

REGIONE SARDEGNA

PROVINCIA DI ORISTANO

COMUNE DI SOLARUSSA - COMUNE DI TRAMATZA

**REALIZZAZIONE DI UN IMPIANTO AGROFOTOVOLTAICO CONNESSO ALLA R.T.N.
DELLA POTENZA DI PICCO 76.636,56 kW E POTENZA DI IMMISSIONE 65.700 kW**

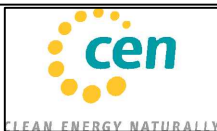
Denominazione Impianto: **Impianto Agrofotovoltaico ORI 3**

Ubicazione: **Comuni di Solarussa e Tramatzza**

ELABORATO

RELAZIONE DESCRITTIVA

DOC_R_01



Project - Commissioning - Consulting
CEN SRL
STRADA DI GUINZA GRANDE
1 INT. 2 CAP 01014
MONTALTO DI CASTRO (VT)

Scala: /

PROGETTO

Data:
30/06/24

PRELIMINARE



DEFINITIVO



ESECUTIVO



Il Richiedente:

CCEN ORISTANO 3 SRL
PIAZZA WALTHER VON VOGELWEIDE n. 8
39100 BOLZANO
P. IVA: 03218210213

Tecnici:

Ing. Federico BONI
Inscrizione Ordine degli Ingegneri della Provincia di Viterbo A-754

| Revisione | Data | Descrizione | Redatto | Approvato | Autorizzato |
|-----------|------|-------------|---------|-----------|-------------|
| 01 | | | | | |
| 02 | | | | | |
| 03 | | | | | |
| 04 | | | | | |

Firma Produttore

Firme



Sommario

| | | |
|------|--|----|
| 1. | PREMESSA | 2 |
| 2. | INTRODUZIONE | 3 |
| 3. | RIFERIMENTI NORMATIVI | 4 |
| 4. | UBICAZIONE IMPIANTO | 7 |
| 5. | DESCRIZIONE DELL'IMPIANTO AGRIVOLTAICO: CARATTERISTICHE SALIENTI | 9 |
| 6. | DIMENSIONAMENTO DEGLI IMPIANTI | 12 |
| 7. | PRINCIPALI COMPONENTI DI IMPIANTO | 14 |
| 7.1. | MODULI FOTOVOLTAICI | 14 |
| 7.2. | SOLAR INVERTER | 17 |
| 7.3. | STRUTTURE DI FISSAGGIO | 20 |
| 7.4. | POWER STATION E CABINE DI UTENTE | 22 |
| 7.5. | SISTEMA DI ACCUMULO DELL'ENERGIA ELETTRICA | 23 |
| 8. | IMPIANTI AUSILIARI E OPERE CIVILI | 24 |
| 8.1. | IMPIANTO DI TERRA ED EQUIPOTENZIALE | 24 |
| 8.2. | IMPIANTO DI ILLUMINAZIONE PERIMETRALE | 24 |
| 8.3. | IMPIANTO DI VIDEOSORVEGLIANZA | 24 |
| 8.4. | METEO STATION | 25 |
| 8.5. | SISTEMA DI SUPERVISIONE | 25 |
| 8.6. | INTERVENTI DI MITIGAZIONE AMBIENTALE | 25 |
| 8.7. | RECINZIONE PERIMETRALE | 26 |
| 9. | CAVIDOTTO "ORI 3 - SSE RTN 220/150 ORISTANO (ampliamento)" | 27 |

1. PREMESSA

L'Italia condivide pienamente l'orientamento comunitario teso a rafforzare l'impegno per la decarbonizzazione dei sistemi energetici ed economici europei, e a portare l'Europa ad essere la prima area regionale ad avere una dimensione sociale, economica e produttiva totalmente ad emissioni nette nulle, anche al fine di ottenere una leadership in tale settore in ambito internazionale e quindi ad essere una guida delle altre economie mondiali.

Tale percorso è tuttavia notevolmente complesso e non si presta a soluzioni semplici o a scelte precostituite, ma richiederà misure in grado di favorire l'utilizzo di tutte le tecnologie, comportamenti e fonti energetiche disponibili in grado di decarbonizzare l'economia del paese, adattando le diverse scelte in funzione delle esigenze collegate ai diversi ambiti produttivi, economici e sociali.

I recenti eventi che hanno colpito i sistemi sociali hanno infatti evidenziato la fragilità dei modelli di interdipendenza dei sistemi energetici ed economici, mostrando che le scelte verso la decarbonizzazione, divenute sempre più urgenti in funzione del mutamento climatico ormai già in atto, con effetti che si manifestano in particolar modo nelle aree mediterranee, dovranno anche scontare dei fattori di resilienza, in modo da poter attenuare possibili nuovi eventi avversi.

Occorre coniugare le politiche di decarbonizzazione con quelle volte a mantenere la qualità della vita e dei servizi sociali, la lotta alla povertà energetica, e il mantenimento della competitività e dell'occupazione, data la struttura del tessuto produttivo e manifatturiero italiano, non solo nei confronti dei paesi extraeuropei che ancora non attuano con pari determinazione e velocità le politiche di decarbonizzazione, ma anche evitando fenomeni di concorrenza intraeuropea, a causa di misure nazionali non armonizzate a livello comunitario. Si tratta quindi di sviluppare le misure descritte nel presente Piano in termini programmatici, declinandole in strumenti operativi che migliorino insieme sicurezza energetica, tutela dell'ambiente e accessibilità dei costi dell'energia, contribuendo agli obiettivi europei in materia di energia e ambiente.

Esaminando gli scenari in termini di emissioni e di raggiungimento dei target globali e settoriali per il 2030 delineati nel Piano Nazionale Integrato per l'Energia e il Clima (PNIEC) del 2019, si nota una distanza nel loro raggiungimento, dovuta sia al fatto che erano notevolmente sfidanti in relazione alle effettive possibilità di conseguirli in termini di investimenti e tempi realizzativi, sia agli ostacoli che si sono incontrati per la loro realizzazione, legati alle difficoltà autorizzative per i nuovi impianti a fonti rinnovabili, e infine per il rallentamento delle attività nei recenti periodi di crisi. Ciò determina un maggiore sforzo nel raggiungere i nuovi obiettivi di riduzione delle emissioni fissati a livello comunitario al 2030, che dovranno essere fissati in modo pragmatico ed effettivamente conseguibile.

Secondo gli obiettivi del Piano, il parco di generazione elettrica subisce una importante trasformazione grazie all'obiettivo di phase out della generazione da carbone già al 2025 e alla promozione dell'ampio ricorso a fonti energetiche rinnovabili. Il maggiore contributo alla crescita delle rinnovabili deriverà proprio dal settore elettrico, che al 2030 raggiunge i 16 Mtep di generazione da FER, pari a 187 TWh. La forte penetrazione di tecnologie di produzione elettrica rinnovabile, principalmente fotovoltaico ed eolico, permetterà al settore di coprire il 55,0% dei consumi finali elettrici lordi con energia rinnovabile, contro il 34,1% del 2017. Difatti, il significativo potenziale incrementale tecnicamente ed economicamente sfruttabile, grazie anche alla riduzione dei costi

degli impianti fotovoltaici ed eolici, prospettano un importante sviluppo di queste tecnologie, la cui produzione dovrebbe rispettivamente triplicare e più che raddoppiare entro il 2030.

Per il raggiungimento degli obiettivi rinnovabili al 2030 sarà necessario non solo stimolare nuova produzione, ma anche preservare quella esistente e anzi, laddove possibile, incrementarla promuovendo altresì il revamping e repowering di impianti.

Tabella 10 - Obiettivi di crescita della potenza (MW) da fonte rinnovabile al 2030

| Fonte | 2016 | 2017 | 2025 | 2030 |
|------------------|---------------|---------------|---------------|---------------|
| Idrica | 18.641 | 18.863 | 19.140 | 19.200 |
| Geotermica | 815 | 813 | 920 | 950 |
| Eolica | 9.410 | 9.766 | 15.950 | 19.300 |
| di cui off shore | 0 | 0 | 300 | 900 |
| Bioenergie | 4.124 | 4.135 | 3.570 | 3.760 |
| Solare | 19.269 | 19.682 | 28.550 | 52.000 |
| di cui CSP | 0 | 0 | 250 | 880 |
| Totale | 52.258 | 53.259 | 68.130 | 95.210 |

PNIEC

In un contesto come quello descritto, l'opera oggetto della presente relazione descrittiva riveste un ruolo di importanza strategica nell'assetto energetico Nazionale in quanto contribuisce, in modo molto significativo, al raggiungimento degli obiettivi energetici proposti dall'Italia, e inseriti nel Piano Nazionale Integrato per l'Energia e il Clima (PNIEC), con finalizzazione 2030.

Il raggiungimento di tali risultati non può, in alcun modo, prescindere dal contributo fornito dalla produzione di energia elettrica da fonte solare (fotovoltaica) che rappresenta la quota parte più importante di energia "verde" prodotta in Italia. Quanto sopra descritto si traduce, in pratica, in un necessario incremento della capacità fotovoltaica installata che, per perseguire gli obiettivi prefissati, nel 2030 dovrebbe raggiungere i 50 GW complessivi.

In tale contesto le opere oggetto della presente relazione possono essere considerate di importanza fondamentale, quasi strategica, nel panorama energetico Nazionale.

2. INTRODUZIONE

Scopo del presente documento è quello di illustrare i criteri progettuali e le principali caratteristiche tecniche e tecnologiche di un impianto agrivoltaico, denominato "Impianto ORI 3", di prossima realizzazione associato alla proponente società CCEN Oristano 3 S.r.l. con sede in piazza Walther Von Vogelweide n.8 Bolzano (BZ). Le varie componenti di impianto e opere di rete, oggetto della presente valutazione, interesseranno il territorio dei Comuni di Tramatzia e Solarussa in Provincia di Oristano.

Di seguito si riporta la denominazione dell'impianto e le relative potenze, quella di generazione (picco) e quella di immissione (nominale):

| | |
|-------------------------------|--------------|
| DENOMINAZIONE IMPIANTO | ORI 3 |
| POTENZA DI PICCO DC (kW) | 76.636,56 |
| POTENZA NOMINALE AC (kW) | 65.700 |

L'impianto sarà direttamente collegato alla rete pubblica di trasmissione dell'energia elettrica in alta tensione (grid connected) in modalità di cessione pura, ovvero l'energia prodotta dall'impianto non sarà utilizzata in loco ma totalmente immessa in rete al netto dei consumi per l'alimentazione dei servizi ausiliari necessari al corretto esercizio dell'impianto stesso.

L'idea alla base del presente sviluppo progettuale è quella di massimizzare la potenza di picco dell'impianto agrivoltaico in rapporto alla superficie utile di terreno disponibile nel pieno rispetto di tutta la legislazione e la normativa tecnica vigenti per la costruzione e l'esercizio degli impianti fotovoltaici.

