cabina primaria MT/AT NARBOLIA. Il tragitto dei n.3 piloni affiancati misura circa 4.531 metri
- Le stesse n° 3 linee elettriche di connessione saranno interrate in cavidotto per circa 253m e con tecnica T.O.C. attraverseranno sotterraneamente la S.P. 13 per l’inserimento finale nella cabina primaria MT/AT NARBOLIA.
- Le stesse n° 3 linee elettriche di connessione saranno interrate in cavidotto per circa 35m per l’inserimento nelle cabine di consegna.
- n° 3 **Cabine di Consegna ENEL** (Cabine di ricezione) prefabbricate e aerate, posizionate sull’area di impianto nei pressi del relativo accesso utile al sezionamento dell’impianto dall’elettrodotta di vettoramento, costituite da un locale consegna da realizzarsi secondo la specifica di costruzione n. DG2061 ed.9 “CLIENTE” per cabine secondarie MT/BT emessa dal Distributore (e-Distribuzione S.p.A.).

I moduli fotovoltaici saranno installati a terra mediante supporti mobili, organizzati in file poste in direzione Nord-Sud per permettere il posizionamento della superficie dei pannelli costantemente con un angolo di 45° rispetto al raggio solare incidente in qualunque ora del giorno per ottimizzare al massimo la producibilità dell’Impianto Agrovoltaiico San Vero Milis.

Il parco Agrovoltaiico sarà suddiviso in 3 impianti, ciascuno dei quali alimentato da una propria cabina di trasformazione MT/BT detta “cabina di sezione” contenente al suo interno un quadro MT 15 kV, un trasformatore MT/BT 15 kV/800V e un quadro BT; una “cabina Utente” e una “cabina di consegna”.

Gli inverter, di potenza pari a 200 kW ciascuno, saranno dislocati in campo e verranno connessi ai quadri BT delle cabine di sezione di pertinenza con linee in cavidotto interrato.

Le linee in corrente continua che dai moduli arrivano agli inverter saranno realizzate in cavi posati all’interno di canaletta metallica fissata direttamente alla struttura di supporto dei pannelli e, se necessario, potranno essere posati in cavidotti interrati.

Nella cabina di consegna verrà inoltre installato un ulteriore trasformatore MT/BT 15kV/400V da 100 kVA con un relativo quadro di BT per l’alimentazione dei servizi ausiliari del campo stesso.

## 4.2. LAYOUT D’IMPIANTO

Sono previste fasce di rispetto dai confinanti e fasce di rispetto dai fabbricati e dal confine su Strada Provinciale 13 di 10 metri.

Le strade interne ai lotti (strada perimetrale e strade interne di raccordo dei filari di pannelli) hanno una larghezza minima di 4 metri.

Le cabine elettriche sono costituite da strutture prefabbricate monolitiche auto-portanti in cemento armato trasportabili su camion in un unico blocco, già assemblate ed allestite con le necessarie apparecchiature elettromeccaniche.

### 4.2.1. Sottocampi Fotovoltaici

L’Impianto Agrovoltaiico San Vero Milis sarà composto da n. 3 Sottocampi, collegati ognuno ad una cabina elettrica che saranno interconnesse in entra-esce tramite un collegamento in MT alla tensione nominale di 15 KV.

I sottocampi avranno le seguenti caratteristiche:

<b>AGROVOLTAICO SAN VERO MILIS</b>			
Distribuzione delle strutture di sostegno nei sottocampi			
<b>Tipologia di tracker</b>	<b>Sottocampo 1 (n.)</b>	<b>Sottocampo 2 (n.)</b>	<b>Sottocampo 3 (n.)</b>
2 * 28 moduli	40	2	63
3 * 30 moduli	223	102	124
1 * 30 moduli	32	32	63
Potenza totale (Kw)	11.357,3	4.926,52	7.513,08

Tab. 1: Distribuzione delle strutture di sostegno nei sottocampi



### 4.3. MODULI FOTOVOLTAICI

La tecnologia di pannelli fotovoltaici bifacciali, in grado cioè di captare la radiazione riflessa dal suolo (albedo) grazie alle celle fotovoltaiche, presenti anche sul retro del modulo fotovoltaico generalmente cieco, è stata scelta in quanto i maggiori Produttori mondiali l'hanno progettata specificamente per impianti di grande taglia connessi alla rete elettrica ed è realizzata realizzando un cd. wafer di componenti in diversi strati racchiusi da una cornice di alluminio anodizzato che, oltre a facilitare le operazioni di montaggio e a permettere una migliore distribuzione degli sforzi sui bordi del vetro, costituisce una ulteriore barriera all'infiltrazione di acqua.

- vetro temperato con trattamento anti-riflesso;
- EVA (etilene vinil acetato) trasparente;
- celle FV in silicio monocristallino;
- EVA trasparente;
- strato trasparente (vetroso o polimerico) con trattamento anti-riflesso.

Il pannello selezionato è provvisto di:

- certificazione TUV su base IEC 61215;
- certificazione TUV su base IEC 61730;
- cavi precablati e connettori rapidi tipo MC4;
- certificazione IP67 della scatola di giunzione.

I moduli fotovoltaici avranno caratteristiche elettriche, termiche e meccaniche verificate attraverso prove di tipo, secondo la Norma CEI EN 61215 (per moduli al silicio cristallino).

Ciascun modulo sarà essere accompagnato da un foglio-dati e da una targhetta in materiale duraturo, posto sopra il modulo fotovoltaico, che riportano le principali caratteristiche del modulo stesso, secondo la Norma CEI EN 50380.

I moduli fotovoltaici utilizzati per la progettazione dell'Impianto, con una potenza indicativa di 685 Wp, saranno di prima scelta e dotati di scatola di giunzione ("Junction box") installata sul lato posteriore dei moduli stesso, con cavetti di connessione muniti di connettori ad innesto rapido (al fine di garantire la massima sicurezza per gli operatori e rapidità in fase di installazione).

I componenti elettrici e meccanici installati saranno conformi alle normative tecniche e tali da garantire le performance complessive previste per l'impianto.

Il fornitore dei moduli dovrà aderire ad un consorzio di riciclo e dovrà dichiarare il nome del consorzio a cui aderisce.

Le caratteristiche tecniche del modello di pannello fotovoltaico scelto per il progetto in esame sono riportate nella tabella seguente:

<b>AGROVOLTAICO SAN VERO MILIS</b>	
<b>DATI COSTRUTTIVI PANNELLI FOTOVOLTAICI</b>	
Tipo pannello	Bifacciale
Tecnologia	Silicio monocristallino
Numero di celle	132 (6*11 + 6*11)
Guadagno bifacciale	+ 5% .... + 25%
Corrente c.c	14.22 A
Potenza massima	685 W
Efficienza (%)	22.5
Dimensioni (indicative) (L x A x P)	2.384 x 1.303 x 35 mm
Peso (circa)	34 kg

*Tab. 2: Caratteristiche tecniche del modulo fotovoltaico*

Per maggiori dettagli sui dati elettrici dei moduli si rimanda alla scheda tecnica del produttore.

L'impianto sarà composto da n. 34.740 moduli fotovoltaici, connessi a 108 convertitori di energia (inverter).

#### **4.4. CABINE ELETTRICHE DI TRASFORMAZIONE (cabine di campo)**

Le n. 9 cabine elettriche di campo denominate Power Station saranno costituite da due parti principali affiancate, una costituita da uno shelter metallico del tipo prefabbricato di dimensioni esterne pari a circa 6,10x2,5x2,90 ml, contenente il quadro in media tensione QMT, il trasformatore BT/MT e il trasformatore per servizi ausiliari BT/BT e da una seconda costituita da un monoblocco in struttura monolitica autoportante (cemento armato vibrato - CAV), conforme alla norma CEI EN 62271-202 con dimensioni (esterne) pari a circa m. 6,70x2,46x2,46 ml, contenente il quadro elettrico in bassa tensione QBT e il quadro per servizi ausiliari QSA.

I passaggi, previsti per il transito delle persone, saranno larghi almeno 80 cm, al netto di eventuali sporgenze; se dietro un quadro chiuso sarà previsto il transito delle persone, la larghezza del passaggio potrà essere ridotta a 50 cm.

La cabina sarà posata su fondazione prefabbricata tipo vasca avente altezza esterna di circa 60 cm (interna di 50 cm) e dotata di fori diametro 18 cm a frattura prestabilita in modo da consentire l'ingresso e l'uscita dei cavi MT/BT nei quattro lati.

La vasca che fungerà da vano per i cavi sarà accessibile da botola su pavimento dei rispettivi locali o da botola esterna.

A completamento delle cabine saranno forniti:

- N° 2 Porte di accesso in lamiera o VTR;
- N° 1 Porta di accesso in lamiera zincata e pre-verniciata.

Il calore prodotto dal trasformatore e dai quadri sarà smaltito tramite ventilazione naturale per mezzo di apposite griglie di aerazione e tramite ventilazione meccanica per mezzo di n°2 torrini di estrazione elicoidale sulla sommità della cabina da 3.600 mc/h cadauno.

Dal punto di vista elettrico, le n. 9 cabine elettriche di campo hanno la duplice funzione di convertire l'energia elettrica dal campo fotovoltaico da corrente continua (CC) a corrente alternata (CA) e di elevare la tensione da bassa (BT) a media tensione (MT).

L'energia prodotta dai sistemi di conversione CC/CA (convertitori o inverter) sarà immessa nel lato BT di un trasformatore 15/0,8kV (livello secondario di tensione indicativo in funzione della tipologia di inverter scelto) di potenza di circa 1.600 kVA (con funzione di isolamento).

Ciascuna cabina di campo sarà costituita da elementi prefabbricati suddivisi in più scomparti e sarà progettata per garantire la massima robustezza meccanica e durabilità. Le pareti e il tetto saranno tali da garantire impermeabilità all'acqua e il corretto isolamento termico. Il locale avrà le dimensioni indicative riportate nell'elaborato di dettaglio e poggerà su una platea prefabbricata interrata.

Ciascuna cabina prevederà sia un sistema di ventilazione naturale a mezzo di griglie posizionate nelle pareti a due differenti livelli di altezza sia un impianto di condizionamento e di ventilazione forzata adeguato allo smaltimento dei carichi termici introdotti nel locale dalle apparecchiature in base ad un termostato installato in ogni vano.

Nelle "cabine" sarà invece presente:

- un quadro di bassa tensione (QBT), min IP20 Forma 1, conforme alla norma CEI EN 60439-1 (17-13/1), per linee di potenza idoneo a contenere massimo n°7 dispositivi di interruzione automatica, di tipo scatolato, con funzione di protezione (da sovracorrenti) e sezionamento delle linee in bassa tensione in arrivo da un gruppo massimo di n° 6/7 quadri di bassa tensione QBTI, sopra indicati;
- la centralina termometrica del trasformatore BT/MT;
- un quadro di bassa tensione per servizi ausiliari (QSA) min IP20 Forma 1, conforme alla norma CEI EN 60439-1 (17-13/1), alimentato da trasformatore BT/BT trifase 800V/400V da 10kVA idoneo a contenere:
- i dispositivi di protezione e sezionamento di tipo modulare per la protezione (da sovracorrenti e da contatti indiretti) e sezionamento delle linee di alimentazione dei servizi ausiliari del QBT, del QMT e del trasformatore BT/MT nonché dell'UPS.

#### 4.4.1. Trasformatore Elevatore BT/MT

In ciascuna “cabina di Trasformazione” sarà presente un trasformatore di tensione trifase BT/MT 0,8kV/15kV di tipo isolato in resina idoneo per l'installazione in impianti fotovoltaici, per installazioni da interno, dotato di centralina e sonde termometriche e progettato e dimensionato tenendo in considerazione la presenza di armoniche di corrente prodotte dai convertitori e di potenza sufficiente a gestire la potenza sottesa a ciascuna sottocampo, comunque fissa da 1600 kVA con un livello di tensione primaria di 15 kV.

L'uscita MT di ogni trasformatore sarà collegata ad un quadro di media tensione con idonee protezioni e, mediante una linea MT indipendente, ad una partenza nel quadro MT installato nella cabina di Trasformazione (cabina di campo).

#### 4.4.2. Trasformatore BT/BT per gli ausiliari

All'interno della Power Station è presente anche il trasformatore di tensione BT/BT (800/400V) di taglia nominale di 10 kVA (isolato in resina) per l'alimentazione dei servizi ausiliari d'impianto.

#### 4.4.3. Quadro elettrico dei servizi ausiliari

Nelle Power Station sarà inoltre previsto il quadro elettrico per i servizi ausiliari con il compito di provvedere a tutte quelle esigenze necessarie al funzionamento ed al mantenimento delle apparecchiature interne ed esterne (i.e. servizi di cabina, ausiliari degli inverter, alimentazione dei tracker, sistema SCADA, sistema di security e di videosorveglianza, etc.).

Saranno previste le seguenti dotazioni minime:

- Interruttori magnetotermici (generale e per ogni linea di alimentazione);
- Trasformatore di isolamento BT/BT per alimentazione quadro servizi ausiliari;
- Interruttori magnetotermici differenziali per ciascuna linea di alimentazione;
- Scaricatore di sovratensione;
- UPS di backup.

#### 4.4.4. Quadro MT

Sempre all'interno di ciascuna Power Station, all'interno di un vano dedicato, sarà installato un quadro MT a semplice sistema di sbarre, assemblato in fabbrica e testato con prove di tipo.

Esso sarà costituito da 3 scomparti (protezione trasformatore MT/BT, scaricatore e partenza della linea alla cabina di ricezione) + 1 di riserva.

Il quadro sarà in esecuzione tripolare, protetto in carpenteria metallica, isolato in gas e conforme alla Norma/Standard IEC 62271-200. La capsula di contenimento delle apparecchiature primarie in esso contenute sarà in atmosfera SF6.

Al suo interno saranno presenti, in aggiunta, i TA ed i TV per la lettura dell'energia prodotta.

#### 4.5. CONVERTITORI STATICI (Inverter)

I convertitori CC/CA o inverter, in passato componenti principali della Power Station convertono la corrente continua in corrente alternata (uno o più inverter in parallelo), agendo come generatori di corrente e attuano il condizionamento e il controllo della potenza trasferita.

**Nell'impianto Agrovoltaiico San Vero Milis saranno installati n. 108 inverter di stringa, posizionati sulla struttura fissa che sarà utilizzata per i moduli fotovoltaici, tramite delle apposite barre di supporto. L'installazione scelta garantirà una ventilazione adeguata all'inverter e un'idonea schermatura dalla radiazione solare diretta.**

I gruppi di conversione sono basati su inverter statici a commutazione forzata (con tecnica PWM) e sono in grado di operare in modo completamente automatico, inseguendo il punto caratteristico della curva di massima potenza (MPPT) del campo fotovoltaico.

Gli inverter sono dotati di un sistema di diagnostica interna in grado di inibire il funzionamento in caso di malfunzionamento, e devono essere dotati di sistemi per la riduzione delle correnti armoniche, sia sul lato CA e CC.

Gli inverter saranno dotati di marcatura CE e di tutte le necessarie certificazioni di prodotto.

L'inverter HUAWEI modello SUN2000-200KTL-H2 da 200kW è stato selezionato in base alle specifiche

elettriche del pannello fotovoltaico.

In ogni sottocampo dell'impianto Agrovoltaiico, sarà distribuito un numero di inverter di stringa in grado di gestire la potenza in DC relativa, con le seguenti caratteristiche lato DC e lato AC.

Per i dettagli tecnici ed elettrici dell'inverter si rimanda alla scheda tecnica del produttore contenuta nella relazione "REL15 Disciplinare descrittivo"

#### **4.6. QUADRO BT (Quadri elettrici in bassa tensione sez. AC)**

A valle di ogni inverter e quindi distribuiti in campo, sarà presente un quadro di bassa tensione QBTI in resina min IP 65 conforme alla norma CEI EN 60439-1 (17-13/1), che conterrà un dispositivo di interruzione automatica di tipo scatolato con funzione di protezione (da sovracorrenti) e sezionamento della linea in bassa tensione verso le "cabine".

Il quadro di potenza che permette una semplice connessione degli inverter al trasformatore elevatore BT/MT comprende al suo interno i TA ed i TV per la lettura dell'energia prodotta. Gli interruttori da installare saranno provvisti di idonee caratteristiche già indicate nelle specifiche tecniche dedicate.

Saranno previste le presenti dotazioni minime:

- interruttore automatico generale motorizzato completo di bobina a lancio di corrente (per funzione "rincalzo");
- interruttore automatico a monte di ogni inverter;
- monitoraggio e comando remoto via RS485 per interruttore motorizzato;
- modulo misure su interruttore motorizzato, TA e TV di misura energia prodotta.