La scelta dell'architettura di impianto e dei materiali da utilizzare per la costruzione tengono conto da un lato delle migliori proposte tecnologiche in commercio e dall'altro degli elevati standard costruttivi della Società proponente.

3. RIFERIMENTI NORMATIVI

Di seguito vengono elencate, a titolo indicativo non esaustivo, le principali norme tecniche applicabili al presente progetto di sviluppo:

| CLASSIFICAZIONE CENELEC - IEC CEN - ISO | CLASSIFICAZIONE CEI - UNI | TITOLO DELLA NORMA, SPECIFICA O GUIDA |
|--|----------------------------------|--|
| NC | CEI 0-2 | <i>Guida per la definizione della documentazione di progetto degli impianti elettrici</i> |
| EN 61936 -1 | CEI 99-2 | <i>Impianti elettrici con tensione superiore a 1 kV in corrente alternata - Parti Comuni</i> |
| EN 50522 | CEI 99-3 | <i>Messa a terra degli impianti elettrici a tensione superiore a 1 kV in c.a.</i> |
| NC | CEI 99-5 | <i>Guida per l'esecuzione degli impianti di terra delle utenze attive e passive connesse ai sistemi di distribuzione con tensione superiore a 1 kV in c.a.</i> |
| EN 60137 | CEI 36-2 | <i>Isolatori passanti per tensioni alternate oltre 1000 V</i> |

| | | |
|---------------|------------|---|
| EN 60273 | NC | <i>Characteristics of indoor and outdoor post insulators for system with nominal voltage greater than 1000 V</i> |
| NC | CEI 36-12 | <i>Caratteristiche degli isolatori portanti per interno ed esterno destinati a sistemi con tensioni nominali superiori a 1000 V</i> |
| EN 60721-1 | CEI 104-33 | <i>Classificazione delle condizioni ambientali Parte 1: Parametri ambientali e loro severità</i> |
| EN 60815 - 1 | CEI 36-41 | <i>Scelta e dimensionamento di isolatori per alta tensione per uso in condizioni ambientali inquinate Parte 1: Definizioni, informazioni e principi generali</i> |
| EN 60815 - 2 | CEI 36-42 | <i>Scelta e dimensionamento di isolatori per alta tensione per uso in condizioni ambientali inquinate Parte 2: Isolatori di ceramica e di vetro per sistemi in c.a.</i> |
| EN 60815 - 3 | CEI 36-43 | <i>Scelta e dimensionamento di isolatori per alta tensione per uso in condizioni ambientali inquinate Parte 3: Isolatori polimerici per sistemi in c.a.</i> |
| EN 61869-1 | CEI 38-11 | <i>Trasformatori di misura - Parte 1: Prescrizioni generali</i> |
| EN 61869-2 | CEI 38-14 | <i>Trasformatori di misura - Parte 2: Prescrizioni addizionali per trasformatori di corrente</i> |
| EN 61869-3 | CEI 38-12 | <i>Trasformatori di misura - Parte 3: Prescrizioni addizionali per trasformatori di tensione</i> |
| EN 61869-4 | CEI 38-15 | <i>Trasformatori di misura - Parte 4: Prescrizioni addizionali per trasformatori combinati</i> |
| EN 61869-5 | CEI 38-13 | <i>Trasformatori di misura - Parte 5: Prescrizioni addizionali per trasformatori di tensione capacitivi</i> |
| EN 50110-1 | CEI 11-27 | <i>Lavori su impianti elettrici</i> |
| EN 50110-2 | CEI 11-48 | <i>Esercizio degli impianti elettrici Parte 2: Allegati nazionali</i> |
| EN 62271-1/A1 | CEI 17-112 | <i>Prescrizioni comuni per apparecchiature di manovra e di comando ad alta tensione</i> |
| EN 62271-100 | CEI 17-1 | <i>Interruttori a corrente alternata ad alta tensione</i> |
| EN 62271-102 | CEI 17-83 | <i>Apparecchiatura per Alta Tensione Parte 102: Sezionatori e sezionatori di terra a corrente alternata</i> |

| | | |
|------------------|------------|---|
| EN 62271-103 | NC | <i>High-voltage switchgear and controlgear - Part 103: Switches for rated voltages above 1 kV up to and including 52 kV</i> |
| EN 62271-104 | CEI 17-121 | <i>Interruttori di manovra e interruttori di manovra sezionatori per alta tensione - Parte 1 e 2</i> |
| EN 62271-200 | CEI 17- 06 | <i>Apparecchiatura ad alta tensione Parte 200: Apparecchiatura prefabbricata con involucro metallico per tensioni da 1 kV a 52 kV</i> |
| NC | CEI 57-3 | <i>Dispositivi di accoppiamento per impianti ad onde convogliate</i> |
| IEC 60364 | CEI 64-8 | <i>Impianti elettrici utilizzatori a tensione nominale non superiore a 1000 V in corrente alternata e 1500 V in corrente continua: 1-7</i> |
| IEC / EN 61439-1 | CEI 17-113 | <i>Apparecchiature assiemate di protezione e di manovra per bassa tensione (quadri BT) parte 1: Regole generali</i> |
| EN 60071-1 | CEI 28-5 | <i>Coordinamento dell'isolamento</i> |
| EN 60099-5 | CEI 37-3 | <i>Scaricatori Parte 5: Raccomandazioni per la scelta e l'applicazione.</i> |
| EN 50110-1 | CEI 11-27 | <i>Lavori su impianti elettrici</i> |
| EN 50110-2 | CEI 11-48 | <i>Esercizio degli impianti elettrici Parte 2: Allegati nazionali</i> |
| NC | UNI 9795 | <i>Sistemi fissi automatici di rivelazione e di segnalazione allarme d'incendio - Progettazione, installazione ed esercizio</i> |
| NC | CEI 106-11 | <i>Guida per la determinazione delle fasce di rispetto per gli elettrdoti secondo le disposizioni del DPCM 8 luglio 2003 (Art. 6) Parte 1: Linee elettriche aeree e in cavo</i> |
| CEI EN 61000-6-2 | CEI 210-54 | <i>Compatibilità elettromagnetica (EMC) Parte 6-2: Norme generiche - Immunità per gli ambienti industriali</i> |
| CEI EN 61000-6-4 | CEI 210-66 | <i>Compatibilità elettromagnetica (EMC) Parte 6-4: Norme generiche - Emissione per gli ambienti industriali</i> |
| NC | CEI 7-6 | <i>Norme per il controllo della zincatura a caldo per immersione su elementi di materiale ferroso destinati a linee e impianti elettrici</i> |

| | | |
|-----------------|--------------|---|
| UNI EN ISO 2178 | NC | <i>Misurazione dello spessore del rivestimento</i> |
| UNI EN ISO 2064 | NC | <i>Rivestimenti metallici ed altri rivestimenti inorganici. Definizioni e convenzioni relative alla misura dello spessore</i> |
| EN 60947-7-2 | CEI 17-62 | <i>Morsetti componibili per conduttori di protezione in rame</i> |
| EN 60947-7-3 | CEI 17-84 | <i>Apparecchiature a bassa tensione Parte 7-3: Apparecchiature ausiliarie - Prescrizioni di sicurezza per morsetti componibili con fusibili</i> |
| NC | CEI 99-27 | <i>Impianti di produzione, trasmissione e distribuzione pubblica di energia elettrica; linee in cavo.</i> |
| NC | CEI 20-65 | <i>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</i> |
| NC | CEI 20-22/2 | <i>Prove di incendio su cavi elettrici. Prova di non propagazione dell'incendio.</i> |
| EN 60529 | CEI EN 60529 | <i>Gradi di protezione degli involucri (Codice IP)</i> |
| NC | CEI 0-16 | <i>Regola tecnica di riferimento per la connessione di Utenti attivi e passivi alle reti AT ed MT delle imprese distributrici di energia elettrica</i> |

Di tutte le norme anche non espressamente citate verrà considerato l'ultimo aggiornamento disponibile, compresi gli eventuali supplementi, modifiche ed integrazioni.

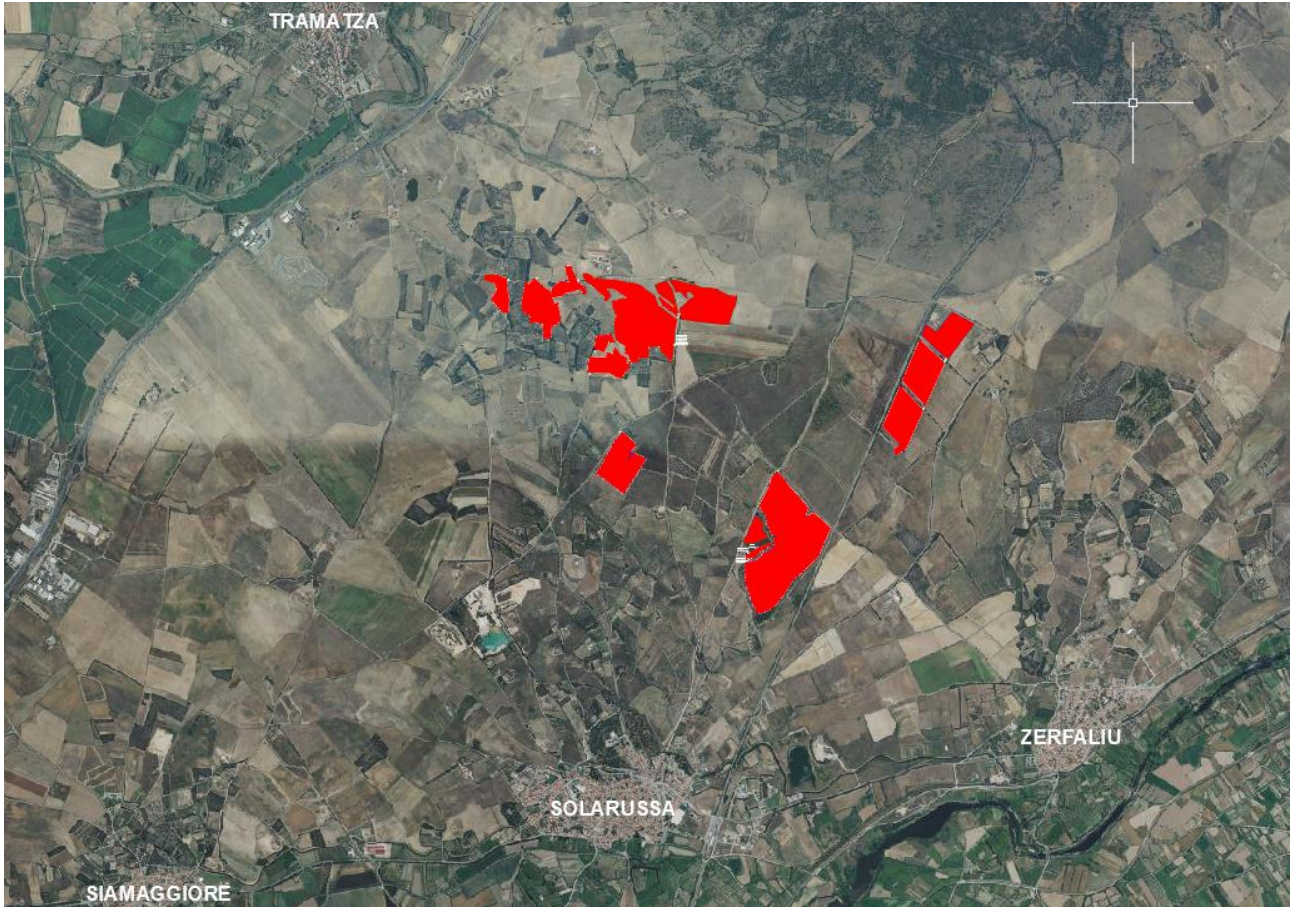
4. UBICAZIONE IMPIANTO

Come anticipato, l'impianto agrofotovoltaico in progetto sarà realizzato nel territorio dei Comuni di Tramatzia e Solarussa in Provincia di oristano, su terreni regolarmente censiti al catasto dei relativi Comuni come da piano particellare allegato al progetto.