#### **4.7. CABINA GENERALE MT (cabina Utente)**

Le n. 3 cabine di raccolta – Utente saranno collocate in prossimità delle cabine ENEL. L'uscita in media tensione di ciascun trasformatore sarà collegata dalla rispettiva cabina di trasformazione (cabina di campo), mediante una linea MT indipendente, ad una partenza nel quadro MT installato nella cabina di campo stessa.

La cabina di campo ospiterà un quadro principale MT equipaggiato con:

- un interruttore generale (dispositivo generale sul quale interviene la protezione generale del campo fotovoltaico),
- una cella misure e relativo contatore,
- con una partenza per alimentare il trasformatore MT/BT (15/0,4 kV) relativo ai servizi ausiliari della stessa MTR ed avente potenza nominale 100 kVA,
- un interruttore avente la funzione di dispositivo di interfaccia (sul quale interviene la protezione di interfaccia),
- due partenze per il collegamento di ciascuno dei sottocampi.

Essa sarà costituita da elementi prefabbricati suddivisi in più scomparti e sarà progettata per garantire la massima robustezza meccanica, durabilità, impermeabilità all'acqua ed isolamento termico. La ventilazione all'interno della cabina avverrà a mezzo di ventilazione forzata / impianto di condizionamento e ventilazione naturale attraverso opportune griglie poste in due diverse altezze della parete. La struttura poggerà su una fondazione in c.a. prefabbricato, interrata e opportunamente dimensionata.





Fig. 5: Standard Box Cliente

#### 4.8. CABINA DI CONSEGNA

Le n. 3 cabine di consegna saranno collocate all'interno dell'area di impianto e lungo la strada vicinale Spinarba, stradella sterrata di penetrazione agraria che porta ai cancelli di ingresso al sito nella zona a Nord dell'impianto Agrovoltaiico. La cabina di consegna sarà realizzata in conformità con la specifica di costruzione n. DG2061 per cabine secondarie fuori standard MT/BT emessa dal Gestore di Rete (e-Distribuzione S.p.A.). Sarà del tipo prefabbricato in cemento armato vibrato in monobox di tipo monolitico o mediante il montaggio in opera di pareti e solette prefabbricate e sarà costituita da un locale consegna e un locale misura. Più in dettaglio, il manufatto da impiegare sarà del tipo box prefabbricato conforme alla tabella di Unificazione UE DG2061 Tipo A con dimensioni minime 5,53 x 2,30 x h 2,30 m.

#### 4.9. CAVI DI POTENZA MT E BT

La connessione delle apparecchiature dell'impianto fotovoltaico sia alle cabine di campo sia alla cabina Utente e infine alle cabine ENEL avverrà tramite rispettivamente linee in cavo in BT e MT. Tali linee saranno installate in cavidotti interrati e opportunamente individuabili mediante degli appositi nastri di segnalazione.

I cavi di interconnessione tra moduli fotovoltaici e gli inverter saranno del tipo "solare" FG21M21PV3 (1500 Vcc), con sezioni impiegate variabili dai 6 ai 16 mm<sup>2</sup>.

Caratteristiche tecniche:

Conduttore:	Flessibile rame stagnato secondo CEI 20-29 classe 5
Isolante:	HEPR - tipo G21
Guaina:	Mescola elastomerica reticolata senza alogeni tipo M21
Norma di riferimento:	CEI 20-91

Tab. 3: Caratteristiche cavi "solari" FG21M21PV3 (1500 Vcc)

Tutti i cablaggi dei servizi ausiliari, alimentazione degli inseguitori e di segnale, avverrà in scavi a sezione ristretta richiudibili con terreno debitamente compattato (cavidotti).

Il cablaggio tra inverter e trasformatore MT/BT avverrà all'interno dei cabinati Power Station.

Il cablaggio MT avverrà anch'esso in posa interrata (cavidotti).

Tutti i cavi utilizzati rispetteranno i requisiti minimi di portata, massima caduta di tensione e massima corrente di corto circuito e saranno forniti con adeguata certificazione. In particolare, le linee saranno dimensionate prevedendo una caduta di tensione massima pari al 1% nella parte in corrente continua e 1% nella parte in corrente alternata BT.

Soluzioni di cablaggio alternative all'interramento potrebbero essere adottate, quali ad esempio il cablaggio tramite canalette fuori terra. Si rimanda alla fase di progettazione esecutiva la definizione di tali dettagli costruttivi.

#### 4.9.1. Cavi solari CC di stringa

I cavi verranno posati su rastrelliere portacavi o fissati direttamente sulla struttura di supporto tramite fascette. Nei casi di particolare esposizione (ad esempio nelle risalite dalla String Box o attraversamenti longitudinali tra vele fotovoltaiche), verrà garantita adeguata protezione meccanica con tubi in PVC o in polietilene ad alta densità (HDPE) a doppia parete per applicazioni elettriche.

#### 4.9.2. Cavi solari CC di parallelo stringhe

Tali cavi saranno di tipo unipolare, in corda di alluminio rigida, omologati per una tensione 1,2/1,8 kV, opportunamente dimensionati in funzione delle correnti di attraversamento.

#### 4.9.3. Cavi MT

La linea in MT a 15 kV interna al campo sarà realizzata con cavi in alluminio, con isolamento estruso in gomma etilpropilenica (HEPR) e aventi una tensione di isolamento di 12/20 (24) kV, installati in cavidotti interrati.

Saranno inoltre progettati per tutte quelle situazioni dove è fondamentale la protezione contro i danneggiamenti. Per la presenza della guaina a spessore maggiorato, conformemente alla norma CEI 11-17 punto 4.3.11b, questo cavo può essere considerato equivalente ad un cavo armato e può essere direttamente interrato senza alcuna protezione meccanica esterna. Potrà essere inoltre richiesta la protezione da idrocarburi.

#### 4.9.4. Altri cavi

Per le linee in BT saranno utilizzati cavi unipolari e multipolari a bassa emissione di fumi opachi e gas tossici (limiti previsti dalla Norma CEI 20-38 con modalità di prova previste dalla Norma CEI 20-37) e assenza di gas corrosivi.

### 4.10. OPERE DI CONNESSIONE ALLA RETE ELETTRICA

La soluzione di connessione, da realizzarsi principalmente in linea aerea MT, è stata prescritta dal Gestore di Rete E-Distribuzione S.p.a. nella Soluzione Tecnica Minima Generale di connessione (STMG) allegata al Preventivo di Connessione con Codice di Rintracciabilità T0738281, in funzione delle caratteristiche e tipicità delle aree coinvolte. L'area è già comunque caratterizzata dalla presenza di linee aeree in alta e media tensione.

Ciascun **impianto** (del lotto di impianti) sarà connesso alla cabina primaria AT/MT NARBOLIA in modo indipendente, ovvero con elettrodoto aereo dedicato.

Ciascun lotto d'impianto è identificato nella suddetta STMG come:

1. IMPIANTO 1 - POD IT001E033821727
2. IMPIANTO 2 - POD IT001E033821778
3. IMPIANTO 3 - POD IT001E033821735

L'impianto di connessione permetterà il collegamento alla rete del Distributore locale attraverso i dispositivi di parallelo previsti dalla norma CEI 11-20. L'impianto sarà allacciato alla rete MT (tensione nominale di 15 kV) tramite inserimento a mezzo di n. 3 (tre) linee dedicate presso la cabina primaria AT/MT NARBOLIA. Tale soluzione prevede l'inserimento di n. 3 (tre) cabine di consegna (ubicata entro il perimetro dell'impianto, di proprietà del Produttore) ciascuna collegata a uno stallo MT dedicato, nella citata cabina primaria AT/MT NARBOLIA, mediante n. 3 (tre) linee MT in cavo aereo.

Nel dettaglio, tale soluzione prevede la realizzazione dei seguenti impianti:

- Montaggi elettromeccanici con scomparto di arrivo più consegna: 1
- Fibra ottica - posa sotterranea: 218 + 35 m
- Fibra ottica - posa aerea: 4.531 m
- Cavo interrato MT 15kV in Al 240 mm<sup>2</sup>: circa 218 + 35 m
- Linea cavo aereo MT 15kV in Al 150 mm<sup>2</sup>: 4.531 m

#### 4.10.1. Linea interrata

Il tratto di connessione fra la cabina primaria AT/MT ed il sostegno terminale sarà realizzato impiegando un cavo di tipo tripolare ad elica con conduttore in alluminio di sezione 185 mm<sup>2</sup>, in conformità con la Guida per le Connessioni alla Rete Elettrica di ENEL Distribuzione ed alla norma CEI 11-17. Si rimanda per approfondimenti al Progetto Elettrico CONFORME.

#### **4.10.2. Linee aeree**

I n. 3 (tre) tratti di connessione in linea aerea, che si estenderanno ciascuno per una lunghezza totale di circa 4.590 m tra il sostegno terminale in prossimità della cabina primaria AT/MT NARBOLIA e il sostegno terminale prossimo alla cabina di consegna POD, sarà realizzato impiegando un cavo di tipo tripolare ad elica avvolto su fune portante in acciaio di sezione 50 mm<sup>2</sup> e conduttori in alluminio da 150 mm<sup>2</sup>, in conformità con la Guida per le Connessioni alla Rete Elettrica di ENEL Distribuzione ed alla norma CEI 11-17. Si ipotizza l'impiego di sostegni terminali tubolari in acciaio con fondazioni interrata in blocco monolitico in calcestruzzo in conformità con le specifiche tecniche di ENEL. Si rimanda per approfondimenti al Progetto Elettrico CONFORME.

Ai fini del dimensionamento preliminare della linea aerea si è fatto riferimento agli standard ENEL in vigore tenendo conto delle specifiche del sito, e, in particolare, del vincolo di rispetto dell'altezza minima libera non inferiore a 5 m in corrispondenza dell'attraversamento stradale (in conformità con quanto prescritto dal D.M. 17.01.2018, art. 5.1.2.3 e dal D.M. 05/11/2001 n.6792, art. 4.1.1).

Per i sostegni terminali e per i sostegni d'angolo, si ipotizza l'impiego di un sostegno tubolare in lamiera zincata a caldo tipo 14J28 a 2 tronchi innestabili come da specifica ENEL DS3012, ed. 7 del 12/12/2007 equipaggiato con armamento in amarro semplice (per i terminali) o doppio (per gli angoli e attraversamento vallone). Tali sostegni avranno una fondazione interrata maggiorata (tipologia M1 da specifiche ENEL) in blocco monolitico in calcestruzzo non armato (Rck 150 S3) senza riseghe, di dimensioni 3,30 x 3,30 x 1,80 m.

Si ipotizza che i sostegni intermedi saranno di tipo tubolare in lamiera zincata a caldo 14H24 (matr. 237383) a 2 tronchi innestabili come da specifica ENEL DS3012, ed. 7 del 12/12/2007 con armamento in sospensione. La fondazione dei sostegni sarà realizzata in blocco monolitico in calcestruzzo non armato (Rck 150 S3) senza riseghe, di dimensioni 2,60 x 2,60 x 1,70 m (interrata maggiorata – tipologia M1 da specifiche tecniche ENEL).

Si precisa comunque che la dimensione e le caratteristiche della fondazione dovranno essere finalizzate e verificate in fase di progettazione esecutiva, tenendo in dovuta considerazione le caratteristiche del terreno.

#### **4.10.3. Collegamenti in fibra ottica**

Le caratteristiche dei collegamenti in fibra ottica per la trasmissione dati previsti in parallelo ai sopracitati cavi di potenza dovranno rispondere ai requisiti da tabelle di unificazione ENEL DISTRIBUZIONE DC 25 e DC 26, mediante utilizzo di OPGW (fune ottica) a 24 fibre ottiche per la linea aerea e cavo ottico dielettrico a 24 fibre ottiche per posa in tubazione per la linea interrata.

#### **4.10.4. Interferenze lungo il percorso degli elettrodotti**

Il sopralluogo puntuale, condotto in sito e lungo lo sviluppo degli elettrodotti ha avuto lo scopo di individuare le principali interferenze che potrebbero avere un impatto diretto sulla progettazione, sulla costruzione e/o sull'operatività dell'impianto Agrovoltico e in particolar modo della connessione elettrica.

In sintesi, l'intera area di impianto non presenta rilevanti strutture antropiche e vegetazionali, ad eccezione del:

- Rio Mannu, corso idrico censito in base all'art. 142 del D.Lgs. 42/2004;
- Rio Simamis, corso idrico censito in base all'art. 142 del D.Lgs. 42/2004;
- Alberi a basso fusto;
- Sterpaglie e cespugli in alcune aree di installazione dei pali di sostegno delle linee elettriche aeree di connessione dell'impianto Agrovoltico alla cabina primaria NARBOLIA.

In generale, la risoluzione delle interferenze individuate è stata ottenuta mediante una precisa definizione del layout di progetto che tenesse conto della presenza dei sopracitati elementi d'interferenza.

#### **4.11. SISTEMA DI MONITORAGGIO**

Al fine di garantire una resa ottimale dell'impianto Agrovoltico San Vero Milis mantenendone il controllo h24 si prevede di installare un sistema di misura, monitoraggio e controllo basato su architettura SCADA-RTU, in grado di fornire in tempo reale, e mantenere in memoria per un tempo prestabilito, tutti i parametri di funzionamento dell'impianto solare fotovoltaico.

Il sistema sarà connesso a diversi sistemi e riceverà informazioni, tra le altre:

- di produzione dal campo solare
- Potenza prodotta e consumata (kW)
- Energia prodotta (kWh) per fascia oraria
- Energia acquistata (kWh) per fascia oraria

- Energia venduta (kWh) per fascia oraria
- Energia consumata (kWh) per fascia oraria
- Energia autoconsumata (kWh) per fascia oraria
- di produzione dagli apparati di conversione;
- di produzione e scambio dai sistemi di misura
- di tipo climatico ambientale dalle stazioni di rilevamento dati meteo;
- di allarme da tutti gli interruttori e sistemi di protezione.
- Datalog illimitato delle misure
- Analisi delle misure storiche

Nello specifico, partendo dal livello hardware, saranno previste schede elettroniche di acquisizione (ingressi) installate nelle string box, negli inverter, nei quadri di comando e nelle centraline di rilevamento dati ambientali. I dati rilevati saranno inviati ai singoli RTU e quindi convogliati allo SCADA. A questo livello, le interfacce di comunicazione per i “bus di campo”, saranno seriali.

In ogni singola unità RTU sarà implementata la supervisione istantanea dei parametri elettrici elementari, corrente e tensione e degli allarmi generati dalla rilevazione degli stati degli interruttori, mentre nello SCADA sarà possibile vedere i valori primitivi rilevati e visualizzabili dai singoli RTU, oltre ai dati aggregati frutto di elaborazione dei dati primitivi, come ad esempio valutazione delle performance, produzioni in diversi intervalli temporali, etc.

Per raggiungere questo obiettivo le interfacce dello SCADA saranno di tipo sinottico a multilivello.

Oltre a queste funzioni base, lo SCADA si occuperà della gestione degli allarmi e valutazione della non perfetta funzionalità dell'impianto in base agli scostamenti rilevati tra producibilità teorica e producibilità effettiva.

I dati rilevati verranno salvati in appositi data base e sarà possibile la visualizzazione da remoto mediante interfaccia web.

Il sistema sarà dotato degli apparati periferici di monitoraggio che consentiranno al gestore della rete il controllo in condizione di emergenza e tale sistema dovrà predisporre link di connessione primari e secondari.

Inoltre, dovrà essere predisposto un apparato di telecontrollo specifico per il controllo al sistema RIU a fine della regolazione di esercizio anche questo dovrà essere dotato di link di connessione primaria e secondaria.

Dovrà essere assicurata la fornitura dei segnali necessari alla regolazione automatica della tensione nelle reti MT mediante il variatore sotto carico (VSC) posto sul primario dei trasformatori AT/MT delle cabine primarie di distribuzione.

#### **4.12. SISTEMA DI MONITORAGGIO AMBIENTALE**

Il sistema di monitoraggio ambientale avrà il compito di misurare di dati climatici e i dati di irraggiamento sul campo fotovoltaico.

I parametri rilevati puntualmente dalla stazione di monitoraggio ambientale saranno inviati al sistema di monitoraggio SCADA di cui al paragrafo precedente, abbinati alle specifiche tecniche dell'impianto Agrovoltaiico, contribuiranno alla valutazione della producibilità teorica, parametro determinante per il calcolo delle performance dell'impianto Agrovoltaiico.

Il sistema nel suo complesso avrà ottime capacità di precisione di misura, robusta insensibilità ai disturbi, capacità di autodiagnosi e autotuning.

I dati ambientali monitorati saranno:

- dati di irraggiamento;
- dati ambientali;
- temperature moduli.

I dati di irraggiamento saranno rilevati mediante l'utilizzo di piranometri installati in modo solidale alle strutture di sostegno dei moduli. I dati ambientali saranno rilevati mediante strumenti di rilevamento installati su apposito palo di supporto.



#### **4.13. STRUTTURE DI SOSTEGNO DEI MODULI AD INSEGUIMENTO SOLARE**

Sono state previste strutture di sostegno dei pannelli fotovoltaici di tipo fisso, modello “Skyline” della Archtech caratterizzate da un’ottima resistenza alle sollecitazioni meccaniche dovute agli agenti atmosferici.

Le strutture di sostegno ad inseguimento solare permettono l’orientamento del pannello fotovoltaico con un angolo di tilt di  $-60^\circ / +60^\circ$  e saranno fissate al terreno con pali infissi.

La configurazione della struttura di sostegno progettata è costituita dalla stringa di 28 o 30 pannelli montati con una disposizione di 2 file di pannelli in posizione verticale.

Le strutture avranno le seguenti dimensioni: 39,87 m (lunghezza) x 2,38 m (larghezza) x 4,18 m (altezza max - 4,98 m), altezza minima da terra 2,1 m.

I calcoli strutturali sono definiti e riportati nella Relazione “REL24 Calcolo preliminare strutture”

I pali che compongono le strutture sono sottoposti a un trattamento protettivo tramite immersione galvanica in bagno caldo di zinco (UNI EN ISO 1461), volto ad aumentare ulteriormente la qualità del materiale, a garantire un’elevata protezione alla corrosione aumentandone la durata nel tempo e diminuendo notevolmente la manutenzione necessaria nel corso della vita dell’impianto.

Le strutture metalliche di supporto saranno composte da elementi in acciaio o alluminio imbullonati a formare delle mensole sulle quali verranno imbullonati o rivettati saldamente i moduli fotovoltaici.

Le sovrastrutture così formate saranno collegate vincolate ad una sottostruttura che permetterà loro la rotazione lungo l’asse nord-sud. La rotazione avverrà grazie ad attuatori elettrici o idraulici che consentiranno la movimentazione delle sovrastrutture verso est ed ovest con angolature variabili tipicamente tra  $\pm 45^\circ$  e  $\pm 55^\circ$  rispetto all’orizzontale permettendo la massima captazione dell’irraggiamento.

I tracker che verranno installati saranno dotati della funzionalità “backtracking”, ossia un apposito sistema di controllo che gestisce la rotazione affinché, quando il sole è particolarmente basso, si eviti l’ombreggiamento reciproco tra le varie file vicine. Questo comporta un aumento di energia prodotta di circa 5%.

L’asse dei tracker è posizionata a circa 3,27m di altezza, cosicché, nel momento di massima inclinazione, il punto più basso del pannello sia ad una quota  $\geq 2,10$ m, in ottemperanza con le “Linee Guida in materia di AGROVOLTAICO”.

Le strutture così costituite saranno ancorate a mezzo di profilati metallici opportunamente dimensionati e ancorati al terreno per infissione, avvitamento o tramite pali trivellati in calcestruzzo a seconda della portanza del terreno e se necessario a valle delle prove a strappo da condursi post autorizzazione alla costruzione delle opere. Dalla progettazione definitiva e dalle analisi geotecniche in campo tale necessità non appare, stante anche l’uniformità e l’omogeneità delle caratteristiche dei terreni oggetto di installazione dell’impianto agrovoltaiico

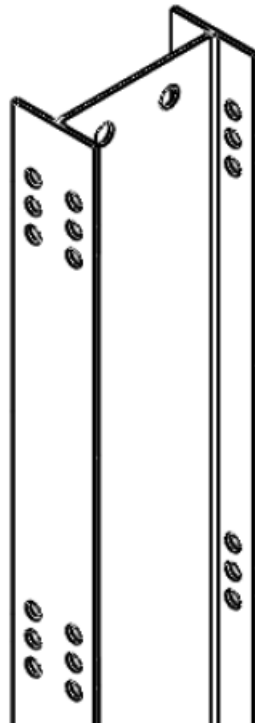
Per un tipico di struttura si rimanda all’elaborato grafico “ELB.PC.01 Particolari strutture”.

Si riportano in Fig. 6 e Fig. 7 degli esempi di macchina battipalo e il palo di fondazione.

Per approfondimenti si rimanda alla relazione “REL22 Gestione terre e rocce da scavo”.



*Fig. 6: Macchina battipalo (esempio)*



*Fig. 7: Palo di fondazione – sezione ad “I”*

#### **4.14. RECINZIONE ED ACCESSI**

L'area di impianto sarà delimitata da una recinzione perimetrale, costituita da rete metallica a pali infissi direttamente nel terreno. La recinzione sarà costituita da pannelli rigidi in rete elettrosaldata costituita da tondini in acciaio zincato e nervature orizzontali di supporto con altezza complessiva di 2,0 m. In sommità è prevista l'installazione di concertina. La struttura di sostegno sarà realizzata con montanti infissi nel terreno in lamiera di acciaio zincato con idonei attacchi a collare per l'ancoraggio dei pannelli a mezzo di bulloni antifurto. Gli elementi della recinzione avranno verniciatura con resine poliestere di colore verde muschio.

La recinzione sarà di altezza pari a 2m, rialzata da terra di circa 10cm per lasciare il passaggio della piccola fauna locale.

Ad integrazione della recinzione di nuova costruzione, è prevista l'installazione di un cancello ad accesso carraio e pedonale a Nord dell'impianto Agrovoltaiico.

Per un tipico di struttura si rimanda all'elaborato grafico "ELB.PC.02 Particolari recinzione".

#### **4.15. VIDEOSORVEGLIANZA, SICUREZZA E ANTINTRUSIONE**

Il sistema di sicurezza e antintrusione da installare presso l'impianto prevede l'utilizzo di differenti tipologie di sorveglianza/deterrenza per scongiurare eventuali atti dolosi nei confronti dei sistemi e apparati installati presso l'impianto fotovoltaico.

Il sistema includerà le seguenti modalità di protezione:

1. Sistema antintrusione: finalizzato a rilevare eventuali intrusioni e generare allarmi. Sarà opportunamente suddiviso in zone lungo il perimetro dell'impianto. Saranno installate barriere a microonde con strutture di supporto poste tra la recinzione e i moduli;
2. Sistema TVCC: le telecamere di videosorveglianza a circuito chiuso saranno disposte lungo il perimetro e avranno tecnologia PTZ (Pan-Tilt-Zoom) per garantire un idoneo sistema di visione panoramica in rotazione ed inclinazione. Esse permetteranno la modalità di visualizzazione sia ottica che termica per la visione notturna e saranno collegate ad un sistema di controllo da remoto. In caso di allarme generato dal sistema antintrusione in una determinata zona di impianto, la telecamera relativa a quell'area permetterà di visualizzare in dettaglio la zona allarmata. Telecamere Dome saranno disposte su alcune cabine di campo. L'intero sistema di sicurezza (antintrusione e videosorveglianza) sarà collegato ad una società di vigilanza.
3. Sistema di controllo degli accessi: il cancello di accesso e le porte delle cabine saranno equipaggiati con contatti collegati al sistema di antintrusione. In prossimità dell'accesso all'impianto sarà disposta una telecamera fissa, anch'essa collegata al sistema antintrusione.
4. Sistema meccanico di deterrenza: cancello e recinzione metallici. Il cancello sarà realizzato mediante serrature conformi alla normativa UNI EN 1303 (con chiave a duplicazione controllata).
5. Tutti i sistemi saranno conformi alle normative vigenti e in particolare alle normative relative alla garanzia della riservatezza della privacy.

#### **4.16. IMPIANTO DI ILLUMINAZIONE ESTERNA PERIMETRALE**

L'illuminazione è collegata all'impianto d'allarme per ridurre l'inquinamento luminoso. Infatti, l'impianto di illuminazione verrà attivato solamente quando l'impianto di allarme darà il segnale di allarme.

L'impianto di illuminazione esterno sarà realizzato con corpi illuminanti opportunamente distanziati dalle parti in tensione ed in posizione tale da non ostacolare la circolazione dei mezzi.

I proiettori saranno del tipo con corpo di alluminio, a tenuta stagna, grado di protezione IP65, con lampade al sodio alta pressione o altra tecnologia scelta in fase di progetto esecutivo e verranno montati su pali in vetroresina di altezza adeguata, aventi alla base una casetta di derivazione.

Il valore medio di illuminamento minimo in prossimità delle cabine elettriche sarà di 30 lux mentre all'interno dei locali del cliente dovrà essere garantito un valore medio di 100 lux con organi di comando indipendenti per singoli locali. Ogni locale sarà inoltre dotato di illuminazione di emergenza che garantisca l'evacuazione dei locali ai termini di legge. Tutti i locali utente dovranno essere dotati di impianto di distribuzione della FM.

In particolare, è stata prevista l'illuminazione in prossimità della cabina di raccolta, delle singole cabine di

trasformazione e dei percorsi perimetrale e interni di accesso alle cabine di trasformazione. L'illuminazione sarà effettuata mediante l'impiego di corpi illuminanti a Led, e proiettori a led per illuminazione esterna, ubicati sulle pareti esterne delle cabine nonché su paline ancorate al terreno mediante piccolo plinto di fondazione, per i percorsi perimetrali e quelli interni di accesso alle cabine di trasformazione.

Tali corpi illuminanti saranno alimentati da specifica linea elettrica prevista come carico ausiliario di cabina. L'illuminazione di emergenza sarà realizzata mediante kit inverter più batterie localizzati nei corpi illuminanti già previsti all'interno delle cabine.

#### **4.17. IMPIANTO GENERALE DI TERRA**

L'impianto di terra dell'impianto Agrovoltaiico, conformemente alle prescrizioni del Cap. 9 della Norma CEI 11-1 ed alle prescrizioni della Guida CEI 11-37, sarà costituito da una treccia di rame nudo interrata lungo il percorso della dorsale del cavidotto del campo fotovoltaico (conduttore di rame nudo 50 mm<sup>2</sup>) e dal dispersore delle cabine in campo (cabine di trasformazione, di raccolta e di Consegna);

Sarà poi realizzato un impianto di messa a terra sotto ciascuna cabina di trasformazione tramite dispersore orizzontale ad anello in corda di rame nuda sez. 70 mm<sup>2</sup> e n° 6 dispersori verticali in acciaio zincato con profilo a croce 50x50x5 mm di lunghezza 2,5 m a cui saranno collegate le masse di ogni sottocampo. Le cabine saranno poi collegate fra loro in modo da equi-potenzializzare tutta la centrale tramite corda di rame nuda sez. 95 mm<sup>2</sup>.

Sia il sistema di distribuzione della sezione in corrente continua che quello lato BT della sezione in alternata sarà del tipo IT (flottante senza punti a terra) con protezione da primo guasto con relè di isolamento elettrico. Solo le masse metalliche saranno collegate all'impianto di terra di protezione realizzando una protezione dai contatti indiretti.

La protezione contro i contatti diretti è assicurata dalla scelta di moduli fotovoltaici in classe II certificata (senza messa a terra della cornice), dai cablaggi con cavi in doppio isolamento (isolamento delle parti attive) e dall'utilizzo di involucri e barriere secondo la normativa vigente.

#### **4.18. COMANDO DI SGANCIO EMERGENZA VV FF**

Al fine di adempiere alle prescrizioni di cui al D.P.R. 1° agosto 2011 n. 151, recepiti dalla Guida per l'installazione degli impianti fotovoltaici edizione 7 febbraio 2012, si prevederà all'installazione di un comando di sgancio di emergenza. Tale dispositivo di comando, ubicato in posizione segnalata ed accessibile, deve consentire il sezionamento dell'impianto elettrico.

Nelle tavole esecutive verrà indicata la posizione del pulsante di sgancio; in corrispondenza del pulsante dovrà essere installata idonea cartellonistica recante le scritte, come per esempio "DISPOSITIVO DI EMERGENZA" e delle scritte recanti la simbologia di pericolo di natura elettrica.

### **5. CALCOLI PROGETTUALI**

#### **5.1. Calcolo di dimensionamento preliminare elettrico**

L'impianto di bassa tensione sarà realizzato in corrente alternata e continua, suddiviso in tre sottocampi che fanno capo a n. 9 cabine di Trasformazione (cabine di campo) - ognuna delle quali collega un gruppo di inverter distribuiti e contiene un trasformatore BT/MT, i quadri elettrici BT ed MT ed i servizi ausiliari.

L'uscita in media tensione da ciascuna Power Station sarà collegata, mediante una linea MT indipendente, ad una partenza nel quadro MT installato nella cabina di raccolta di sua pertinenza, posizionate come descritto in precedenza. Da qui la linea in MT da ciascuna cabina di raccolta porta alla cabina di Consegna di sua pertinenza.

I calcoli elettrici di progetto sono stati effettuati in considerazione dalla soluzione impiantistica identificata e delle specificità del sito in questione: in particolare, sono stati ipotizzati dei valori plausibili di corrente di guasto e corrente di corto circuito sul punto di connessione dell'Impianto.

I cavi in media tensione sono previsti:

- a) per ciascuno dei due collegamenti del primario del trasformatore al quadro MT della PS di riferimento e da questo alla partenza della MTR;
- b) dal quadro MT della MTR al punto di consegna.

I cavi di cui al punto a) saranno posati in cavidotto interrato, in accordo alle prescrizioni della CEI 11-17. I cavi impiegati saranno in alluminio con isolamento estruso in gomma etilenpropilenica (HEPR) con tensione di isolamento 12/20 kV (ad esempio tipo ARG7H1R).

Tenuto conto che la massima corrente MT può essere assunta pari alla corrente nominale del trasformatore, ossia 72 A, la sezione scelta indicata nello schema unifilare (120 mm<sup>2</sup>) presenta una portata di 281 A, nettamente sovradimensionata rispetto ai parametri di funzionamento previsti.

I cavi di cui al punto b) saranno posati in cavidotto interrato, in accordo alle prescrizioni della CEI 11-17. I cavi impiegati saranno in alluminio con isolamento estruso in gomma etilpropilenica (HEPR) con tensione di isolamento 12/20 kV (ad esempio tipo ARG7H1R). Tenuto conto che la massima corrente MT può essere assunta pari alla corrente nominale dell'impianto fotovoltaico, ossia 123 A, la sezione scelta indicata nello schema unifilare (120 mm<sup>2</sup>) presenta una portata di 281 A, sovradimensionata rispetto ai parametri di funzionamento previsti.

## **5.2. Campi elettromagnetici - Calcolo delle distanze di prima approssimazione (DPA)**

Il DPCM dell'8 luglio 2003 stabilisce diversi criteri di valutazione dei campi elettromagnetici in prossimità di linee elettriche ad alta tensione e fissa i limiti di esposizione nei confronti dei campi elettrici e magnetici generati dagli elettrodotti eserciti alla frequenza di 50 Hz.

In particolare, viene fissato il valore di attenzione di 10 µT (microtesla) ovvero il valore di induzione magnetica che non deve essere superato nei luoghi definiti "a permanenza prolungata di persone". Questo valore è da intendersi con riferimento alla mediana nelle 24 ore.

I limiti di esposizione per i campi magnetici sono pari a 3 µT nelle aree con permanenze di persone di almeno 4 ore giornaliere (valore di attenzione) per i nuovi elettrodotti (obiettivo di qualità).

I limiti di esposizione pari a 100 µT per i campi magnetici non si devono superare mai in alcuna condizione di contiguità con la popolazione.

Ai fini della verifica per l'impianto in oggetto, trattandosi di una nuova realizzazione, il limite da considerare è costituito dall'obiettivo di qualità (**3 µT**).

Si rimanda alla relazione "RE.PE.02 Studio campi elettromagnetici" per il calcolo delle DPA per l'**impianto Agrovoltaiico** e alla relazione "REL.PEC.04 DOCUMENTAZIONE IMPIANTO DI RETE PER LA CONNESSIONE" del Progetto Elettrico CONFORME per le **Opere di rete**, segnatamente le cabine elettriche di Consegna e Utente.

### **5.2.1. Impianto**

Sulla base di quanto previsto dal DPCM 8/7/2003, le sorgenti del campo magnetico che sono oggetto di valutazione sono costituite dalle linee elettriche in corrente alternata e dalle cabine di campo; nello specifico, per l'impianto in oggetto le sorgenti individuate sono:

- le tre linee MT indipendenti in cavo interrato 3(1x120) da ciascuna delle tre cabine di raccolta fino alla cabina di Consegna di sua competenza;
- le nove distinte cabine elettriche di trasformazione BT/MT (cabine di campo);
- le tre distinte cabine elettriche Utente;

Pertanto, per tali sorgenti è stata effettuata la valutazione delle distanze di prima approssimazione (DPA). La determinazione delle fasce di rispetto è stata eseguita con riferimento all'obiettivo di qualità fissato in **3 µT**.