Per l'elaborazione del design di impianto si è tenuto conto delle superfici di terreno disponibili all'installazione del generatore fotovoltaico e del progetto agronomico sviluppato ed esso integrato, pertanto, l'impianto è stato suddiviso su diverse aree ciascuna distinte e separate tutte caratterizzate da una destinazione d'uso prevalentemente agricola.

Come evidenziato nella foto aerea seguente le aree interessate sono state evidenziate in rosso e come è possibile vedere il punto più vicino dell'impianto dista dal centro abitato del Comune di

Tramatza circa 2 km in direzione sud-est mentre da quello del Comune di Solarussa circa 1,7 km in direzione nord.



Di seguito si riporta un elenco delle zone interessate con le relative caratteristiche in termini di superfici interessate al progetto:

| IMPIANTO | ZONA DI IMPIANTO | COMUNE | Sup. disp. (m ²) | Sup. utile (m ²) |
|----------|------------------|---------------------|------------------------------|------------------------------|
| ORI 3 | COMPLETEA | Tramatza -Solarussa | 1.200.547 | 953.632.62 |

Da quanto indicato emergono i due dati fondamentali in termini di occupazione del suolo ovvero la superficie disponibile complessiva (120,0547 ha) e quella utile (95,363262 ha). Per superficie utile si intende quella effettivamente dedicata all'area di impianto, fascia di mitigazione esterna inclusa.

| DENOMINAZIONE IMPIANTO | ORI 3 |
|--|--------------|
| LATITUDINE NORD | 39°59'2.35"N |
| LONGITUDINE EST | 8°40'30.59"E |
| SUPERFICIE DISPONIBILE (m ²) | 1.200.547 |
| SUPERFICIE UTILE (m ²) | 953.632,62 |

5. DESCRIZIONE DELL'IMPIANTO AGRIVOLTAICO: CARATTERISTICHE SALIENTI

Come specificato, il generatore agrofotovoltaico si estenderà su diversi appezzamenti di terreno a destinazione prevalentemente agricola insistenti nel territorio dei Comuni di Tramatzza e Solarussa (OR). Di seguito si riportano le caratteristiche principali dell'impianto:

| DENOMINAZIONE IMPIANTO | ORI 3 |
|---|------------|
| SUPERFICIE UTILE TOTALE (m ²) | 953.632,62 |
| POTENZA PICCO DC (kW) | 76.636,56 |
| POTENZA NOMINALE AC (kW) | 65.700 |
| MODULI INSTALLATI | 116.116 |
| TOTALE STRINGHE INSTALLATE | 4.147 |
| TOTALE INVERTER INSTALLATI | 219 |

I moduli fotovoltaici previsti in progetto hanno una potenza nominale pari a 660 W (@STC) e saranno installati "a terra" su strutture di fissaggio tipo tracker (inseguitore solare) mono-assiale Nord/Sud. I moduli ruoteranno attorno all'asse della struttura da Est a Ovest con un'angolazione massimo rispetto al piano campagna di $\pm 55^\circ$ inseguendo la posizione del sole sull'orizzonte durante l'arco della giornata.

I moduli fotovoltaici scelti per la realizzazione dell'impianto oggetto della presente relazione sono di tipo bifacciale in grado cioè di captare sia la radiazione luminosa direttamente incidente sul fronte che quella riflessa sul retro, avranno dimensioni pari a (2.384 H x 1.303 L x 35 P) mm e sono composti da 132 celle (2x11x6) in silicio monocristallino sviluppate su tecnologia PERC (Passivated Emitter and Rear Cell), ovvero sottoposti a procedimento di passivazione dello strato posteriore delle celle. I moduli saranno collegati tra di loro in serie a formare stringhe di 28 unità, la lunghezza di stringa è stabilita in funzione delle caratteristiche del sistema fotovoltaico in termini di tensione massima ammissibile e della potenza complessiva.

Dal punto di vista costruttivo, essi saranno fissati su ciascun tracker in modalità portrait 2xP, ovvero in file doppie composte da moduli singoli con lato corto parallelo all'asse di rotazione (N-S), le strutture utilizzate nel presente progetto saranno essenzialmente di due tipi individuate in funzione della loro lunghezza, doppia fila da 28 moduli per un totale di 56 moduli e 38 metri circa di lunghezza, fila doppia da 14 moduli per un totale di 28 moduli e 19 metri circa di lunghezza. L'asse centrale di rotazione sarà collegato a pali di sostegno verticali infissi nel terreno senza l'ausilio di opere in calcestruzzo.

Per la conversione della corrente continua, prodotta dai moduli fotovoltaici, in corrente alternata fruibile dal sistema di distribuzione e trasmissione nazionale, il design di impianto prevede l'utilizzo di string inverter, ovvero unità statiche di conversione della corrente DC/AC caratterizzate da potenze nominali contenute (qualche centinaio di kilowatt) e dotate di un sistema multi-MPPT. Le

stringhe saranno collegate direttamente agli ingressi degli string inverter in modalità fuse less, ovvero in modo diretto senza l'installazione di alcun quadro di campo per il parallelo o il sezionamento.

Ciascun inverter sarà collocato in campo direttamente fissato alla struttura che sostiene i moduli fotovoltaici, complessivamente l'impianto Ischia Crognoleta prevede l'installazione di 219 unità di conversione aventi potenza nominale pari a 300 kW ciascuno.

La corrente in uscita da ciascun inverter sarà poi veicolata alle Power Station. Anch'esse dislocate direttamente in campo, trattasi di cabine di trasformazione AT/BT dove la tensione nominale di esercizio sarà elevata da 800 V, quella in uscita dagli inverter, a 36 kV, quella prevista dalla soluzione tecnica di connessione. Come specificato, le Power Station sono delle cabine di trasformazione AT/BT dove al loro interno sono installati tutti gli apparati necessari al sezionamento e alla protezione degli apparati in campo. In particolare, ogni cabina è suddivisa in tre scomparti che prevedono l'installazione di un quadro di bassa tensione che raccoglie le uscite degli inverter e ne fa il parallelo, un trasformatore 0,8/36 kV e un quadro di media tensione per il sezionamento e protezione della linea MT. Ciascuna Power Station avrà le dimensioni pari a 6.058x2.438x2.896 mm ed ospiterà al suo interno un traformatore in olio ONAN di potenza apparente pari a 3.750 kVA o maggiore se richiesto, complessivamente sono previste 20 Power Station.

Le uscite in alta tensione di ciascuna Power Station saranno convogliate verso la Cabina Utente all'interno della quale se ne potrà realizzare il parallelo al fine di avere in uscita un'unica linea AT da gestire. Di fatto, la Cabina Utente rappresenta l'interfaccia dell'impianto fotovoltaico con l'esterno e poichè esso è frammentato su diverse aree distinte e separate si prevede l'installazione di due Cabine Utente.

La Cabina Utente n.1 sarà posizionata in una zona piuttosto centrale dell'impianto, In tale cabina si provvederà ad eseguire il parallelo delle uscite AT delle Power Station dalla n.1 alla n.14. La Cabina Utente n.2 sarà posizionata in una zona più a sud e provvederà al parallelo delle uscite AT delle Power Station dalla n.15 alla n.20, in corrispondenza di questa seconda cabina utente sarà posizionato il sistema di accumulo che prevede una potenza installata di 15 MW e una capacità di accumulo di 16 MWh.

La Cabina Utente n.1 rappresenta la vera e propria interfaccia dell'impianto verso il punto di connessione, infatti, oltre a "raccogliere" le uscite delle Power Station di zona, saranno attestati su di essa anche la linea AT proveniente dalla Cabina Utente n.2 e la linea AT uscente verso la stazione elettrica individuata come punto di connessione alla rete nella Soluzione Minima Tecnica di Connessione.

Pertanto, il quadro collocato all'interno della Cabina Utente n.1 è l'apparato dove saranno attestate tutte le linee AT provenienti dal campo e rappresenta il punto di interfaccia dell'impianto con la RTN, su di esso sarà infatti attestata anche la linea di collegamento in uscita dal campo verso la nuova SE e saranno collocate tutte le protezioni indicate dalle vigenti normative tecniche per la connessione come il Sistema di Protezione Generale (SPG) e il Sistema di Protezione di Interfaccia (SPI).

Le Cabine Utente prevedono anche una sezione per l'installazione degli apparati di protezione, trasformazione e sezionamento dedicata esclusivamente ai servizi ausiliari di campo, necessari al corretto e quotidiano esercizio dell'impianto.

Tutte le Cabine Utente avranno dimensione pari a 12.700 x 3.700 x 3.075 mm e saranno costruite in cemento armato vibrocompresso (c.a.v.).

L'impianto agrivoltaico prevede altresì l'installazione di due Control Room (una per zona) per l'allestimento dell'ufficio di campo dove al suo interno saranno installati i principali apparati ausiliari che consentono la corretta gestione ed esercizio dell'impianto come quelli per la trasmissione dati, per il sistema antintrusione e la videosorveglianza. Anche la Control Room, come le Power Station, avrà le dimensioni di un container da 20 piedi ovvero 6.058 x 2.438 x 2.896 mm.