Dalle verifiche effettuate si riscontra che l'impianto non produce effetti negativi da campi elettrici e magnetici sulla popolazione esterna per quanto riguarda la frequenza di rete (50 Hz) in conformità alla normativa vigente.

Si rimanda alla relazione "RE.PE.01 Studio campi elettromagnetici" per il calcolo delle DPA per l'**impianto Agrovoltaiico**

### **5.2.2. Linee di connessione**

Gli interventi previsti per la linea di connessione consistono in N. 3 linee elettriche in cavo MT, parte aeree e parte interrate, e in n. 3 cabine di Consegna a servizio del nuovo impianto di rete. L'opera interessa parte del territorio del Comune di San Vero Milis e parte di Narbolia.

Ai sensi del DPCM 8/7/2003, la tutela in merito alle fasce di rispetto si applica alle linee elettriche aeree ed interrate, esistenti ed in progetto, ad esclusione, tra altre, delle linee MT in cavo cordato ad elica (interrate o aeree).

Sulla base delle analisi effettuate, le linee aeree MT in progetto, che saranno realizzata in cavo cordato ad elica visibile, non sono soggette al calcolo delle DPA.

Si rimanda alla relazione "REL.PEC.04 DOCUMENTAZIONE IMPIANTO DI RETE PER LA



CONNESSIONE” del Progetto Elettrico CONFORME per le **Opere di rete**, segnatamente le cabine elettriche di Consegna e Utente.

### 5.3. Calcoli di dimensionamento preliminare delle strutture

Le opere strutturali previste dal progetto sono relative alle:

1. Pali di fondazione e strutture metalliche di sostegno dei moduli fotovoltaici (calcolo svolto dal produttore del sistema ad inseguimento che sarà oggetto di trattazione dettagliata in fase di progettazione esecutiva);
2. Fondazioni delle cabine di campo, delle cabine di raccolta e delle cabine di consegna (oggetto di dimensionamento in fase di progettazione esecutiva).

I calcoli sono stati eseguiti in conformità alle seguenti norme:

- “Norme tecniche per le costruzioni” (NTC 2018) di cui al decreto ministeriale 17 gennaio 2018 e ss.mm.ii
- Nota n. 3187 del Consiglio superiore dei Lavori pubblici del 21 marzo 2018
- Circolare esplicativa delle NTC 2018 (quando disponibile).
- Legge 5.11.1971 N° 1086 - (norme per la disciplina delle opere di conglomerato cementizio armato, normale e precompresso ed a struttura metallica).
- CNR-UNI 10021- 85 - (Strutture di acciaio per apparecchi di sollevamento. Istruzioni per il calcolo, l’esecuzione, il collaudo e la manutenzione).
- UNI EN 1991 (serie) Eurocodice 1 – Azioni sulle strutture.
- UNI EN 1993 (serie) Eurocodice 3 – Progettazione delle strutture di acciaio.
- UNI EN 1994 (serie) Eurocodice 4 – Progettazione delle strutture composte acciaio-calcestruzzo
- UNI EN 1997 (serie) Eurocodice 7 – Progettazione geotecnica.
- UNI EN 1998 (serie) Eurocodice 8 – Progettazione delle strutture per la resistenza sismica.

Più nel dettaglio, il dimensionamento preliminare del sistema di ancoraggio delle strutture di sostegno è stato svolto applicando le combinazioni allo SLU (statica e sismica), previste nel DM 17 gennaio 2018 “Norme tecniche per le costruzioni” (NTC 2018), alle sollecitazioni presenti sulla struttura, in particolare dei carichi variabili dovuti al vento (azione di carico variabile principale) e alla neve (azione di carico variabile secondaria) e all’azione sismica definita mediante il metodo pseudostatico.

Si rimanda alla relazione “REL24 Calcolo preliminare strutture”.

I moduli fotovoltaici saranno installati in configurazione “portrait” (lungo il lato corto) su 1 fila ed un’inclinazione variabile con estremi variabili tra +/-60° sull’orizzontale (lungo la direzione est-ovest).

La struttura metallica di sostegno prevista si sviluppa in senso longitudinale (nord-sud) ed è composta dai seguenti elementi:

- N°4 montanti in profilato d’acciaio;
- sovrastruttura in travi in acciaio imbullonate;
- meccanismo di azionamento composto da un motore elettrico, un quadro di comando, sbarre e corde in acciaio per la movimentazione.

Il peso della sovrastruttura metallica (inclusiva di organi di movimentazione) sarà suddiviso equamente sui 4 montanti.

L’insieme dei pannelli e della struttura a sostegno, completamente in acciaio, prende il nome di “vela” e sarà vincolata alla struttura di fondazione mediante i montanti in profilato d’acciaio ad “I”, direttamente infissi nel terreno per una profondità minima di 1,5 m che sarà determinata in base alle caratteristiche del terreno.

Si è tenuto conto delle caratteristiche geomeccaniche del sito come da relazione geotecnica di cui al documento alla relazione “REL07 Relazione geologica e di modellazione geotecnica”.

La lunghezza minima di trivellazione dei pali è stata ad oggi considerata in funzione della tipologia di terreno di riferimento, risultata uniforme (Cfr. “REL07 Relazione geologica e di modellazione geotecnica”)

Ad ogni modo, il costruttivo della struttura di sostegno e del palo di fondazione sarà definito in fase esecutiva, una volta note le caratteristiche della tipologia della struttura di sostegno proposta dall’appaltatore del contratto di costruzione dell’impianto Agrovoltaiico, che potrebbe essere differente da quella indicata nella progettazione definitiva, anche a seguito di considerazioni tecnico economiche al momento dell’ordine dei componenti, post ottenimento delle autorizzazioni alla costruzione e connessione elettrica dell’impianto Agrovoltaiico.

Si ricorda che, generalmente, le strutture metalliche con inseguitore sono strutture pre-dimensionate dal fornitore sulla base delle caratteristiche dell'area di installazione e i dettagli di tale dimensionamento saranno resi disponibili solamente in fase di progettazione esecutiva dal fornitore stesso, considerate anche le eventuali prove a strappo da condurre in sito, successivamente al rilascio dell'Autorizzazione Unica.

In merito alle cabine elettriche, come già esplicitato, si prevede l'impiego di una struttura prefabbricata di cui si è definita la parte tecnica ed architettonico-funzionale in base alle condizioni ambientali e di impiego, rimandando i calcoli strutturali alla fase esecutiva di dettaglio.

Ai fini del dimensionamento preliminare delle platee delle cabine elettriche sono state effettuate le seguenti verifiche:

- Verifica a ribaltamento;
- Verifica a scorrimento sul piano di posa;
- Verifica della capacità portante.

Per i dettagli sui criteri di dimensionamento delle strutture si rimanda alla relazione "REL24 Calcolo preliminare strutture".

## **6. FASE DI COSTRUZIONE DELL'IMPIANTO**

La costruzione dell'intero impianto Agrovoltaiico sarà avviata a valle del rilascio dell'Autorizzazione Unica e una volta ultimata la progettazione esecutiva di dettaglio del progetto (che completerà i dimensionamenti in base alle scelte di dettaglio dei singoli componenti).

### **6.1. Cronoprogramma di costruzione**

Per quanto riguarda le modalità operative di costruzione si farà riferimento alle scelte progettuali esecutive. Si stima un periodo di costruzione di 9/10 mesi come analiticamente riportato nell'elaborato "CRO01 Cronoprogramma lavori di esecuzione" al quale si rimanda.

## **7. PRIME INDICAZIONI PER LA SICUREZZA**

L'accesso all'area di cantiere per l'impianto Agrovoltaiico avverrà utilizzando la viabilità di penetrazione agraria esistente, a Nord-Ovest dell'area di installazione dell'impianto, in aperta campagna, con deviazione a destra dalla SP 13 in direzione San Vero Milis, dove è prevista l'area destinata al "campo base". Il posizionamento dell'area di deposito dei materiali e dei rifiuti temporanei, sarà stabilita in fase di progettazione esecutiva in base al cronoprogramma di approvvigionamento materiali (la logistica) stabilito dall'Appaltatore e in funzione delle lavorazioni previste.

Entrambe le sopracitate aree saranno opportunamente recintate. L'accesso al sito avverrà utilizzando la viabilità esistente: per il trasporto dei materiali e delle attrezzature si prevede l'utilizzo di mezzi tipo furgoni e cassonati, in modo da stoccare nelle aree di deposito la quantità di materiale strettamente necessaria alla lavorazione giornaliera.

Per approfondimenti rimanda all'elaborato "REL21 Prime indicazioni sulla sicurezza".

## **8. PIANO DI MANUTENZIONE DELL'IMPIANTO**

Le operazioni di manutenzione ordinaria programmata e straordinaria sono illustrate nell'elaborato "REL19 Piano di gestione e manutenzione" al quale si rimanda per approfondimenti. Di seguito si descrivono le principali operazioni

### **8.1. Moduli fotovoltaici e cassetta di terminazione**

La manutenzione preventiva sui singoli moduli non richiede la messa fuori servizio di parte o di tutto l'impianto e consiste principalmente in:

- **ispezione visiva**, tesa all'identificazione dei danneggiamenti ai vetri (o supporti plastici) anteriori, deterioramento del materiale usato per l'isolamento interno dei moduli, microscariche per perdita di isolamento ed eccessiva sporcizia del vetro (o supporto plastico);
- **controllo cassetta di terminazione**, mirata ad identificare eventuali deformazioni della cassetta di terminazione, la formazione di umidità all'interno, lo stato dei contatti elettrici della polarità positive e negative, lo stato dei diodi di by-pass, il corretto serraggio dei morsetti di intestazione dei cavi di collegamento delle stringhe e l'integrità della siliconatura dei passacavi;

- per il mantenimento in efficienza dell'impianto, si prevede, inoltre, la **pulizia periodica dei moduli** fotovoltaici a mezzo di idonei macchinari con un consumo di acqua pari a circa 100 m<sup>3</sup> all'anno (stimando tre pulizie annue).

## 8.2. Stringhe fotovoltaiche

La manutenzione preventiva delle stringhe non comporta la messa fuori servizio di parte o di tutto l'impianto Agrovoltaiico, né dei sottocampi, deve essere effettuata dal quadro elettrico in corrente continua e consiste principalmente nel

- **Controllo delle grandezze elettriche:** con l'utilizzo di uno strumento multimetro per il controllo dell'uniformità delle tensioni a vuoto e delle correnti di funzionamento per ciascuna delle stringhe che fanno parte dell'impianto Agrovoltaiico; se tutte le stringhe sono nelle stesse condizioni di esposizione, possono essere ritenuti accettabili scostamenti fino al 10%.

## 8.3. Quadri elettrici

La manutenzione preventiva sui quadri elettrici non comporta operazioni di fuori servizio di parte o di tutto l'impianto e consiste in:

- **ispezione visiva** tesa alla identificazione di danneggiamenti dell'armadio e dei componenti contenuti ed alla corretta indicazione degli strumenti di misura eventualmente presenti sul fronte quadro;
- **controllo protezioni elettriche:** per verificare l'integrità dei diodi di blocco e l'efficienza degli scaricatori di sovratensione;
- **controllo organi di manovra:** per verificare l'efficienza degli organi di manovra;
- **controllo cablaggi elettrici:** per verificare, con prova di sfilamento, i cablaggi interni dell'armadio (solo in questa fase è opportuno il momentaneo fuori servizio) ed il serraggio dei morsetti;
- **controllo elettrico:** per controllare la funzionalità e l'alimentazione del relè di isolamento installato, se il generatore è flottante, e l'efficienza delle protezioni di interfaccia;
- **UPS:** le batterie dei sistemi di accumulo saranno oggetto di manutenzione in relazione alle specifiche indicazioni poste dei costruttori.

## 8.4. Cabine elettriche

Le operazioni di manutenzione preventiva nelle cabine elettriche saranno in genere eseguite con impianto fuori servizio e limitate ad una ispezione visiva mirata ad identificare danneggiamenti meccanici dell'armadio/cabina di contenimento, infiltrazione di acqua, formazione di condensa, eventuale deterioramento dei componenti contenuti e controllo della corretta indicazione degli strumenti di misura eventualmente presenti.

Per le operazioni di manutenzione preventiva dei componenti delle cabine elettriche che non si limitino alla ispezione visiva è necessaria la messa fuori servizio di parte dell'impianto Agrovoltaiico, del sottocampo di pertinenza e deve essere svolta unicamente da personale formato, informato, esperto e certificato. In caso di verifiche e manutenzioni che comportano la messa in tensione delle apparecchiature le operazioni devono essere condotte nell'assoluto rispetto delle norme di sicurezza e in particolare in conformità alle indicazioni della norma CEI 11-27 e CEI EN 50110-1.

## 8.5. Collegamento elettrici

La manutenzione preventiva sui cavi elettrici di cablaggio consiste, per i soli cavi a vista, in un'ispezione visiva tesa all'identificazione di danneggiamenti, bruciature, abrasioni, deterioramento isolante, variazioni di colorazioni del materiale usato per l'isolamento e fissaggio saldo nei punti di ancoraggio (per esempio la struttura di sostegno dei moduli).

## 9. DISMISSIONE DELL'IMPIANTO

L'impianto solare fotovoltaico, a fine vita produttiva, prevista a 30 anni dall'entrata in esercizio, sarà interamente smantellato e l'area restituita all'uso industriale attualmente previsto. Per approfondimenti rimanda all'elaborato "REL19 Piano di dismissione dell'impianto e ripristino dei luoghi".

## 9.1. Cronoprogramma lavori di dismissione

Per quanto riguarda le modalità operative di dismissione e smantellamento si farà riferimento alle scelte progettuali esecutive. Si stima un periodo di costruzione di 9/10 mesi come analiticamente riportato nell'elaborato "CR002 Cronoprogramma lavori dismissione" al quale si rimanda.

## 10.COSTI E COMPUTI METRICI

L'incidenza dei costi di costruzione, comprensivi degli oneri per la sicurezza, è di € 19.594.039,55, quindi pari a circa €/kWp 823,4. La stima è stata effettuata con un approccio teso a minimizzare i costi di fornitura e di realizzazione, in conformità con gli attuali standard di mercato del settore.

La valutazione previsionale dei costi di realizzazione dell'impianto è riportata in dettaglio nell'elaborato "COM01 Computo metrico impianto".

Gli oneri per la sicurezza sono stati stimati in € 608.896,63 come riportato nell'elaborato "COM02 Computo metrico sicurezza".

## 11.RIFERIMENTI LEGISLATIVI E NORMATIVI

I principali riferimenti normativi e legislativi nazionali sono di seguito riportati

### 11.1. Leggi e Decreti

- Direttiva Macchine 2006/42/CE
- "Norme Tecniche per le Costruzioni 2018" indicate dal DM del 17 Gennaio 2018, pubblicate sulla Gazzetta Ufficiale il 20 febbraio 2018, in vigore dal 22 marzo 2018, con nota n. 3187 del Consiglio superiore dei Lavori pubblici (Cslpp) del 21 marzo 2018 e relative circolari applicative della norma.

### 11.2. Normativa e legislazione in ambito strutturale e civile

- Decreto Ministeriale Infrastrutture 17 gennaio 2018 "Norme Tecniche per le Costruzioni 2018";
- Legge 5.11.1971 N° 1086 - (norme per la disciplina delle opere di conglomerato cementizio armato, normale e precompresso ed a struttura metallica);
- CNR-UNI 10021- 85 - (Strutture di acciaio per apparecchi di sollevamento. Istruzioni per il calcolo, l'esecuzione, il collaudo e la manutenzione);
- D.M. 15 Luglio 2014 "Approvazione della regola tecnica di prevenzione incendi per la progettazione, l'installazione e l'esercizio delle macchine elettriche fisse con presenza di liquidi isolanti combustibili in quantità superiore ad 1 m<sup>3</sup>".

### 11.3. Normativa e legislazione e norme CEI in ambito elettrico

- D. Lgs. 9 Aprile 2008 n. 81 e s.m.i.;
- Legge N. 123 del 3 Agosto 2007, art. 1 in materia di tutela della salute e della sicurezza nei luoghi di lavoro;
- CEI EN 50110-1 (Esercizio degli impianti elettrici);
- CEI 11-27 (Lavori su impianti elettrici);
- CEI 0-10 (Guida alla manutenzione degli impianti elettrici);
- CEI 82-25 (Guida alla realizzazione di sistemi di generazione fotovoltaica collegati alle reti elettriche di Media e Bassa Tensione);
- CEI 0-16 (Regola tecnica di riferimento per la connessione di Utenti attivi e passivi alle reti AT e MT delle imprese distributrici di energia elettrica);
- CEI UNI EN ISO/IEC 17025:2008 Requisiti generali per la competenza dei laboratori di prova e di taratura CEI 0-2 Guida per la definizione della documentazione di progetto degli impianti elettrici;
- CEI EN 60445 (CEI 16-2) Principi base e di sicurezza per l'interfaccia uomo-macchina, marcatura e identificazione – Identificazione dei morsetti degli apparecchi e delle estremità dei conduttori.
- quantità superiore ad 1 m<sup>3</sup>".

### 11.4. Normativa CEI per la sicurezza elettrica

- 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 11-27 Lavori su impianti elettrici;

- CEI 64-8 Impianti elettrici utilizzatori a tensione nominale non superiore a 1000 V in corrente alternata e a 1500 V in corrente continua;
- CEI 64-8/7 (Sez.712) - Impianti elettrici utilizzatori a tensione nominale non superiore a 1000 V in corrente alternata e a 1500 V in corrente continua - Parte 7: Ambienti ed applicazioni particolari;
- CEI 64-12 Guida per l'esecuzione dell'impianto di terra negli edifici per uso residenziale e terziario;
- CEI 64-14 Guida alla verifica degli impianti elettrici utilizzatori
- IEC/TS 60479-1 Effects of current on human beings and livestock – Part 1: General aspects;
- IEC 60364-7-712 Electrical installations of buildings – Part 7-712: Requirements for special installations or locations – Solar photovoltaic (PV) power supply systems;
- CEI EN 60529 (CEI 70-1) Gradi di protezione degli involucri (codice IP);
- CEI 64-57 Edilizia ad uso residenziale e terziario - Guida per l'integrazione degli impianti elettrici utilizzatori ...;
- CEI EN 61140 (CEI 0-13) Protezione contro i contatti elettrici - Aspetti comuni per gli impianti e le apparecchiature.
- CEI EN 61936-1 (CEI 99-2): Impianti elettrici con tensione superiore a 1 kV in corrente alternata.

### **11.5. Normativa per impianti fotovoltaici**

- ANSI/UL 1703:2002 Flat-Plate Photovoltaic Modules and Panels;
- IEC/TS 61836 Solar photovoltaic energy systems – Terms, definitions and symbols;
- CEI EN 50380 (CEI 82-22) Fogli informativi e dati di targa per moduli fotovoltaici;
- CEI EN 50438 (CEI 311-1) Prescrizioni per la connessione di micro-generatori in parallelo alle reti di distribuzione pubblica in bassa tensione;
- CEI EN 50461 (CEI 82-26) Celle solari - Fogli informativi e dati di prodotto per celle solari al silicio cristallino;
- CEI EN 50521(82-31) Connettori per sistemi fotovoltaici - Prescrizioni di sicurezza e prove;
- CEI EN 60891 (CEI 82-5) Caratteristiche I-V di dispositivi fotovoltaici in Silicio cristallino – Procedure di riporto dei valori misurati in funzione di temperatura e irraggiamento;
- CEI EN 60904-1 (CEI 82-1) Dispositivi fotovoltaici – Parte 1: Misura delle caratteristiche fotovoltaiche corrente-tensione;
- CEI EN 60904-2 (CEI 82-2) Dispositivi fotovoltaici – Parte 2: Prescrizione per i dispositivi solari di riferimento;
- CEI EN 60904-3 (CEI 82-3) Dispositivi fotovoltaici – Parte 3: Principi di misura dei sistemi solari fotovoltaici (PV) per uso terrestre e irraggiamento spettrale di riferimento;
- CEI EN 60904-4 (82-32) Dispositivi fotovoltaici - Parte 4: Dispositivi solari di riferimento - Procedura per stabilire la tracciabilità della taratura;
- CEI EN 60904-5 (82-10) Dispositivi fotovoltaici - Parte 5: Determinazione della temperatura equivalente di cella (ETC) dei dispositivi solari fotovoltaici (PV) attraverso il metodo della tensione a circuito aperto;
- CEI EN 60904-7 (82-13) Dispositivi fotovoltaici - Parte 7: Calcolo della correzione dell'errore di disadattamento fra le risposte spettrali nelle misure di dispositivi fotovoltaici;
- CEI EN 60904-8 (82-19) Dispositivi fotovoltaici - Parte 8: Misura della risposta spettrale di un dispositivo fotovoltaico;
- CEI EN 60904-9 (82-29) Dispositivi fotovoltaici - Parte 9: Requisiti prestazionali dei simulatori solari;
- CEI EN 60068-2-21 (91-40) 2006 Prove ambientali - Parte 2-21: Prove - Prova U: Robustezza dei terminali e dell'interconnessione dei componenti sulla scheda;
- CEI EN 61173 (CEI 82-4) Protezione contro le sovratensioni dei sistemi fotovoltaici (FV) per la produzione di energia – Guida;
- CEI EN 61215 (CEI 82-8) Moduli fotovoltaici (FV) in Silicio cristallino per applicazioni terrestri – Qualifica del progetto e omologazione del tipo;
- CEI EN 61646 (CEI 82-12) Moduli fotovoltaici (FV) a film sottile per usi terrestri – Qualifica del progetto e approvazione di tipo;
- CEI EN 61277 (CEI 82-17) Sistemi fotovoltaici (FV) di uso terrestre per la generazione di energia elettrica – Generalità e guida;
- CEI EN 61345 (CEI 82-14) Prova all'UV dei moduli fotovoltaici (FV);
- CEI EN 61683 (CEI 82-20) Sistemi fotovoltaici - Condizionatori di potenza - Procedura per misurare l'efficienza;
- CEI EN 61701 (CEI 82-18) Prova di corrosione da nebbia salina dei moduli fotovoltaici (FV);



- CEI EN 61724 (CEI 82-15) Rilievo delle prestazioni dei sistemi fotovoltaici – Linee guida per la misura, lo scambio e l'analisi dei dati;
- CEI EN 61727 (CEI 82-9) Sistemi fotovoltaici (FV) - Caratteristiche dell'interfaccia di raccordo alla rete;
- CEI EN 61730-1 (CEI 82-27) Qualificazione per la sicurezza dei moduli fotovoltaici (FV) Parte 1: Prescrizioni per la costruzione;
- CEI EN 61730-2 (CEI 82-28) Qualificazione per la sicurezza dei moduli fotovoltaici (FV) Parte 2: Prescrizioni per le prove;
- CEI EN 61829 (CEI 82-16) Schiere di moduli fotovoltaici (FV) in Silicio cristallino – Misura sul campo delle caratteristiche I-V;
- CEI EN 62093 (CEI 82-24) Componenti di sistemi fotovoltaici - moduli esclusi (BOS) - Qualifica di progetto in condizioni ambientali naturali;
- CEI EN 62108 (82-30) Moduli e sistemi fotovoltaici a concentrazione (CPV) – Qualifica del progetto e approvazione di tipo.

### **11.6. Normativa CEI per i quadri elettrici**

- CEI EN 61439-1 (CEI 17-113) Apparecchiature assiemate di protezione e di manovra per bassa tensione (quadri BT). Parte 1: Regole Generali;
- CEI EN 61439-2 (CEI 17-114) Apparecchiature assiemate di protezione e di manovra per bassa tensione (quadri BT). Parte 2: Quadri di potenza;
- CEI 23-51 Prescrizioni per la realizzazione, le verifiche e le prove dei quadri di distribuzione per installazioni fisse per uso domestico e similare.

### **11.7. Rete elettrica del Gestore di Rete e connessione impianti**

- CEI 11-1 Impianti elettrici con tensione superiore a 1 kV in corrente alternata;
- CEI 11-17 Impianti di produzione, trasmissione e distribuzione di energia elettrica – Linee in cavo;
- CEI 11-20 Impianti di produzione di energia elettrica e gruppi di continuità collegati a reti di I e II categoria;
- CEI 11-20, V1 Impianti di produzione di energia elettrica e gruppi di continuità collegati a reti di I e II categoria – Variante;
- CEI 11-20, V2 Impianti di produzione di energia elettrica e gruppi di continuità collegati alle reti di I e II categoria – Allegato C - Prove per la verifica delle funzioni di interfaccia con la rete elettrica per i micro generatori;
- CEI EN 50110-1 (CEI 11-48) Esercizio degli impianti elettrici;
- CEI EN 50160 (CEI 8-9) Caratteristiche della tensione fornita dalle reti pubbliche di distribuzione dell'energia elettrica.

### **11.8. Cavi, cavidotti e accessori**

- CEI 20-13 Cavi con isolamento estruso in gomma per tensioni nominali da 1 a 30 kV;
- CEI 20-14 Cavi isolati con polivinilcloruro per tensioni nominali da 1 kV a 3 kV;
- CEI-UNEL 35024-1 Cavi elettrici isolati con materiale elastomerico o termoplastico per tensioni nominali non superiori a 1000 V in corrente alternata e a 1500 V in corrente continua – Portate di corrente in regime permanente per posa in aria;
- CEI-UNEL 35026 Cavi elettrici isolati con materiale elastomerico o termoplastico per tensioni nominali di 1000 V in corrente alternata e 1500 V in corrente continua. Portate di corrente in regime permanente per posa interrata;
- CEI 20-40 Guida per l'uso di cavi a bassa tensione;
- CEI 20-65 Cavi elettrici isolati con materiale elastomerico, termoplastico e isolante minerale per tensioni nominali non superiori a 1000 V in corrente alternata e 1500 V in corrente continua - Metodi di verifica termica (portata) per cavi raggruppati in fascio contenente conduttori di sezione differente
- CEI 20-67 Guida per l'uso dei cavi 0,6/1 kV;
- CEI 20-91 Cavi elettrici con isolamento e guaina elastomerici senza alogeni non propaganti la fiamma con tensione nominale non superiore a 1 000 V in corrente alternata e 1 500 V in corrente continua per applicazioni in impianti fotovoltaici;
- CEI EN 50086-1 (CEI 23-39) Sistemi di tubi ed accessori per installazioni elettriche – Parte 1: Prescrizioni generali;
- CEI EN 50086-2-4 (CEI 23-46) Sistemi di canalizzazione per cavi - Sistemi di tubi; Parte 2-4: Prescrizioni particolari per sistemi di tubi interrati;

- CEI EN 50262 (CEI 20-57) Pressacavo metrici per installazioni elettriche;
- CEI EN 60423 (CEI 23-26) Tubi per installazioni elettriche – Diametri esterni dei tubi per installazioni elettriche e filettature per tubi e accessori;
- CEI EN 61386-1 (CEI 23-80) Sistemi di tubi e accessori per installazioni elettriche Parte 1: Prescrizioni generali;
- CEI EN 61386-21 (CEI 23-81) Sistemi di tubi e accessori per installazioni elettriche Parte 21: Prescrizioni particolari per sistemi di tubi rigidi e accessori;
- CEI EN 61386-22 (CEI 23-82) Sistemi di tubi e accessori per installazioni elettriche; Parte 22: Prescrizioni particolari per sistemi di tubi pieghevoli e accessori e Parte 23: Prescrizioni particolari per sistemi di tubi flessibili e accessori.

### **11.9. Norme CEI per la conversione di potenza**

- CEI 22-2 Convertitori elettronici di potenza per applicazioni industriali e di trazione;
- CEI EN 60146-1-1 (CEI 22-7) Convertitori a semiconduttori – Prescrizioni generali e convertitori commutati dalla linea – Parte 1-1: Specifiche per le prescrizioni fondamentali;
- CEI EN 60146-1-3 (CEI 22-8) Convertitori a semiconduttori – Prescrizioni generali e convertitori commutati dalla linea – Parte 1-3: Trasformatori e reattori;
- CEI UNI EN 45510-2-4 (CEI 22-20) Guida per l'approvvigionamento di apparecchiature destinate a centrali per la produzione di energia elettrica – Parte 2-4;
- Apparecchiature elettriche – Convertitori statici di potenza.

### **11.10. Dispositivi di potenza**

- CEI EN 50123 (serie) (CEI 9-26 serie) Applicazioni ferroviarie, tranviarie, filoviarie e metropolitane - Impianti fissi - Apparecchiatura a corrente continua;
- CEI EN 50178 (CEI 22-15) Apparecchiature elettroniche da utilizzare negli impianti di potenza;
- CEI EN 60898-1 (CEI 23-3/1) Interruttori automatici per la protezione dalle sovracorrenti per impianti domestici e similari – Parte 1: Interruttori automatici per funzionamento in corrente alternata;
- CEI EN 60898-2 (CEI 23-3/2) Interruttori automatici per la protezione dalle sovracorrenti per impianti domestici e similari - Parte 2: Interruttori per funzionamento in corrente alternata e in corrente continua;
- CEI EN 60947-1 (CEI 17-44) Apparecchiature a bassa tensione - Parte 1: Regole generali;
- CEI EN 60947-2 (CEI 17-5) Apparecchiature a bassa tensione – Parte 2: Interruttori automatici;
- CEI EN 60947-4-1 (CEI 17-50) Apparecchiature a bassa tensione – Parte 4-1: Contattori ed avviatori– Contattori e avviatori elettromeccanici.

### **11.11. Scariche atmosferiche – fulminazione**

- CEI EN 50123 (serie) (CEI 9-26 serie) Applicazioni ferroviarie, tranviarie, filoviarie e metropolitane - Impianti fissi - Apparecchiatura a corrente continua;
- CEI EN 50178 (CEI 22-15) Apparecchiature elettroniche da utilizzare negli impianti di potenza;
- CEI EN 50164-1 (CEI 81-5) Componenti per la protezione contro i fulmini (LPC) – Parte 1: Prescrizioni per i componenti di connessione;
- CEI EN 61643-11 (CEI 37-8) Limitatori di sovratensioni di bassa tensione – Parte 11: Limitatori di sovratensioni connessi a sistemi di bassa tensione – Prescrizioni e prove;
- CEI EN 62305-1 (CEI 81-10/1) Protezione contro i fulmini – Parte 1: Principi generali;
- CEI EN 62305-2 (CEI 81-10/2) Protezione contro i fulmini – Parte 2: Valutazione del rischio;
- CEI EN 62305-3 (CEI 81-10/3) Protezione contro i fulmini – Parte 3: Danno materiale alle strutture e pericolo per le persone;
- CEI EN 62305-4 (CEI 81-10/4) Protezione contro i fulmini – Parte 4: Impianti elettrici ed elettronici nelle strutture.

### **11.12. Compatibilità elettromagnetica**

- CEI 110-26 Guida alle norme generiche EMC;
- CEI EN 50263 (CEI 95-9) Compatibilità elettromagnetica (EMC) – Norma di prodotto per i rele di misura e i dispositivi di protezione;
- CEI EN 60555-1 (CEI 77-2) Disturbi nelle reti di alimentazione prodotti da apparecchi elettrodomestici e da equipaggiamenti elettrici simili – Parte 1: Definizioni;

- CEI EN 61000-2-2 (CEI 110-10) Compatibilità elettromagnetica (EMC) – Parte 2-2: Ambiente – Livelli di compatibilità per i disturbi condotti in bassa frequenza e la trasmissione dei segnali sulle reti pubbliche di alimentazione a bassa tensione;
- CEI EN 61000-2-4 (CEI 110-27) Compatibilità elettromagnetica (EMC) – Parte 2-4: Ambiente – Livelli di compatibilità per disturbi condotti in bassa frequenza negli impianti industriali;
- CEI EN 61000-3-2 (CEI 110-31) Compatibilità elettromagnetica (EMC) – Parte 3-2: Limiti – Limiti per le emissioni di corrente armonica (apparecchiature con corrente di ingresso 16 A per fase);
- CEI EN 61000-3-3 (CEI 110-28) Compatibilità elettromagnetica (EMC) – Parte 3-3: Limiti – Limitazione delle fluttuazioni di tensione e del flicker in sistemi di alimentazione in bassa tensione per apparecchiature con corrente nominale 16 A e non soggette ad allacciamento su condizione;
- CEI EN 61000-3-12 (CEI 210-81) Compatibilità elettromagnetica (EMC) – Parte 3-12: Limiti - Limiti per le correnti armoniche prodotte da apparecchiature collegate alla rete pubblica a bassa tensione aventi correnti di ingresso  $> 16$  A e  $\leq 75$  A per fase;
- CEI EN 61000-6-1 (CEI 210-64) Compatibilità elettromagnetica (EMC) Parte 6-1: Norme generiche - Immunità per gli ambienti residenziali, commerciali e dell'industria leggera;
- CEI EN 61000-6-2 (CEI 210-54) Compatibilità elettromagnetica (EMC) Parte 6-2: Norme generiche - Immunità per gli ambienti industriali;
- CEI EN 61000-6-3 (CEI 210-65) Compatibilità elettromagnetica (EMC) Parte 6-3: Norme generiche - Emissione per gli ambienti residenziali, commerciali e dell'industria leggera;
- CEI EN 61000-6-4 (CEI 210-66) Compatibilità elettromagnetica (EMC) Parte 6-4: Norme generiche - Emissione per gli ambienti industriali.