Una porzione di superficie di terreno sarà riservata al sistema di accumulo dell'energia. Tale sistema prevede l'accoppiamento al sistema fotovoltaico in modalità AC coupling, ovvero lato corrente alternata. Complessivamente si predisporranno 8 container batterie e 5 container di trasformazione AT/BT per un totale di circa 16 MWh come capacità di accumulo e 15 MW come potenza del sistema. Tutti i container avranno dimensioni di 6.058 x 2.438 x 2.896 (totale 13 unità).

L'impianto agrivoltaico sarà altresì dotato di un sistema di telecontrollo (SCADA) attraverso il quale sarà possibile monitorare in tempo reale i principali parametri elettrici sia lato impianto che lato rete ed acquisire i dati di misurazione meteorologici eseguiti dalla meteo station in campo (piranometri, anemometri, etc.). Tutti i dati acquisiti renderanno possibile la valutazione e il controllo delle prestazioni dell'intero sistema. L'impianto di supervisione consentirà anche di eseguire da remoto la modifica del set point di lavoro dei parametri elettrici in rispetto delle richieste del distributore di rete secondo i dettami dell'allegato A68 al codice di rete Terna.

Per il campo agrivoltaico è prevista la realizzazione di un sistema di viabilità interna e/o perimetrale che possa consentire in modo agevole il raggiungimento di tutti i componenti in campo, sia per garantire la sicurezza dell'opera, che per la corretta gestione nelle operazioni di manutenzione. L'impianto sarà protetto contro gli accessi indesiderati mediante l'installazione di una recinzione perimetrale e dal sistema di illuminazione e videosorveglianza. L'accesso carrabile a ciascuna area di impianto sarà costituito da un cancello a due ante in pannellature metalliche, larghezza 6 metri e montato su pali in acciaio infissi al suolo.

La recinzione perimetrale sarà realizzata con rete metallica rombata plastificata a maglia larga alta 2 metri e sormontata da una doppia fila di filo di acciaio, collegata a pali di acciaio zincati alti 3 metri infissi direttamente nel suolo per una profondità di 60 cm circa (quota questa che dipende dalla tipologia del terreno). La rete metallica non sarà realizzata a totale chiusura del perimetro, rispetto al piano campagna, infatti, sarà lasciato un passaggio di altezza 20 cm ogni 100 metri che consenta il passaggio della fauna selvatica di piccola taglia. Sia la viabilità perimetrale che quella interna avranno larghezza di 3 m; entrambe i tipi di viabilità saranno realizzate in battuto e ghiaia (materiale inerte di cava a diversa granulometria).

Il sistema di illuminazione e videosorveglianza prevede l'installazione dei componenti in campo su pali in acciaio zincato fissati al suolo con plinto di fondazione in calcestruzzo armato. I pali avranno una altezza massima di 3 metri fuori terra, saranno dislocati ogni 40 metri lungo la recinzione perimetrale e su di essi saranno montati i corpi illuminanti (che si attiveranno in caso di

allarme/intrusione) e le videocamere del sistema di sorveglianza. I cavi di collegamento del sistema saranno alloggiati nello scavo perimetrale eventualmente sfruttando quello già previsto per il passaggio dei cavidotti di ciascun impianto. Nell'esercizio ordinario degli impianti non sono previsti consumi di energia, eccezion fatta per il sistema di illuminazione e videosorveglianza che avrà una sua linea di alimentazione elettrica tradizionale; è prevista l'installazione di un trasformatore di spillamento di 100 kVA per il funzionamento di tutti i sistemi ausiliari.

I collegamenti di bassa tensione, sia quelli in corrente continua che in corrente alternata, saranno realizzati totalmente all'interno dell'area recintata così come pure quelli di alta tensione ad eccezione dei collegamenti tra le Power Station e le Cabine Utente nonché il collegamento verso il punto di connessione alla SE della RTN.

Tutti i cavi, ad eccezione dei cavi stringa, saranno posati in trincea ovvero direttamente interrati senza l'ausilio di cavidotti o protezioni meccaniche. In tal caso la profondità di posa dei cavi sarà di 80 cm per i cavi di bassa tensione e 120 cm per quelli di alta tensione (150 cm per le tratte di collegamento esterne alle recinzioni), tutti saranno opportunamente segnalati mediante la posa di nastro monitor ad una distanza non inferiore a 20 cm dai cavi. Fanno eccezione alla posa direttamente interrata in trincea i soli cavi stringa che collegano ciascuna stringa all'inverter di riferimento, in questo caso i cavi saranno posati entro tubazioni corrugate in polietilene doppia parete ad elevata resistenza meccanica (450 N) interrate ad una profondità di circa 50 cm.

L'esercizio ordinario dell'impianto richiede presenza e impiego di personale addetto sia nell'ambito della sorveglianza che dal punto di vista tecnico per interventi di manutenzione ordinaria, straordinaria ma anche in caso di guasto all'impianto. Pertanto, tale iniziativa potrà avere delle ricadute occupazionali importanti per la zona di interesse.

Con cadenza saltuaria sarà necessario provvedere alla pulizia dell'impianto, che si divide in due operazioni: lavaggio dei pannelli fotovoltaici per rimuovere lo sporco naturalmente accumulatosi sulle superfici captanti (trasporto eolico e meteorico) e taglio dell'erba sottostante i pannelli. La frequenza delle suddette operazioni avrà indicativamente carattere stagionale, salvo casi particolari individuati durante la gestione dell'impianto. Le operazioni di taglio dell'erba potranno essere effettuate, secondo una tecnica già consolidata e comprovata in oltre dieci anni di esercizio di impianti fotovoltaici, che prevede l'accordo con i pastori locali per far pascolare nell'area di impianto greggi di pecore. Tale procedura, del tutto naturale, assicura ottimi risultati ed evita il ricorso a macchine di taglio o a diserbanti chimici, ovviamente l'operazione di sflacio non dovrà costituire intralcio o pericolo all'attività agricola svolta nell'area di impianto. Le operazioni di lavaggio dei pannelli saranno invece effettuate con un trattore di piccole dimensioni equipaggiato con una lancia in pressione e una cisterna di acqua demineralizzata. Il trattore passerà sulla viabilità di impianto e laverà i pannelli alla bisogna. L'azione combinata di acqua demineralizzata e pressione assicura una pulizia ottimale delle superfici captanti evitando sprechi di acqua potabile e il ricorso a detergenti e sgrassanti. Tutte le operazioni di manutenzione e riparazione di natura elettrica saranno effettuate da ditte specializzate, con proprio personale e mezzi, con cadenze programmate o su chiamata del gestore dell'impianto.

6. DIMENSIONAMENTO DEGLI IMPIANTI

In riferimento alla tecnologia fotovoltaica attualmente disponibile sul mercato per impianti utility scale, per il presente progetto sono state implementate le migliori soluzioni di sistema che

consentono al contempo di massimizzare la produzione di energia elettrica da fonte rinnovabile e minimizzare l'occupazione di suolo e l'utilizzo di risorse naturali.

L'evoluzione tecnologica consente di raggiungere, mediante l'installazione di un numero di moduli relativamente ridotto, potenze di picco molto rilevanti.

In fase preliminare di progettazione si è scelto un design di impianto in cui la conversione della corrente prodotta dal generatore fotovoltaico in alternata è realizzato mediante string inverter; nella tabella sottostante sono riportati le caratteristiche di dimensionamento dell'impianto. Come già specificato, le stringhe fotovoltaiche non saranno "parallelate" su quadri di campo ma saranno direttamente collegate agli ingressi degli inverter.

Come anticipato, l'uscita di ciascun inverter sarà collegata alle Power Station dove si provvederà alla trasformazione della tensione di esercizio da bassa tensione 800 V (quella nominale prodotta dall'inverter) ad alta 36 kV.

Ciascuna Power Station sarà pertanto composta da un quadro di bassa tensione per il parallelo delle linee provenienti dagli inverter in campo, un trasformatore AT/BT (36/0,8 kV), un quadro AT e dagli apparati ausiliari necessari al funzionamento ordinario dalla Power Station stessa. Ogni Power Station gestirà un sottocampo, in totale sono previsti 20 sottocampi.

Il sistema fotovoltaico sarà progettato e realizzato in modo tale che tutti i componenti abbiano una tensione limite di esercizio in corrente continua di 1.500 V, valore questo che andrà a definire la stringatura in funzione dei parametri tecnici dei moduli scelti. Per tale progetto il numero di moduli fotovoltaici per stringa sarà pari a 28 unità. Nella seguente tabella sono riportati i dati di inverter

| DENOMINAZIONE IMPIANTO | ORI 3 |
|-----------------------------------|--------|
| POWER STATION | 20 |
| NUMERO TOTALE INVERTER | 219 |
| POTENZA NOMINALE INVERTER (kW) | 300 |
| POTENZA NOMINALE IMPIANTO AC (kW) | 65.700 |

Occorre osservare che la potenza nominale attiva generata dall'impianto fotovoltaico vale, al punto di evacuazione identificato con la Cabina Utente n.1, 65,7 MW con valori di fattore di potenza pari a circa 0,9 (come da definizione CEI 0-16). Il valore della potenza apparente sarà poi gestito in modo tale da essere rispondente al requisito dell'allegato A68 del codice di rete in termini di potenza reattiva scambiata con la rete.

Il sistema fotovoltaico sarà progettato e realizzato in modo tale che tutti i componenti abbiano una tensione limite di esercizio in corrente continua di 1.500 V, valore questo che andrà a definire la stringatura in funzione dei parametri tecnici dei moduli scelti. Per tale progetto il numero di moduli fotovoltaici per stringa è stato individuato pari a 28 unità.

7. PRINCIPALI COMPONENTI DI IMPIANTO

Gli impianti fotovoltaici sono sistemi in grado di captare e trasformare l'energia solare in energia elettrica, connessi alla rete elettrica di distribuzione (grid-connected): l'energia viene convertita in corrente elettrica alternata per alimentare il carico-utente e/o immessa in rete, con la quale lavora in regime di interscambio.

Un impianto fotovoltaico è costituito da un insieme di componenti meccanici, elettrici ed elettronici che captano l'energia solare, la trasformano in energia elettrica, sino a renderla disponibile all'utilizzatore.

Esso sarà quindi costituito dal generatore fotovoltaico e da un sistema di controllo e condizionamento della potenza. Il rendimento di conversione complessivo di un impianto è il risultato di una serie di rendimenti, che a partire da quello della cella, passando per quello del modulo, del sistema di controllo della potenza e di quello di conversione, ed eventualmente di quello di accumulo (non presente in questo progetto), permette di ricavare la percentuale di energia incidente che è possibile trovare all'uscita dell'impianto, sotto forma di energia elettrica, resa al carico utilizzatore.

Nel seguito del paragrafo si descriveranno le tecniche e le tecnologie scelte per l'impianto agrofotovoltaico ORI 3 con indicazioni delle prestazioni relative, nonché sulle soluzioni progettuali e operative adottate per minimizzare le emissioni e il consumo di risorse naturali.