### **11.13. Sistema di misura dell'energia elettrica**

- CEI EN 50123 (serie) (CEI 9-26 serie) Applicazioni ferroviarie, tranviarie, filoviarie e metropolitane Impianti fissi - Apparecchiatura a corrente continua;
- CEI 13-4 Sistemi di misura dell'energia elettrica - Composizione, precisione e verifica;
- CEI EN 62052-11 (CEI 13-42) Apparat per la misura dell'energia elettrica (c.a.) – Prescrizioni generali, prove e condizioni di prova - Parte 11: Apparato di misura;
- CEI EN 62053-11 (CEI 13-41) Apparat per la misura dell'energia elettrica (c.a.) – Prescrizioni particolari - Parte 11: Contatori elettromeccanici per energia attiva (classe 0,5, 1 e 2);
- CEI EN 62053-21 (CEI 13-43) Apparat per la misura dell'energia elettrica (c.a.) – Prescrizioni particolari - Parte 21: Contatori statici di energia attiva (classe 1 e 2);
- CEI EN 62053-22 (CEI 13-44) Apparat per la misura dell'energia elettrica (c.a.) – Prescrizioni particolari - Parte 22: Contatori statici per energia attiva (classe 0,2 S e 0,5 S);
- CEI EN 50470-1 (CEI 13-52) Apparat per la misura dell'energia elettrica (c.a.) - Parte 1: Prescrizioni generali, prove e condizioni di prova - Apparato di misura (indici di classe A, B e C);
- CEI EN 50470-2 (CEI 13-53) Apparat per la misura dell'energia elettrica (c.a.) - Parte 2: Prescrizioni particolari - Contatori elettromeccanici per energia attiva (indici di classe A e B);
- CEI EN 50470-3 (CEI 13-54) Apparat per la misura dell'energia elettrica (c.a.) - Parte 3: Prescrizioni particolari - Contatori statici per energia attiva (indici di classe A, B e C);
- CEI EN 62059-31-1 (13-56) Apparat per la misura dell'energia elettrica – Fidatezza Parte 31-1: Prove accelerate di affidabilità - Temperatura ed umidità elevate.

## **Indice delle Figure**

*Fig. 1: Inquadramento Cartografico su tavola IGM 1:25.000*

*Fig. 2: Corografia generale dell'area di Impianto Agrovoltaico e connessione elettrica (fonte Google Earth)*

*Fig. 3: Inquadramento Cartografico su C.T.R. 1:10.000*

*Fig. 4: Layout d'Impianto Agrovoltaico*

*Fig. 5: Standard Box Cliente*

*Fig. 6: Macchina battipalo (esempio)*

*Fig. 7: Palo di fondazione – sezione ad “I”*

## **Indice delle Tabelle**

*Tab. 1: Distribuzione delle strutture di sostegno nei sottocampi*

*Tab. 2: Caratteristiche tecniche del modulo fotovoltaico*

*Tab. 3: Caratteristiche cavi “solari” FG21M21PV3 (1500 Vcc)*



### RSM132-8-680N-700N

<b>132 CELL</b> N-type Module	<b>680-700Wp</b> Power Output Range
<b>1500VDC</b> Maximum System Voltage	<b>22.5%</b> Maximum Efficiency

### KEY SALIENT FEATURES

- Global, Tier 1 bankable brand, with independently certified state-of-the-art automated manufacturing
- N-type solar cell without LID caused by B-O , power degradation in 1st year is no more than 1%
- Better Temperature Coefficient
- Excellent low irradiance performance
- Excellent PID resistance
- Positive tight power tolerance
- Dual stage 100% EL Inspection warranting defect-free product
- Module Imp binning radically reduces string mismatch losses
- Warranted reliability and stringent quality assurances well beyond certified requirements
- Certified to withstand severe environmental conditions
  - ◆ Anti-reflective & anti-soiling surface minimise power loss from dirt and dust
  - ◆ Severe salt mist, ammonia & blown sand resistance, for seaside, farm and desert environments
  - ◆ Excellent mechanical resistance: wind load 2400Pa & snow load 5400Pa



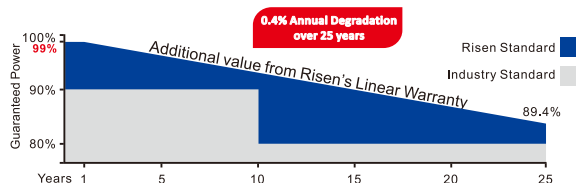
#### RISEN ENERGY CO., LTD.

Risen Energy is a leading, global tier 1 manufacturer of high-performance solar photovoltaic products and provider of total business solutions for residential, commercial and utility-scale power generation. The company, founded in 1986, and publicly listed in 2010, compels value generation for its chosen global customers. Techno-commercial innovation, underpinned by consummate quality and support, encircle Risen Energy's total Solar PV business solutions which are among the most powerful and cost-effective in the industry. With local market presence and strong financial bankability status, we are committed, and able, to building strategic, mutually beneficial collaborations with our partners, as together we capitalise on the rising value of green energy.

Tashan Industry Zone, Meilin, Ninghai 315609, Ningbo | PRC  
 Tel: +86-574-59953239 Fax: +86-574-59953599  
 E-mail: marketing@risenenergy.com Website: www.risenenergy.com

### LINEAR PERFORMANCE WARRANTY

12 year Product Warranty / 25 year Linear Power Warranty



★ Please check the valid version of Limited Product Warranty which is officially released by Risen Energy Co., Ltd

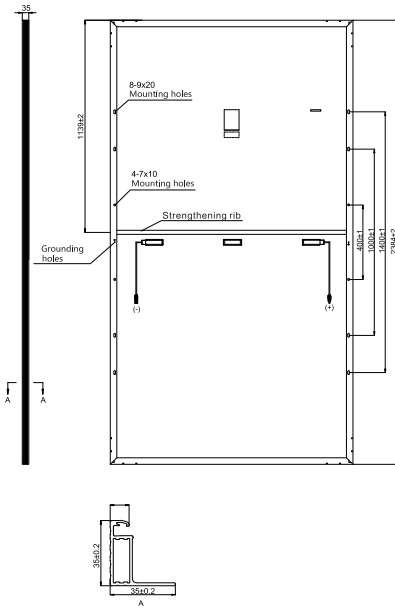


Preliminary  
For Global Market



### Dimensions of PV Module

Unit: mm



### ELECTRICAL DATA (STC)

Model Number	RSM132-8-680N	RSM132-8-685N	RSM132-8-690N	RSM132-8-695N	RSM132-8-700N
Rated Power in Watts-Pmax(Wp)	<b>680</b>	<b>685</b>	<b>690</b>	<b>695</b>	<b>700</b>
Open Circuit Voltage-Voc(V)	46.70	46.81	46.93	47.05	47.17
Short Circuit Current-Isc(A)	18.17	18.27	18.36	18.43	18.53
Maximum Power Voltage-Vmpp(V)	39.24	39.34	39.44	39.54	39.64
Maximum Power Current-Impp(A)	17.34	17.43	17.52	17.59	17.68
Module Efficiency (%) *	21.9	22.1	22.2	22.4	22.5

STC: Irradiance 1000 W/m<sup>2</sup>, Cell Temperature 25°C, Air Mass AM1.5 according to EN 60904-3.

\* Module Efficiency (%): Round-off to the nearest number

### ELECTRICAL DATA (NMOT)

Model Number	RSM132-8-680N	RSM132-8-685N	RSM132-8-690N	RSM132-8-695N	RSM132-8-700N
Maximum Power-Pmax (Wp)	515.2	519.2	523.2	526.7	530.7
Open Circuit Voltage-Voc (V)	43.43	43.54	43.65	43.76	43.87
Short Circuit Current-Isc (A)	14.90	14.98	15.06	15.12	15.19
Maximum Power Voltage-Vmpp (V)	36.41	36.51	36.60	36.69	36.79
Maximum Power Current-Impp (A)	14.15	14.22	14.30	14.35	14.43

NMOT: Irradiance at 800 W/m<sup>2</sup>, Ambient Temperature 20°C, Wind Speed 1 m/s.

### MECHANICAL DATA

Solar cells	N-type
Cell configuration	132 cells (6×11+6×11)
Module dimensions	2384×1303×35mm
Weight	34kg
Superstrate	High Transmission, Low Iron, Tempered ARC Glass
Substrate	White Back-sheet
Frame	Anodized Aluminium Alloy type 6005-2T6, Silver Color
J-Box	Potted, IP68, 1500VDC, 3 Schottky bypass diodes
Cables	4.0mm <sup>2</sup> (12AWG), Positive(+)350mm, Negative(-)350mm (Connector Included)
Connector	Risen Twinsel PV-SY02, IP68

### TEMPERATURE & MAXIMUM RATINGS

Nominal Module Operating Temperature (NMOT)	42°C±2°C
Temperature Coefficient of Voc	-0.26%/°C
Temperature Coefficient of Isc	0.046%/°C
Temperature Coefficient of Pmax	-0.326%/°C
Operational Temperature	-40°C~+85°C
Maximum System Voltage	1500VDC
Max Series Fuse Rating	30A
Limiting Reverse Current	30A

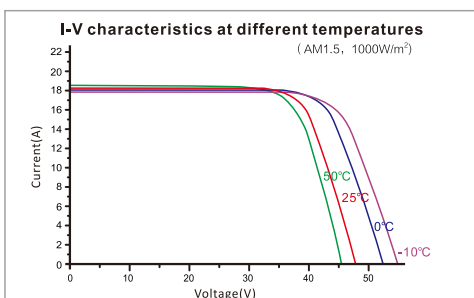
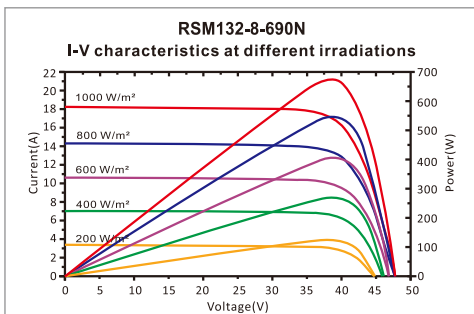
### PACKAGING CONFIGURATION

	40ft(HQ)
Number of modules per container	527
Number of modules per pallet	31
Number of pallets per container	17
Box gross weight[kg]	1105

CAUTION: READ SAFETY AND INSTALLATION INSTRUCTIONS BEFORE USING THE PRODUCT.

©2021 Risen Energy. All rights reserved. Specifications included in this datasheet are subject to change without notice.

THE POWER OF RISING VALUE



### Our Partners:

# SkySmart

## Technical Description



Version	Date	Notes	Author	Approve
1.0	2018.06.18	None.	Stone SHI	
1.1	2018.07.05	Added operation section,	Gary	

# Table of Contents

1. Purpose of the document .....	4
1.1. Safety regulations .....	4
2. System overview .....	5
2.1. Mechanical components .....	6
2.2. Tracker controller .....	8
2.3. Communication Box.....	10
3. Cable Connections & Power .....	12
3.1. Control box cabling & power .....	12
3.2. Communication box cabling & power .....	13
4. Operation .....	15
4.1. Control box operation.....	15
4.2. Communication box operation.....	18
4.3. Remote platform operation .....	19

# 1. Purpose of the document

This document describes the operation, maintenance and troubleshooting procedure of the SkySmart tracking system. It is intended to establish a set of actions that maximizes photovoltaic plant's productivity and minimize its downtime. An effective maintenance plan could help reduce the site's true cost and prevent major breakdown. This document has three main sections, the first section of the document provides a brief overview of all key components in the SkySmart tracker. Next, it's a guide to help the user understand and be able to navigate through the major operation modes and functions of the SkySmart tracker. Lastly, it will provide user recommendations on items that would require regular maintenance.

## 1.1. Safety regulations

All activities must be carried out by qualified and trained personnel while strictly following the safety regulations stated in this manual. Prior to performing solar tracker's debugging and commissioning process, you should read, understand, and comply with all safety instructions stated in this document. Failure to follow these instructions can result in serious injuries or death.

- The person performing the task must wear personal protective equipment (PPE) associated for each task at all times.
- All mechanical parts, cables/wires must be installed and ready to operate prior to performing the debugging and commissioning process.
- Maintain steady and well-lit source of illumination while performing any task.
- Always maintain three points of contact while performing tasks on high or unstable surfaces and avoid forced postures.
- All manipulations of the trackers that are not stated in this manual are strictly prohibited.
- Make sure to choose the appropriate tools suitable for each task to avoid creating potential safety hazards.
- Carefully inspect the work area for any potential hazards prior to any operation.

## 2. System overview

This section of the documents provides a brief overview of the system for both mechanical and electrical components of the SkySmart tracking system. Table 1 is detail specifications of the SkySmart tracking system.

Table 1, SkySmart tracker specifications

SKYSMART TRACKING SYSTEM SPECIFICATIONS	
Max slopes in N/S direction (%)	20%
Max slopes in E/W direction (%)	unlimited
Max slopes in N/S direction (°) CALCULATED	11°
Max slopes in E/W direction (°) CALCULATED	unlimited
Independent or Central drive system	Independent
Max rotational angle (°)	±60°
Minimum height over ground at maximum tilt angle [mm]	500mm
Maximum tracking error [°]	<2°
Operating temperature range (°C)	-30°to 60°
Max wind speed (km/h) at max tilt angle	90km/h
Max wind speed (km/h) at stow position	200km/h
Stow position [°] (can be determined by client)	0°
Time from max tilt to stow	7 minutes
Protection against wind with power supply failure?	Backup battery
Snow load [N/m <sup>2</sup> ]	1kN/m <sup>2</sup>
Configurations Portrait and/or Landscape	2V Portrait
Backtracking [YES/NO]	Yes
Type of actuator	slew gear
Piles material	HDG steel
Panel support material	HDG Screw/ Aluminum clamp
Torque tube material	Pre-galvanized steel
Panel fastening material	Steel
Bolts class	8.8
Thickness of helix (if applicable)	~4mm
Motor power supply type?	DC
Motor protection degree	IP65
GCR	33%~55%
Motors per 1 MW	32
Solar Tracking Method	Astronomical
Warranty	5 years for electrical part,10 years for structure parts



## 2.1. Mechanical components

Main mechanical components of the SkySmart tracking system are as follows:



Figure 1, one row Tracker overview

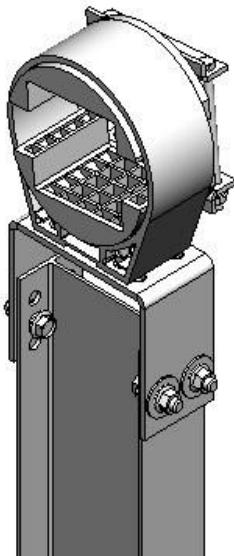


Figure 2, Post head with other pile

1. Other pile:  
structural elements embedded in the terrain, that support the tracker axis and facilitate its turning by means of a self-lubricated bearing. There are 6 nondriven post each row.

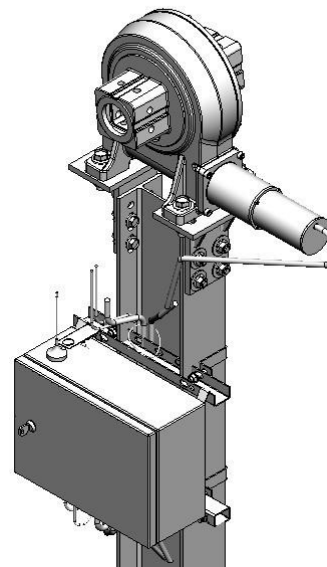


Figure 3, Motor Pile & control box

2. Motor pile:  
structural elements embedded in the terrain, that have a slewing drive and a DC motor which drive the rotation of the axis turning in their upper part.

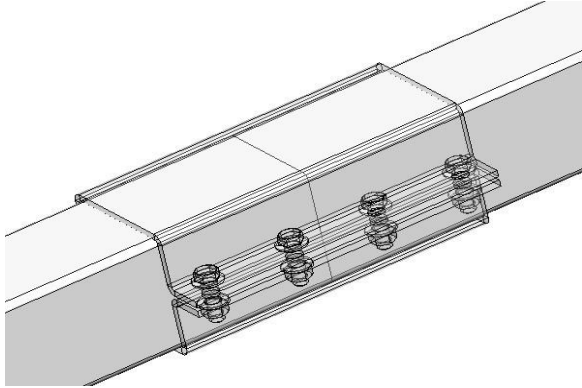


Figure 4, Torque tube & Splices

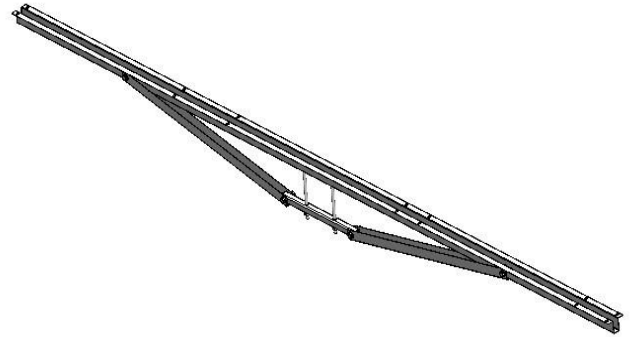


Figure 5, Purlin for module installation

### 3. Torque tube

The Torque tubes comprises 6 square tubes: 3 on the north side of the tracker and 3 on the south side. The axis sits on the nondriven posts at the ends and on the motor pile in the central part of the tracker. Module supports are installed on the rotation axis.