7.1. MODULI FOTOVOLTAICI

Lo stato dell'arte sulle tecnologie disponibili per il settore fotovoltaico prevede l'utilizzo, per i grandi impianti utility scale, di moduli fotovoltaici le cui celle sono realizzate prettamente in silicio cristallino sia nella versione monocristallino che policristallino. Tutte le altre tecnologie si sono dimostrate o troppo costose o poco efficienti. Le prestazioni raggiunte dai moduli fotovoltaici in silicio cristallino attualmente disponibili sul mercato, in termini di efficienza e di comportamento in funzione della temperatura, sono notevolmente migliori rispetto a quelle disponibili anche solo un paio di anni fa. Attualmente il grado di efficienza di conversione si attesta attorno al 18% per i moduli in silicio policristallino e ben oltre il 20% per quelli in silicio monocristallino. Questo risultato tecnologico ha consentito ai moduli fotovoltaici di raggiungere potenze nominali maggiori a parità di superficie del modulo.

Per il presente progetto la scelta dei moduli è ricaduta sulla tecnologia in silicio monocristallino del tipo bifacciale con moduli di potenza pari a 660W e dimensioni (2.384 H x 1.303 L x 35 P) mm, il modulo individuato è Trina Solar modello Vertex TSM-DEG21C.20 per il quale si evidenzia un'efficienza di conversione pari al 21,2% (@STC).

I moduli fotovoltaici bifacciali permettono di catturare la luce solare da entrambe le superfici del pannello, garantendo così maggiori performance del modulo e, di conseguenza, una produzione nettamente più elevata dell'intero impianto fotovoltaico. Il termine che indica la capacità della cella fotovoltaica di sfruttare la luce sia frontalmente che posteriormente viene definito, appunto, "bifaccialità": un fenomeno reso possibile, in fisica, dal cosiddetto Fattore di Albedo della superficie su cui i moduli vengono installati, noto anche come "coefficiente di Albedo", si tratta dell'unità di misura che indica la capacità riflettente di un oggetto o di una superficie. Solitamente viene espressa con un valore da 0 a 1, che può variare a seconda dei singoli casi. Ad esempio:

- neve e ghiaccio hanno un alto potere riflettente, quindi un Fattore di Albedo pari a 0,75.
- superfici chiare di edifici (in mattoni o vernici chiare) possono raggiungere anche lo 0,6.
- superfici scure di edifici (in mattoni o vernici scure) vedono un dato più ridotto (attorno allo 0,27).

Maggiore è l'albedo di una superficie, maggiore è la quantità di luce che è in grado di riflettere e di conseguenza anche la produzione di energia dei pannelli fotovoltaici bifacciali potrà essere più o meno elevata.

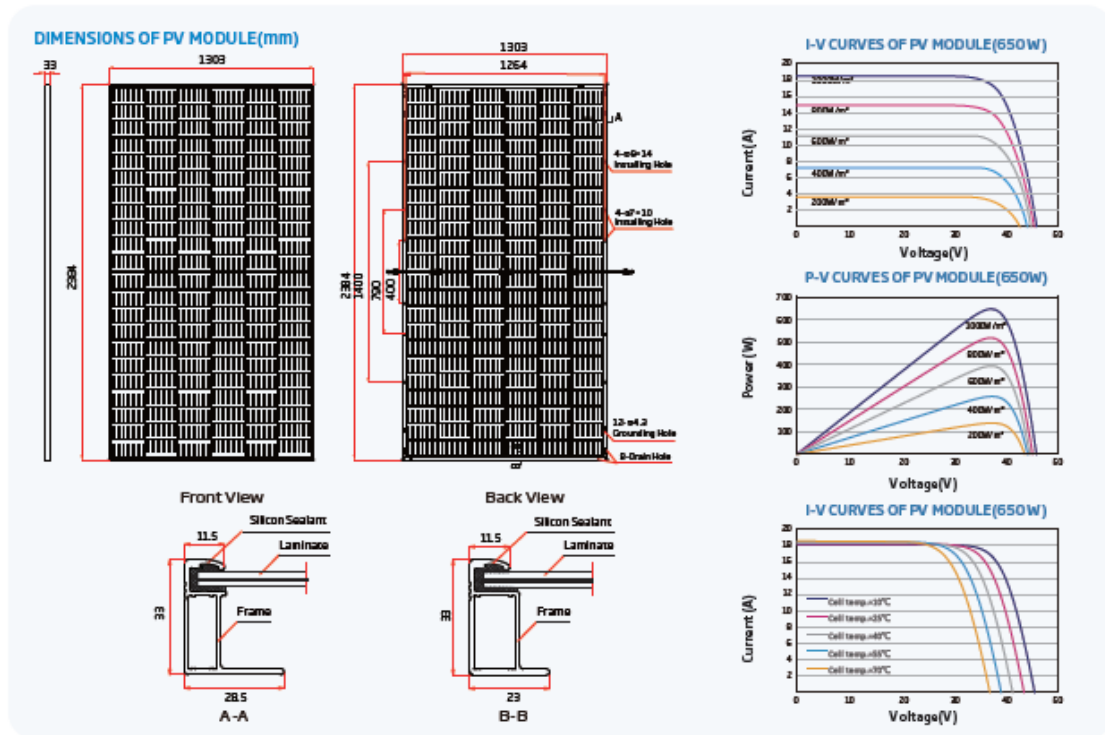
Il valore aggiunto dei moduli fotovoltaici bifacciali riguarda, innanzitutto, le migliori performance lungo l'intera vita utile del sistema, dovute a una maggior produzione e resistenza del pannello. Inoltre, grazie all'elevata efficienza di conversione, il modulo bifacciale è in grado di diminuire i costi BOS (Balance of System), che rappresentano una quota sempre maggiore di quelli totali del sistema (data l'incidenza in costante calo dei costi legati a inverter e moduli).

Riassumendo, i 3 principali vantaggi sono:

1. Prestazioni migliori. Poiché anche il lato posteriore del modulo è in grado di catturare la luce solare, è possibile ottenere un notevole incremento nella produzione di energia lungo tutta la vita del sistema. Ricerche e test sul campo dimostrano che un impianto realizzato con moduli bifacciali può arrivare a produrre fino al 30% in più in condizioni ideali. In realtà, misurazioni in campo su impianti già realizzati con questa tecnologia attestano l'incremento della produzione attorno al 10/15%.
2. Maggior durabilità. Spesso il lato posteriore di un modulo bifacciale è dotato di uno strato di vetro aggiuntivo (modulo vetro-vetro), per consentire alla luce di essere raccolta anche dal retro della cella fotovoltaica. Questo conferisce al modulo caratteristiche di maggior rigidità, fattore che riduce al minimo lo stress meccanico a carico delle celle, dovuto al trasporto e all'installazione o a fattori ambientali esterni (come il carico neve o vento).
3. Riduzione dei costi BOS. La "bifaccialità", incrementando notevolmente l'efficienza del modulo e facendo quindi aumentare la densità di potenza dell'impianto, rende possibile la riduzione dell'area di installazione dell'impianto stesso e, quindi, anche i costi relativi al montaggio e cablaggio del sistema (strutture, cavi, manodopera, etc.).

L'efficienza di un modulo fotovoltaico, e più in generale le sue prestazioni complessive, subiscono un degrado costante e lineare nel tempo a causa di fenomeni di degradazione sia meccanica che elettrica, su scala sia macroscopica che microscopica (degradazione delle giunzioni, deriva elettronica, degradazione della struttura cristallina del silicio, etc.). Di fatto, la vita utile di un modulo fotovoltaico si attesta tra i 25 e i 30 anni, oltre i quali si impone una sostituzione del modulo per via della bassa efficienza raggiunta, dopodiché sarà necessaria una sostituzione dell'intero generatore per ripristinarne le prestazioni.

Di seguito si riportano le principali proprietà valutate dal costruttore in condizioni standard di misura (Standard Test Condition).



ELECTRICAL DATA (STC)

| | | | | | |
|---|--------|-------|-------|-------|-------|
| Peak Power P _{max} -P _{max} (Wp) ^a | 645 | 650 | 655 | 660 | 665 |
| Power Tolerance P _{max} (W) | 0 ~ +5 | | | | |
| Maximum Power Voltage-V _{mp} (V) | 37.5 | 37.7 | 37.9 | 38.1 | 38.3 |
| Maximum Power Current-I _{mp} (A) | 17.23 | 17.27 | 17.31 | 17.35 | 17.39 |
| Open Circuit Voltage-V _{oc} (V) | 45.3 | 45.5 | 45.7 | 45.9 | 46.1 |
| Short Circuit Current-I _{sc} (A) | 18.31 | 18.35 | 18.40 | 18.45 | 18.50 |
| Module Efficiency η _m (%) | 20.8 | 20.9 | 21.1 | 21.2 | 21.4 |

STC: Irradiance 1000W/m², Cell Temperature 25°C, Air Mass 1.5. *Measuring tolerance: ±2%.

Electrical characteristics with different power bin (reference to 10% Irradiance ratio)

| | | | | | |
|--|-------|-------|-------|-------|-------|
| Total Equivalent power-P _{max} (Wp) | 600 | 606 | 701 | 706 | 712 |
| Maximum Power Voltage-V _{mp} (V) | 37.5 | 37.7 | 37.9 | 38.1 | 38.3 |
| Maximum Power Current-I _{mp} (A) | 18.44 | 18.48 | 18.52 | 18.56 | 18.60 |
| Open Circuit Voltage-V _{oc} (V) | 45.3 | 45.5 | 45.7 | 45.9 | 46.1 |
| Short Circuit Current-I _{sc} (A) | 19.59 | 19.63 | 19.69 | 19.74 | 19.79 |
| Irradiance ratio (rear/front) | 10% | | | | |

Power Bifaciality: >160%

ELECTRICAL DATA (NOCT)

| | | | | | |
|---|-------|-------|-------|-------|-------|
| Maximum Power-P _{max} (Wp) | 488 | 492 | 495 | 499 | 504 |
| Maximum Power Voltage-V _{mp} (V) | 34.9 | 35.1 | 35.2 | 35.4 | 35.6 |
| Maximum Power Current-I _{mp} (A) | 13.98 | 14.01 | 14.05 | 14.10 | 14.16 |
| Open Circuit Voltage-V _{oc} (V) | 42.7 | 42.9 | 43.0 | 43.2 | 43.4 |
| Short Circuit Current-I _{sc} (A) | 14.75 | 14.79 | 14.83 | 14.87 | 14.91 |

NOCT: Irradiance at 800W/m², Ambient Temperature 20°C, Wind Speed 1m/s.