### 4. Purlin

link the rotation axis and the modules. This is connected to the tracker axis by means of 2 bolts.

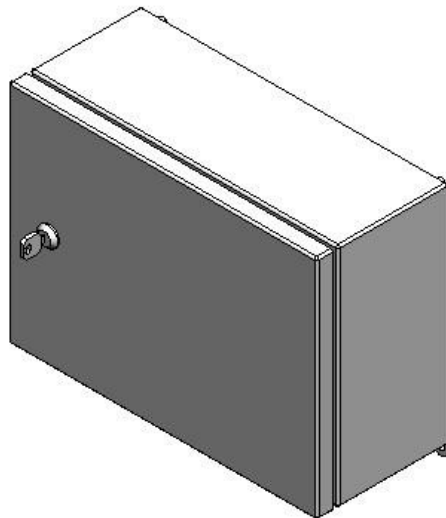


Figure 6. Trackercontroller

### 5. Tracker Controller

Controllers are located under slew drive & motor each controller can control up to three rows of tracker. More details on the SkySmart controller are explained in section 2.2 below.

## 2.2. Tracker controller

SkySmart controller is located on the motor pile in the center of each row as shown above. Each controller can control up to 3 different motors in 3 different rows depending on the design. SkySmart controllers are self-powered with battery backup. The box outline is shown in Figure 7 & Figure 8.

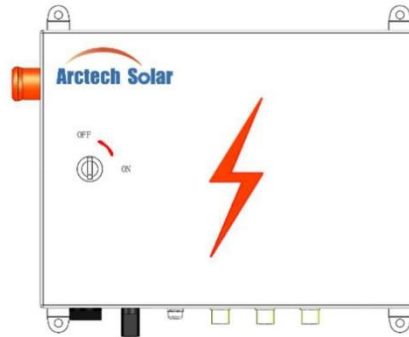


Figure 7, Control box front view

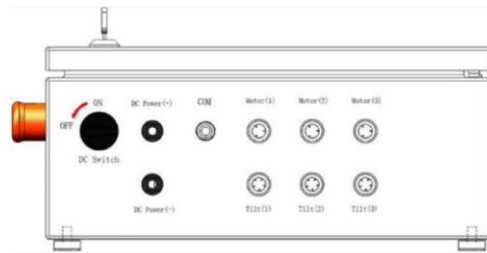


Figure 8, Control box bottom view

In a typical set up SkySmart uses wireless LORA connection hence an antenna is also installed on top of the box for better signal reception/transmission. Figure 9 shows the antenna and its location.

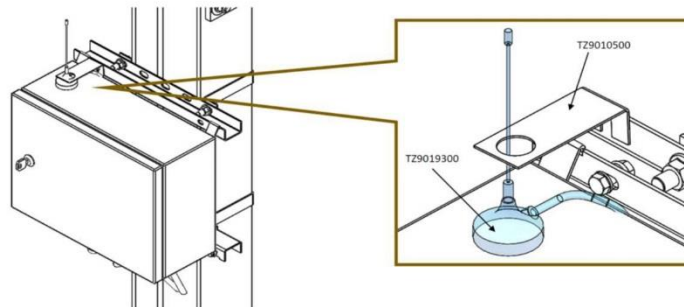


Figure 9, Control box antenna

One inclinometer per row is used to monitor the tracker position as shown in Figure 10

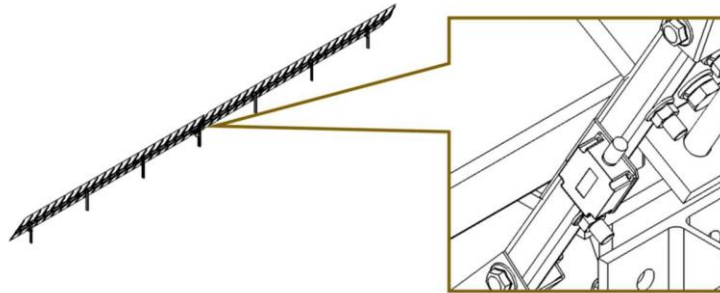


Figure 10, Inclinometer

Figure 11 & Figure 12 shows how the control box is mounted on the post as well as the internal components of the control box. Control box is fixed to the post using M8 bolts and grounded through the connections thus no separate grounding points are needed.

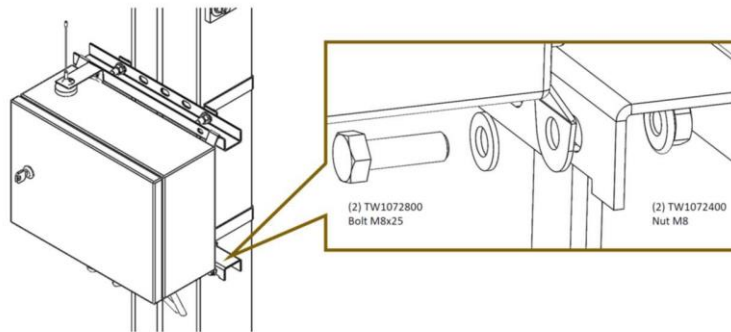


Figure 11, Control box bolts & grounding

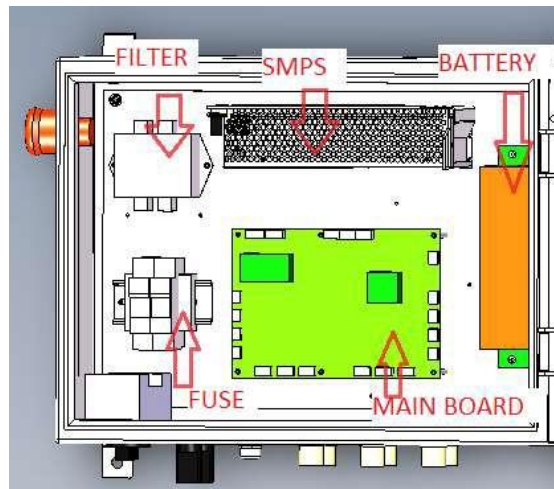


Figure 12, Internal components of control box

For details on how to connect each cable and power on the controller please refer to section 3.1

### 2.3. Communication Box

In a typical set up every 1~3 rows of Skysmart tracker is controlled by one control box, and these control boxes are connected wirelessly to a communication box which transmits weather/location/time data to each control box. Figure 13 is a typical system layout of the SkySmart control system. Each communication box can control up to 96 control units.

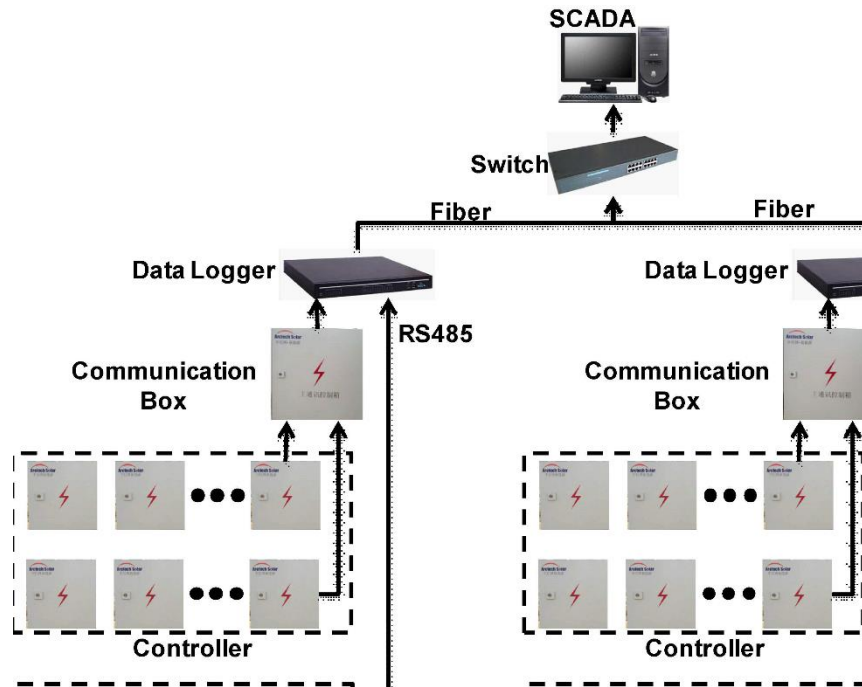


Figure 13, Communication system layout

Every communication box is also equipped with 2 wind sensors and 2 GPS units. These units will transmit wind speed and location information to each communication box while the communication box transfers these data wirelessly to its corresponding control boxes to ensure uniformity and safety. Communication box is mounted on the wind sensor post as shown in Figure 14. While Figure 15 shows the available ports under the box.



Figure 14, Wind Sensor & Communication box



Figure 15, Communication box and ports



### 3. Cable Connections & Power

This section guides the user to correctly install and power on the SkySmart control box.

#### 3.1. Control box cabling & power

To power on the controller, DC power from the nearest module strings are feed into the control box using MC4 Tterminals. DC input, tilt sensors, motors, and communication ports can be found on the bottom of the box. The Motor cable, Tilt sensor cable and COM cable are installed on site and must be connected before debugging. All other wires inside are pre-assembled in the factory. Therefore, there is no need to open the box to perform any cable connections on site, all cables can be connected onto the corresponding ports on the bottom of the controller. Figure 16 below shows available ports on the bottom of the control box.

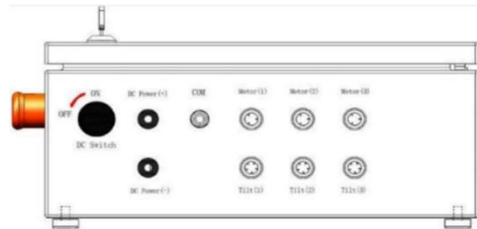


Figure 16, Control box Ports

- 1) T terminal will be used to obtain power from the nearest PV string. Before connecting the MC4 terminals voltage must be double checked to be in the range of 500VDC-1500VDC, A careful inspection is necessary, DO NOT, connect the cable if the voltage exceeds the limit.



Figure 17, MC4 Terminal & MC4 ports

- 2) To power on the controller, when all cables are successfully installed, flip on the air switch inside the box and pull out the emergency stop button located on the side of the box. If all connections are correctly in place the “POWER” LED light on the control board

shall stay stasis while the MCU “RUN” LED light starts to flash as shown in Figure 18.

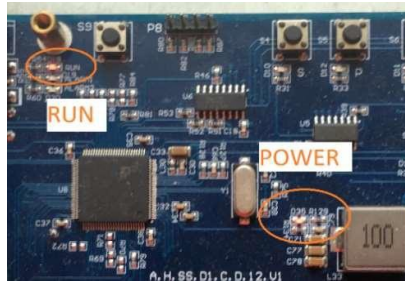


Figure 18, LED indicator

### 3.2. Communication box cabling & power

For the communication box to function properly, it is important to connect each device to the appropriate ports as shown in Table 2. Figure 19 shows internal components of the communication box, and on the center right of the communication box locates an MCU board. Figure 24 provides a detail overview of the MCU board. Check that all ports are connected to the correct device before flipping on the air switch inside the communication box to power on the device. When successfully powered on the communication box LED indicator inside the MCU board will turn on if power cables are correctly installed.

Table 2, Communication box accessories & ports

Ports	Functions	Qty/Com
Power (In)	Power cable input	/
User Communication	RS485 cable to client end (e.g. SCADA, data)	/
Antenna	GPS antenna & GPRS DTU antenna (Figure 21, Figure 22)	2 GPS & 1 GPRS
Communication #1,2,3,4	LORA wireless antenna (Figure 20)	1~2
Wind speed sensor #1,2	Anemometer (Figure 40)	2
PV irradiation instrument	Input pyranometer (Optional)	/



Figure 19, Communication box ports



Figure 20, LORA wireless antenna



Figure 21, DTU & its Antenna



Figure 22, GPS antenna



Figure 23, Internal components of the communication box

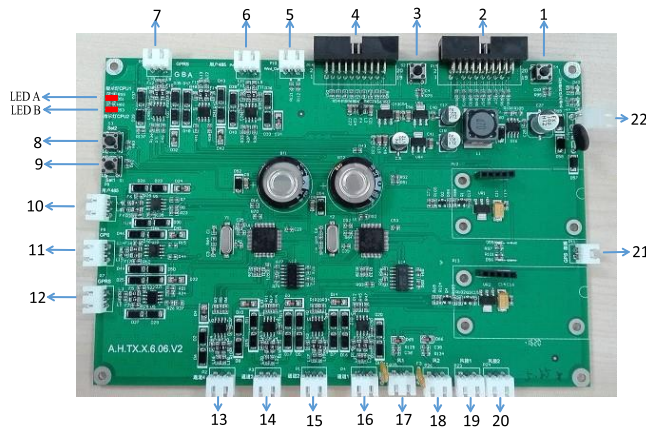


Figure 24, MCU board detail overview

Table 3, MCU board ports & functions

Port #	Function
2,4	MCU programming port (Left, right)
6	USER RS458 port
12	GPRS connection port
13/14/15/16	4 channels of RS485 ports for controller
17/18	Wind sensor ports
1/3	Reset button for MCU (Left/right)
8/9	Scan button for MCU (Left/right)
22	24VDC power supply port
5/12	GPS ports

## 4. Operation

SkySmart can be operate from three different levels, Control box operation, Communication box operation and remote platform operation. Each is explained in detail in the sections below.

### 4.1. Control box operation

The tracker can be control with 2 different methods:

- 1) wireless control using wireless module connected to the user’s computer. Each control box should have a unique ID that is determined by user during the commissioning & debugging stage. (Details on how to set up ID for each control box can be found in a separate manual “Commissioning & Debugging manual for SkySmart”.)

Figure 25 below shows the wireless module use.



Figure 25, Wireless module.

To connect to the control box, follow the steps below:

- Step 1:** Plug in wireless module, launch LoRa wireless software enter corresponding control box ID & module frequency (For list of ID and frequency please refer to ID table created during commissioning & debugging stage)

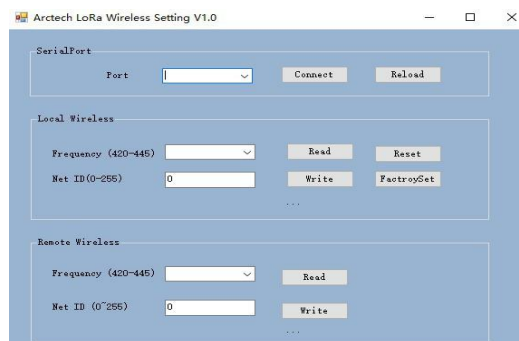


Figure 26, Wireless connection set up



**Step 2:** Using the correct ID & frequency close the software and launch Arctech debugging software “Arctech solar tracker TZ” enter the corresponding control box ID and port number of the user’s computer which the wireless module is plugged into. If appeared green means the connection is successful.



Figure 27, Port number & device ID

When successfully connected status of the tracker can be monitor using the Arctech provided software shown in Figure 28 below. Please note that all other parameters shown below should not be change during operation & maintenance unless instructed by Arctech. Users should pay attention to 2 areas when connected 1) “Alarm Messages” located on the top right corner. 2) “Work mode” block on the bottom right corner.