MECHANICAL DATA

| | |
|----------------------|---|
| Solar Cells | Monocrystalline |
| No. of cells | 132 cells |
| Module Dimensions | 2384x1303x33 mm (93.86x51.30x1.30 inches) |
| Weight | 38.3 kg (84.4 lb) |
| Front Glass | 2.0 mm (0.08 inches), High Transmittivity, All-Curved Heat Strengthened Glass |
| Encapsulant material | POE/EVA |
| Back Glass | 2.0 mm (0.08 inches), Heat Strengthened Glass (White Grid Glass) |
| Frame | 33mm (1.30 inches) Anodized Aluminium Alloy |
| J-Box | IP68 rated |
| Cables | Photovoltaic Technology Cable 4.0mm² (0.006 inches²), Polar: 350/280 mm (13.78/11.02 inches) Length can be customized |
| Connector | MC4 EV02 / T54* |

*Please refer to regional database for specified connector.

TEMPERATURE RATINGS

| | |
|---|-------------|
| NOCT (Nominal Operating Cell Temperature) | 43°C (±2°C) |
| Temperature Coefficient of P _{max} | -0.34%/°C |
| Temperature Coefficient of V _{oc} | -0.25%/°C |
| Temperature Coefficient of I _{sc} | 0.04%/°C |

MAXIMUM RATINGS

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

WARRANTY

| |
|--------------------------------------|
| 12 year Product Workmanship Warranty |
| 30 year Power Warranty |
| 2% first year degradation |
| 0.45% Annual Power Attenuation |

(Please refer to product warranty for details)

PACKAGING CONFIGURATION

| |
|---------------------------------------|
| Modules per box: 33 pieces |
| Modules per 40' container: 504 pieces |



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

© 2022 Trina Solar Co., Ltd. All rights reserved. Specifications included in this datasheet are subject to change without notice.

Version number: TSM_EN_2022_A

www.trinasolar.com



7.2. SOLAR INVERTER

L'inverter (convertitore statico) rappresenta il cuore di un sistema fotovoltaico ed è l'apparato al quale è demandata la funzione di conversione della corrente continua prodotta dal generatore fotovoltaico in corrente alternata, l'unica in grado di poter essere sfruttata da un eventuale utilizzatore finale oppure essere immessa in rete. Il design di impianto prevede l'utilizzo di string inverter ovvero di unità in grado di gestire potenze in ingresso contenute nell'ordine di alcune centinaia di kilowatt.

Le unità previste sono di una sola tipologia ed hanno una potenza nominale in uscita AC di 300 kW e 6 MPPT per ciascuna unità. L'MPPT, ovvero il Maximum Power Point Tracker, rappresenta un sistema elettronico in grado di far lavorare l'inverter al pieno delle sue possibilità in funzione delle condizioni al contorno presenti (irraggiamento, temperatura, etc.), in particolare, il sistema è in grado di spostare il punto di lavoro della macchina sulla curva tensione/corrente in modo da avere sempre le migliori prestazioni possibili.

Avere a disposizione un numero considerevole di MPPT consente di gestire in modo indipendente le stringhe collegate sui diversi ingressi dell'inverter andando a ridurre in modo significativo le perdite di sistema dovuti al mismatch sia tra i moduli e che tra le stringhe.

Lo string inverter gestisce, pertanto, un numero contenuto di stringhe e di moduli; l'eventuale guasto di una delle macchine presenti avrebbe come conseguenza il fuori servizio di una porzione poco significativa se confrontata all'intero generatore fotovoltaico.

Di seguito si riporta una tabella con evidenziato il numero e la taglia degli inverter utilizzati per ciascun impianto e i relativi valori di rapporto DC/AC (potenza ingresso/uscita).

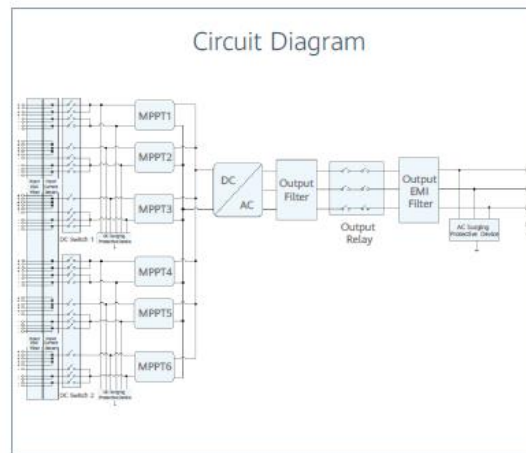
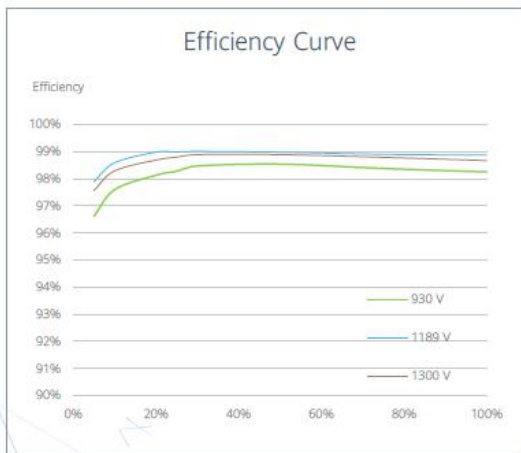
| DENOMINAZIONE IMPIANTO | ORI 3 |
|------------------------|---------|
| N. INVERTER PREVISTI | 219 |
| DC/AC medio % | 116,65% |

Ciascun inverter sarà posizionato direttamente in campo e collocata in posizione tale da non costituire impedimenti o ombreggiamenti all'impianto, in particolare si prevede la loro installazione fissata sul palo di testa del tracker. Gli inverter previsti per il progetto sono di marca Huawei modello SUN2000-330KTL-H1 in grado di supportare gli impianti di nuova generazione operanti a tensioni limiti in corrente continua pari a 1.500 V, di seguito se ne riportano le principali caratteristiche tecniche:

SUN2000-330KTL-H1
 Smart PV Controller
 For APAC, LATAM & EUROPE



- 
 Max. Efficiency
 ≥ 99.0%
- 
 Smart Connector-level
 Detection (SCLD)
- 
 Smart Self-cleaning
 Fan (SSCF)
- 
 IP66
 Protection
- 
 MBUS
 Supported
- 
 Smart String-level
 Disconnection (SSLD)
- 
 Smart IV Curve Diagnosis
 Supported
- 
 Surge Arresters for
 DC & AC



SOLAR.HUAWEI.COM

SUN2000-330KTL-H1 Technical Specifications

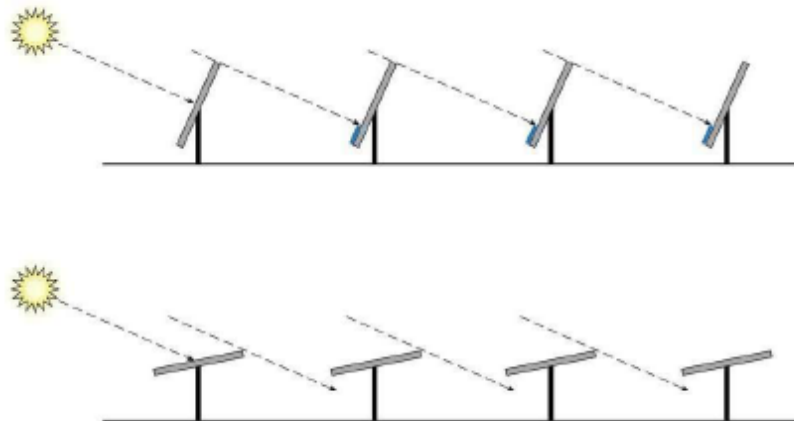
| Efficiency | |
|---|--|
| Max. Efficiency | ≥ 99.0% |
| European Efficiency | ≥ 98.8% |
| Input | |
| Max. Input Voltage | 1,500 V |
| Number of MPP Trackers | 6 |
| Max. Current per MPPT | 65 A |
| Max. Short Circuit Current per MPPT | 115 A |
| Max. PV Inputs per MPPT | 4/5/5/4/5/5 |
| Start Voltage | 550 V |
| MPPT Operating Voltage Range | 500 V ~ 1,500 V |
| Nominal Input Voltage | 1,080 V |
| Output | |
| Nominal AC Active Power | 300,000 W |
| Max. AC Apparent Power | 330,000 VA |
| Max. AC Active Power (cosφ=1) | 330,000 W |
| Nominal Output Voltage | 800 V, 3W + PE |
| Rated AC Grid Frequency | 50 Hz / 60 Hz |
| Nominal Output Current | 216.6 A |
| Max. Output Current | 238.2 A |
| Adjustable Power Factor Range | 0.8 LG ... 0.8 LD |
| Total Harmonic Distortion | THD _i < 1% (Rated) |
| Protection | |
| Smart String-level Disconnection (SSLD) | Yes |
| Smart Connector-level Detection (SCLD) | Yes |
| AC Overcurrent Protection | Yes |
| DC Reverse-polarity Protection | Yes |
| PV-array String Fault Detection | Yes |
| DC Surge Arrester | Type II |
| AC Surge Arrester | Type II |
| DC Insulation Resistance Detection | Yes |
| Residual Current Detection Unit | Yes |
| Communication | |
| Display | LED Indicators, WLAN + APP |
| USB | Yes |
| MBUS | Yes |
| RS485 | Yes |
| General | |
| Dimensions (W x H x D) | 1,048 x 732 x 395 mm |
| Weight (with mounting plate) | ≤ 112 kg |
| Operating Temperature Range | -25°C ~ 60°C |
| Cooling Method | Smart Air Cooling |
| Max. Operating Altitude without Derating | 4,000 m |
| Relative Humidity | 0 ~ 100% (Non-condensing) |
| DC Connector | HH4SMM4TMSPA / HH4SFM4TMSPA |
| AC Connector | Support OT / DT Terminal (Max. 400 mm ²) |
| Protection Degree | IP 66 |
| Anti-corrosion Protection | C5-Medium |
| Topology | Transformerless |
| Standards Compliance | |
| IEC 62109-1/-2, IEC 62920, IEC 60947-2, EN 50549-2, IEC 61683, etc. | |

SOLAR.HUAWEI.COM

7.3. STRUTTURE DI FISSAGGIO

Come anticipato, per lo sviluppo dell'impianto si farà ricorso a strutture costituite da inseguitori solari (tracker) di tipo monoassiale avente orientamento Nord - Sud e angolo di tilt pari a 0°. In pratica l'asse di rotazione delle strutture sarà parallelo al terreno e i moduli saranno liberi di ruotare attorno ad esso fino ad un'angolazione massima di $\pm 55^\circ$ in direzione Est-Ovest. I moduli fotovoltaici saranno installati in fila doppia, configurazione 2xP, e si prevede di sfruttare una doppia modularità composta da strutture con due stringhe (2V28 - 56 moduli) e a singola stringa (2V14 - 28 moduli).