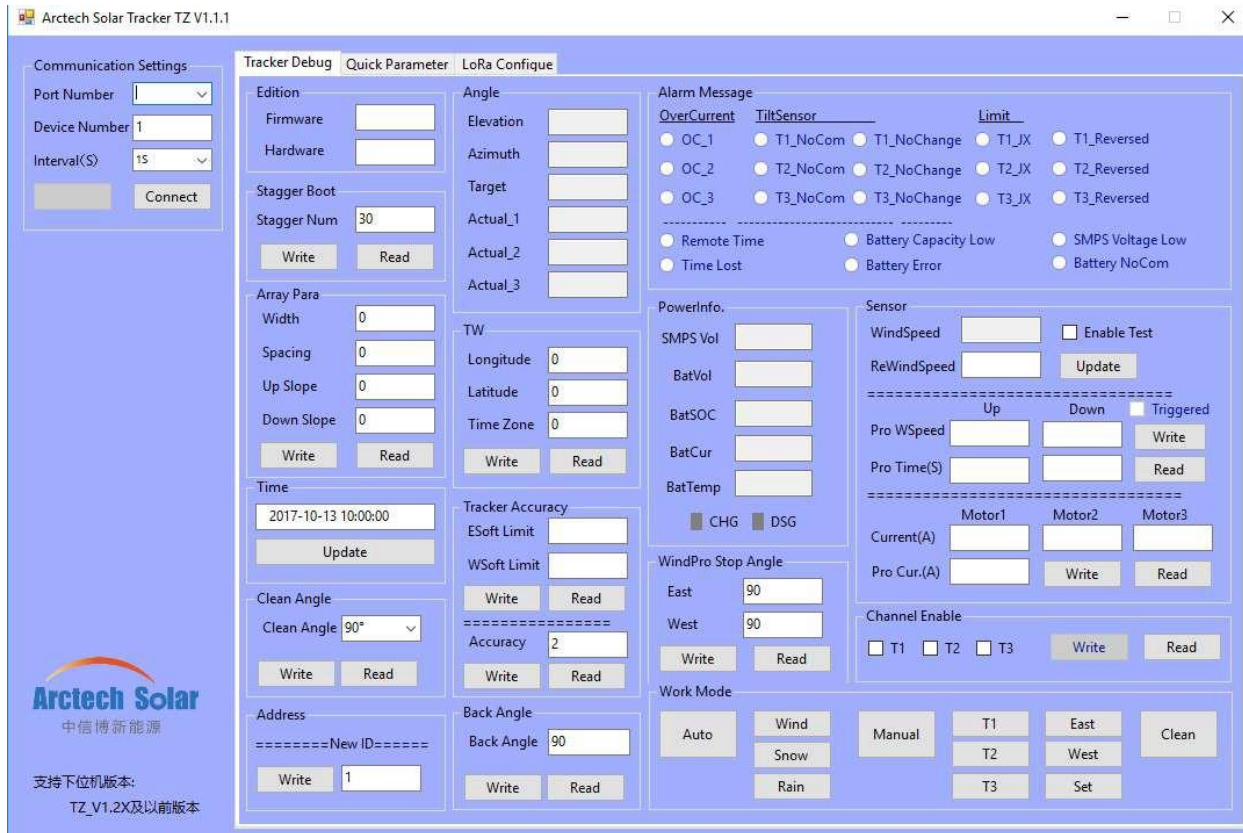


Figure 28, Arctech Solar tracker monitoring software



Under “Alarm messages”, user can monitor errors occurred within the tracker. Table 4 below explains what each alarm messages represent.

Table 4, Alarm messages explained

Alarm	Description	Troubleshooting methods
OC_1,2,3	Motor 1,2,3 overcurrent	Check motor connection also check if the structure is free of
T1,2,3_NoCom	Tilt sensor 1,2,3 loses communication	Check the connector and the installation of the tilt sensor.
T1,2,3_NoChange	Tilt sensor 1,2,3 no change in	Check the cable and installation of the tilt sensor and motor.
T1,2,3_JX	The angle of T1,2,3 is more	Check the working mode and the tilt sensor.
T1,2,3_Reversed	The T1,2,3 software moving is	Check the motor wire and the tilt sensor.
Remote time	The local time is different from	Check the communication status.
Time Lost	Time is abnormal.	Check the power and the communication.
Battery Capacity Low	The battery capacity is low	Replace or charge.
Battery Error	The battery is error.	Check the connector or replace.
SMPS Voltage Low	The output is low.	Check the load or replace.
Battery NoCom	Battery communication	Check the connector or replace.

Under “Work mode” user can commend the tracker into different operation modes as well as manually operate the trackers as intend.

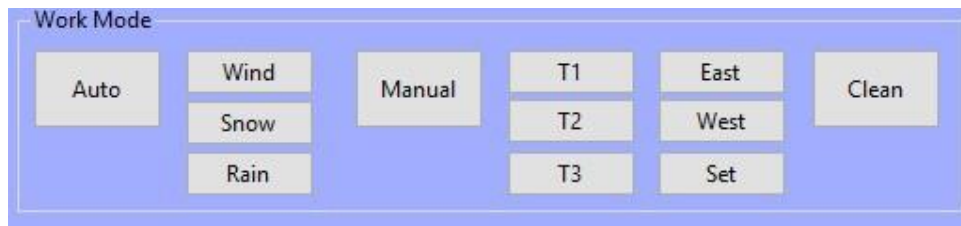


Figure 29, Work modes

- AUTO

In this mode, the system will track automatically. There are also three sub-mode under Auto.

- HeavyWind

In AUTO mode, when wind speed exceeds the stow wind speed set by user value, system will automatically switch into HeavyWind mode to stow the tracker. And recover to AUTO mode after the wind speed drops below the user determined recovery value.

- Snow

When snow mode is triggered tracker will move to the nearest soft-limit and stop.

- Rain

In Rain mode trackers will move back and forth between 60°and 120°. There will be a 2 minutes break inevery 15°step. This is mostly use for cleaning the tracker when heavy rain is present.

- 1) Main control board inside the control box also has 8 keys that allows the user to control the tracker similar to the software interface. Figure 30 shows the keys on the control board. Basic operations can be established using these keys. Functions of each keys are explained below.

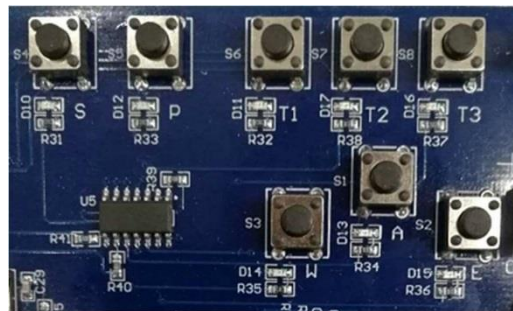


Figure 30, SkySmart main board keys

S(Set): Set current position as horizon position.

P(Position): Send the trackers to stow position

T1 : Select motor1.

T2: Select motor2.

T3 : Select motor3.

W(West): Send the trackers facing west.

E(East): Send the trackers facing east.

A(Auto): Auto mode.

These keys support 4 different functions:

- Auto Mode: System operates automatically according to setting.

- Manual Mode: System switches to manual mode automatically when either T1, T2 or T3 is pushed.  
In this mode panels can be move manually to the desired position by pushing E or W.
- Set: In manual mode, when the panel moves to the desired location, stop the motor and hold theS(Set) button for 5 seconds system will then recognize the current position as the horizon position.
- Position: Pushing this will send the associated trackers to stow position

## 4.2. Communication box operation

SkySmart tracker can also be control via communication box, each communication box can control up to 96controllers, and this section would explain how to send commends to control all controllers associate with thecommunication box. To operate the trackers thru the communication box first we would connect the USB to 485connectors to the MCU port inside the communication box.



Figure 31, USB to 485 connectors



Figure 32, Communication control software user interface

Once successfully connected user will be able to perform the following functions using the software

- 1) Monitor individual trackers : Basic information of each tracker (e.g angle, current...etc.)

Trackers	Channel	Quality	ResTime (ms)	Type	Mode	TargetAng1	TargetAng2	Anger1	Anger2	Anger3	Current1	Current2	Curr
1	1	100%	259	NA	Auto	110.8	0	0	0	112.7	5.4	0.1	0.1
2	1	100%	263	NA	Auto	110.8	0	0	0	111.9	5.3	0.2	0.1
3	1	100%	264	NA	Auto	110.7	0	0	0	111.8	5.4	0.1	0
4	1	100%	462	NA	Auto	110.7	0	0	0	111.6	5.3	0.2	0.2
5	1	100%	263	NA	Auto	110.8	0	0	0	112.2	5.4	0.1	0
6	1	100%	264	NA	Auto	110.8	0	0	0	111.9	5.4	0.1	0.1
12	2	100%	262	NA	Auto	1107	0	0	0	1114	13568	256	256
13	2	100%	259	NA	Auto	1107	0	0	0	1310	13568	256	256
14	2	100%	543	NA	Auto	1107	0	0	0	1115	11008	256	5888
15	2	100%	450	NA	Auto	1137	0	0	0	1155	13568	768	512
16	2	100%	358	NA	Auto	1137	0	0	0	1144	14080	512	512
17	2	100%	265	NA	Auto	1107	0	0	0	1117	14080	512	512
0	0	0%	0			0	0	0	0	0	0	0	0

Figure 33, Example communication box monitoring interface

- 2) Send the trackers to different operation modes : This block allows the user to operate all trackers connected to the communication box. Details on the functionality of each mode are explained in section 4.1

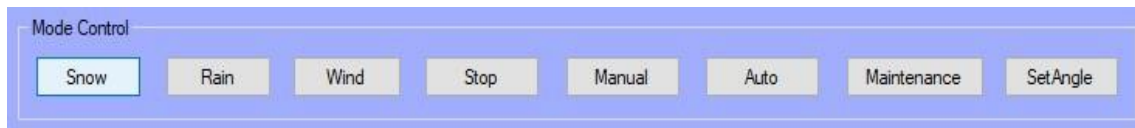


Figure 34, Tracker operation modes interface

### 4.3. Remote platform operation

Additionally, SkySmart tracker can also be monitored thru a remote monitoring platform. This platform allows user to remotely check for any errors presence in the field. Figure 35 shows the log in page of the cloud monitoring platform. Arctech will provide log in user name & password at the end of each project if DTU isequipped for the project.

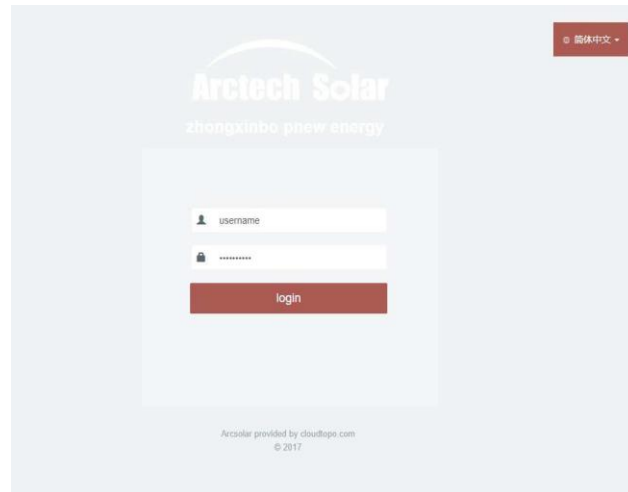


Figure 35, Log in page of the cloud platform

Using this platform user can view information such as irradiance value at site, tracker functionality, trackercommunication status....etc. Figure 36 and Figure 37 are both example of the user interface and informationcontains on the cloud platform when logged in.

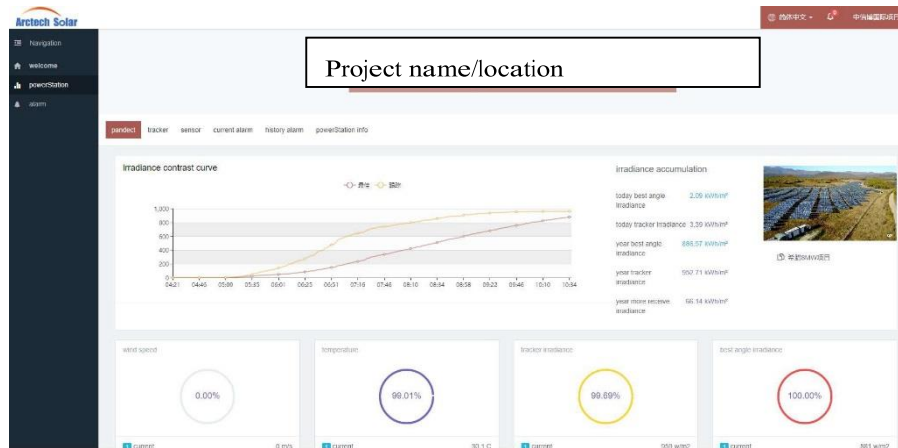


Figure 36, Example of information that can be view on the platform (1)



Figure 37, Example of information that can be view on the platform (2)

# End



# SUN2000-200KTL-H2

## Smart String Inverter



9  
MPP Trackers



Max. Efficiency  
≥99.0%



Smart String-Level  
Disconnecter



Smart I-V Curve  
Diagnosis Supported



MBUS  
Supported



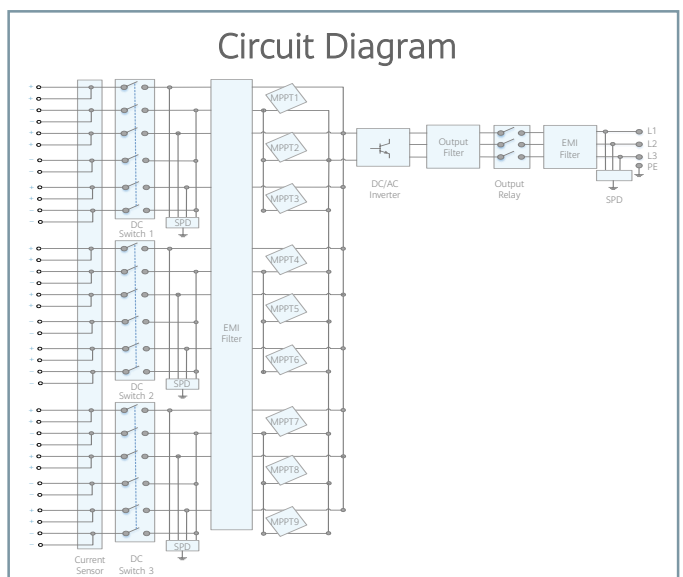
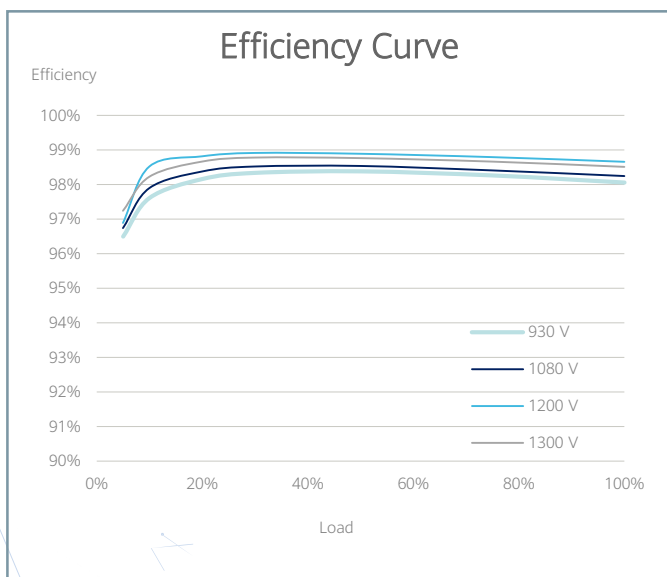
Fuse Free  
Design



Surge Arresters for  
DC & AC



IP66  
Protection



# Technical Specifications

Efficiency	
Max. Efficiency	≥99.00%
European Efficiency	≥98.80%
Input	
Max. Input Voltage	1,500 V
Max. Current per MPPT	30 A
Max. Short Circuit Current per MPPT	50 A
Start Voltage	550 V
MPPT Operating Voltage Range	500 V ~ 1,500 V
Nominal Input Voltage	1,080 V
Number of Inputs	18
Number of MPP Trackers	9
Output	
AC Output Power	200,000 W*
Max. AC Apparent Power	215,000 VA
Max. AC Active Power (cosφ=1)	215,000 W
Nominal Output Voltage	800 V, 3W + PE
Rated AC Grid Frequency	50 Hz / 60 Hz
Nominal Output Current	144.4 A**
Max. Output Current	155.2 A
Adjustable Power Factor Range	0.8 LG ... 0.8 LD
Max. Total Harmonic Distortion	< 1%
Protection	
Input-side Disconnection Device	Yes
Anti-islanding Protection	Yes
AC Overcurrent Protection	Yes
DC Reverse-polarity Protection	Yes
PV-array String Fault Monitoring	Yes
DC Surge Arrester	Type II
AC Surge Arrester	Type II
DC Insulation Resistance Detection	Yes
Residual Current Monitoring Unit	Yes
Communication	
Display	LED Indicators, WLAN + APP
USB	Yes
MBUS	Yes
RS485	Yes
General	
Dimensions (W x H x D)	1,035 x 700 x 365 mm (40.7 x 27.6 x 14.4 inch)
Weight (with mounting plate)	≤86 kg (189.6 lb.)
Operating Temperature Range	-25°C ~ 60°C (-13°F ~ 140°F)
Cooling Method	Smart Air Cooling
Max. Operating Altitude without Derating	4,000 m (13,123 ft.)
Relative Humidity	0 ~ 100%
DC Connector	Staubli MC4 EVO2
AC Connector	Waterproof Connector + OT/DT Terminal
Protection Degree	IP66
Topology	Transformerless

\*When environmental temperature is 50°C, AC Output Power 185,000W

\*\*When environmental temperature is 50°C, Nominal Output Current 133.6A