Le strutture per impianti fotovoltaici per l'inseguimento solare est-ovest con l'obiettivo di massimizzare l'energia ed efficienza in termini di costi di un impianto fotovoltaico a terra che impiega pannelli fotovoltaici in silicio cristallino. Questo obiettivo è stato realizzato oltre dieci anni fa, ottenendo un unico prodotto che garantisce i vantaggi di un solare soluzione di tracciamento con installazione e manutenzione semplici come quella degli array fissi a palo guidato. L'inseguitore monoasse orizzontale, tramite dispositivi elettromeccanici, segue il sole tutto il giorno, da Est a Ovest sull'asse di rotazione orizzontale Nord - Sud (inclinazione 0°). I layout di campo con tracker orizzontali ad asse singolo sono molto flessibile. La semplice geometria significa che mantenere tutti gli assi di rotazione paralleli l'uno all'altro è tutto necessario per posizionare adeguatamente i tracker. Il sistema di backtracking controlla e garantisce che una serie di pannelli non ombreggi altri pannelli adiacenti. Quando l'angolo di elevazione del sole è basso nel cielo, all'inizio o alla fine della giornata, auto-ombreggiatura tra i tracker righe potrebbero potenzialmente ridurre l'output del sistema.

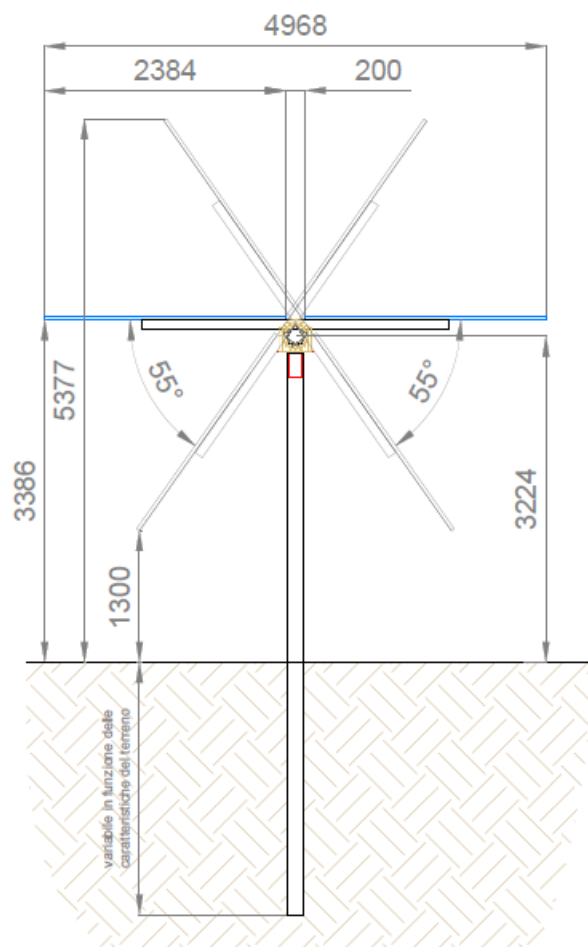


Il backtracking ruota l'apertura della matrice allontanandola dal Sole, eliminando gli effetti deleteri dell'auto-ombreggiatura e massimizzare il rapporto di copertura del suolo. Grazie a questa caratteristica l'interasse tra i vari le stringhe possono essere ridotte. Pertanto, l'intero impianto fotovoltaico occupa meno terreno rispetto a quelli che utilizzano soluzioni di tracciamento simili. L'assenza di cambiamento stagionale dell'inclinazione, (cioè, il monitoraggio "stagionale") ha scarso effetto sulla produzione di energia e consente molto struttura meccanica più semplice che rende il sistema intrinsecamente affidabile. Questo design semplificato si traduce in maggiore cattura di energia a un costo simile di una struttura fissa. Con il potenziale miglioramento energetico produzione dal 15% al 35%, l'introduzione di una tecnologia di tracciamento economica ha facilitato lo sviluppo di sistemi fotovoltaici su scala industriale.

Come anticipato, per l'impianto oggetto di richiesta autorizzativa unica, si è optato per un sistema di strutture dotate di inseguitore solare (tracker), i moduli saranno fissati in doppie file su strutture collegate ad un asse di rotazione centrale che ne consentirà una rotazione est-ovest di $\pm 55^\circ$ rispetto al piano orizzontale.

L'asse di rotazione dei moduli, ovvero il tubolare centrale in acciaio, sarà installato ad una quota di circa 3,23 metri sul piano campagna in tal modo l'altezza massima dei moduli, corrispondente ad una inclinazione di 55° , sarà di circa 5,38 metri e quella minima non inferiore a 1,3 metri. Il pitch, ovvero l'interdistanza tra i tracker, sarà di 9,5 metri.

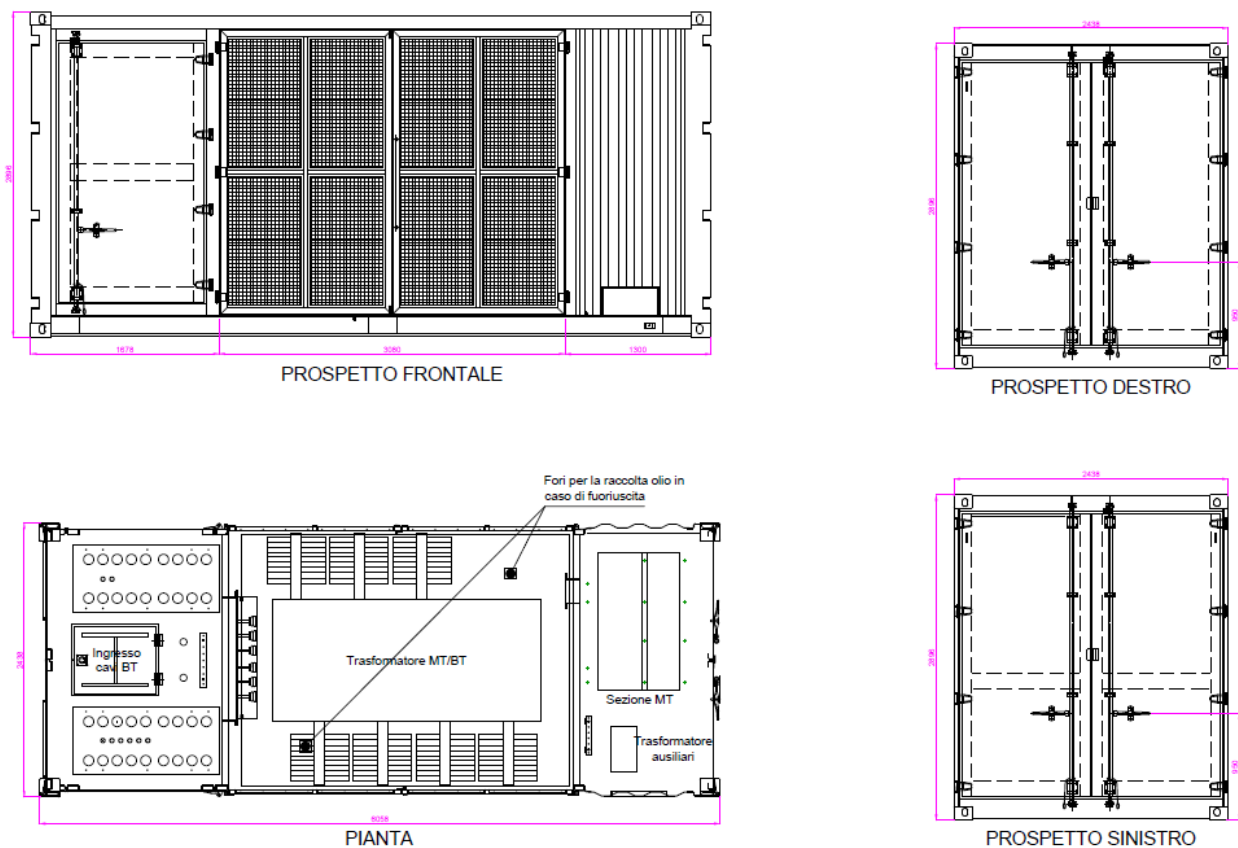
La struttura di sostegno e fissaggio moduli fotovoltaici prevede la posa di montanti HEA in acciaio zincato infissi nel terreno, profondità di interramento variabile e dipendente dalla tipologia del terreno stesso, che andranno a sostenere la trave di rotazione, anch'essa in acciaio zincato, senza la necessità di alcuna fondazione in calcestruzzo, compatibilmente alle caratteristiche geologiche del terreno e alle prove che dovranno essere eseguite per la fase di costruzione dell'impianto (penetrazione e pull out test). Inoltre, le strutture dovranno essere in grado di supportare il peso dei moduli anche in presenza di raffiche di vento di elevata velocità, di neve e altri carichi accidentali. Di seguito le sezioni della struttura in condizioni di riposo (tilt 0°) e di massima inclinazione (tilt 55°)



7.4. POWER STATION E CABINE DI UTENTE

Come anticipato, all'interno del campo fotovoltaico saranno installate complessivamente 20 Power Station, equipaggiate con tutti i dispositivi necessari per la gestione dell'energia prodotta dall'impianto e per l'elevazione della tensione nominale in uscita dagli inverter (0,8 kV) al valore nominale di rete 36 kV. Le Power Station saranno in grado di gestire il flusso di correnti sia lato bassa tensione che alta tensione e instradare l'energia elettrica prodotta verso la cabina utente di riferimento. Ciascuna Power Station prevede un trasformatore AT/BT in olio ONAN di potenza pari a 3750 kVA o superiore.

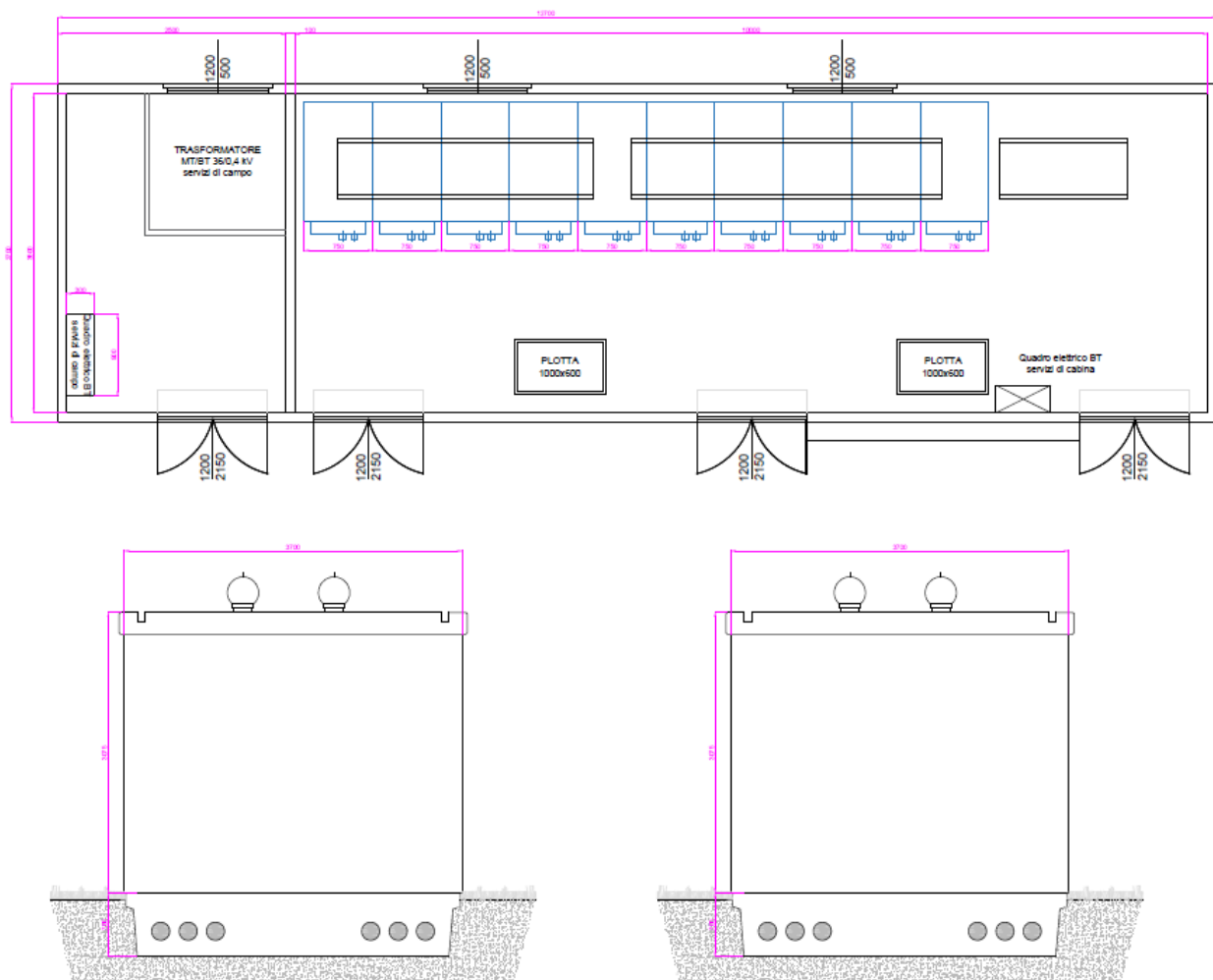
Le Power Station saranno realizzate in configurazione shelterizzata ed avranno dimensioni indicative 6.058 x 2.438 x 2.896 mm. e ognuna di esse andrà a definire un sottocampo. Di seguito si riportano le viste in pianta e prospetto:



Oltre alle Power Station dislocate in campo sono presenti anche due Cabine Utente che hanno la funzione di "raccolgere" i circuiti provenienti dalle stazioni di trasformazione e farne il parallelo. Pertanto, al loro interno sarà presente principalmente il quadro generale di alta tensione dell'impianto oltre che ad altri apparati e al trasformatore AT/BT (100 o 50 kVA) per i servizi ausiliari di campo. La Cabina Utente n.1 sarà collocata nella zona centrale di impianto e andrà a gestire le prime 14 Power Station oltre che al parallelo della linea proveniente dalla Cabina Utente n.2. La Cabina Utente n.2 sarà installata all'interno dell'area di impianto più a sud e gestirà le Power Station dalla n.15 alla n.20.

L'uscita dalla Cabina Utente n.1 si andrà a collegare al punto di connessione della RTN, pertanto, proprio tale cabina rappresenta l'interfaccia dell'intero impianto rispetto alla rete e al suo interno sarà alloggiato il relè di protezione di interfaccia (SPI) e il relè di protezione generale (SPG) oltre che i dispositivi di protezione e manovra ad essi associati e previsti dalla normativa tecnica per le connessioni CEI 0-16.

A differenza delle Power Station le Cabine Utente saranno realizzate in calcestruzzo con pannelli componibili ed avranno dimensioni pari a 12.700 x 3.700 x 3.075 mm



7.5. SISTEMA DI ACCUMULO DELL'ENERGIA ELETTRICA

Per l'impianto oggetto della presente relazione si prevede di predisporre un'area e le apparecchiature interessate ad una implementazione dell'impianto fotovoltaico che preveda l'installazione di un sistema di accumulo dell'energia elettrica prodotta dall'impianto stesso. Vista l'architettura di impianto si è ipotizzato un inserimento del sistema di storage in corrente alternata che si andrà a realizzare mediante AC coupling.

All'interno dell'area 3.4 sarà riservata una zona di circa 1.200 m² dove si prevede di concentrare l'installazione di tutti gli apparati dedicati al sistema di accumulo di energia. In particolare, 8 container batterie e 5 container di trasformazione AT/BT, il sistema sarà in grado di erogare, a piena potenza,

15 MW per un per oltre un'ora. Tutti i container avranno dimensioni di 6.058 x 2.438 x 2.896 (totale 13 unità).

8. IMPIANTI AUSILIARI E OPERE CIVILI

L'impianto agrivoltaico in progetto si completa con alcune opere "accessorie" ma fondamentali per il corretto esercizio e manutenzione.

8.1. IMPIANTO DI TERRA ED EQUIPOTENZIALE

Si provvederà alla posa diretta interrata di una corda di rame nudo di sezione non inferiore a 25 mmq che andrà a collegare tutte le masse e masse estranee presenti in campo e tutti i componenti dell'impianto che necessitano di questo collegamento, inoltre, vista la vastità del campo, si provvederà altresì a realizzare tramite il medesimo collegamento un sistema equipotenziale in grado di evitare l'introduzione nel sistema di potenziali pericolosi sia per gli apparati che per il personale. Al sistema di messa a terra saranno anche collegati tutti gli apparati esistenti come quelli del sistema di supervisione (SCADA), dell'illuminazione perimetrale etc., mentre non saranno ad esso collegati i componenti di classe II e le masse estranee aventi valori di resistenza verso terra maggiori dei limiti imposti da normativa tecnica.

Le corde nude di rame saranno riportate all'interno delle Power Station e delle Cabine Utente dove è presente un collettore di terra al quale sarà attestato anche il dispersore lato AT collegato ad anello e anch'esso realizzato tramite corda di rame nudo.

8.2. IMPIANTO DI ILLUMINAZIONE PERIMETRALE

L'impianto agrivoltaico sarà corredato di un sistema di illuminazione perimetrale realizzato con corpi illuminanti a led installati su pali di altezza fuori terra pari a 3 metri. L'accensione sarà comandata, tramite contattore, dal sistema antintrusione, in particolare la centrale invierà un segnale attraverso il quale si accenderanno le luci perimetrali. L'accensione sarà inibita durante il giorno mediante l'installazione di un dispositivo crepuscolare, inoltre, l'accensione potrebbe essere anche settorializzata in funzione della tipologia di allarme registrato dalla centrale antintrusione. I pali di illuminazione saranno installati ad una distanza tale da garantire un adeguato livello di illuminamento del campo, indicativamente la distanza tra un palo e l'altro può essere stimata in circa 40 metri, non è richiesta particolare uniformità nell'illuminazione delle zone di interesse. Su ciascun palo di illuminazione si provvederà all'installazione di un corpo illuminante a LED di potenza 50W che sviluppa un flusso luminoso pari a 5500lm con grado di protezione adeguato alla posa all'aperto.

8.3. IMPIANTO DI VIDEOSORVEGLIANZA

Il sistema di sicurezza sarà realizzato perimetralmente al campo dove saranno posizionate in modo strategico le telecamere al fine di garantire una corretta copertura di tutto il perimetro. Gli apparati di registrazione e gestione come NVR e switch saranno collocati all'interno della Control Room e tutti gli elementi in campo saranno collegati mediante fibra ottica monomodale.

Oltre al perimetro si prevede di installare anche telecamere tipo dome in corrispondenza delle stazioni di trasformazioni e dell'accesso al campo. Tutte le telecamere saranno dotate di sensore di movimento in modo che si eviti un elevato flusso di segnale da gestire dalla centrale.

8.4. METEO STATION

La meteo station è un sistema in grado di misurare i parametri ambientali ed inviare informazioni al sistema di supervisione per esseri trattati. Essa è costituita da un anemometro, termometro e piranometro, pertanto, sarà in grado di fornire informazioni in merito a velocità del vento, temperatura ambiente e dei moduli, irraggiamento. Per avere parametri attendibili si potrà provvedere all'installazione di più meteo station in campo.

8.5. SISTEMA DI SUPERVISIONE

La realizzazione degli impianti prevede anche un sistema per il monitoraggio e il controllo da remoto in grado di fornire informazioni, anche grafiche, dell'intero "percorso energetico". Il sistema sarà collegato, ricevendone informazioni, agli apparati principali del sistema fotovoltaico come:

inverter, stazione meteo, quadri elettrici, etc. I parametri gestiti saranno utilizzati per valutare le prestazioni dell'impianto in termini di produzione di energia stimata e reale e quindi con il calcolo del PR (Performance Ratio). Verrà realizzata un'apposita interfaccia grafica per la gestione dell'impianto.

Oltre ai parametri energetici per la valutazione delle prestazioni, il sistema sarà in grado anche di gestire le immagini provenienti dal sistema di videosorveglianza in tempo reale e la possibilità di visione di quelle registrate, trovando quindi applicazione anche in ambito di sicurezza. Tutti gli apparati interessati dal sistema di supervisione saranno ad essi collegati mediante fibra ottica (multimodale e ridondante) in posa interrata in appositi cavidotti, in corrispondenza degli apparati saranno previsti dei dispositivi transponder per la conversione dei segnali da fibra in rame. Inoltre, per la gestione delle informazioni si prevede l'installazione in campo di diversi cassette ottici in appositi involucri protettivi dagli agenti atmosferici. Gli apparati principali per la gestione del sistema saranno invece collocati all'interno della Control Room.

Il sistema di supervisione e telecontrollo riveste un ruolo di fondamentale importanza nella gestione dell'impianto in quanto, oltre a trovare applicazioni in ambito di sicurezza e di valutazione delle prestazioni, esso rappresenta lo strumento attraverso il quale il distributore di rete (Terna) può agire sull'impianto. Infatti, inviando le direttive al gestore di impianto quest'ultimo può settare i parametri di rete con cui l'impianto si interfaccia alla RTN oppure disconnettere l'impianto in caso di necessità.

8.6. INTERVENTI DI MITIGAZIONE AMBIENTALE

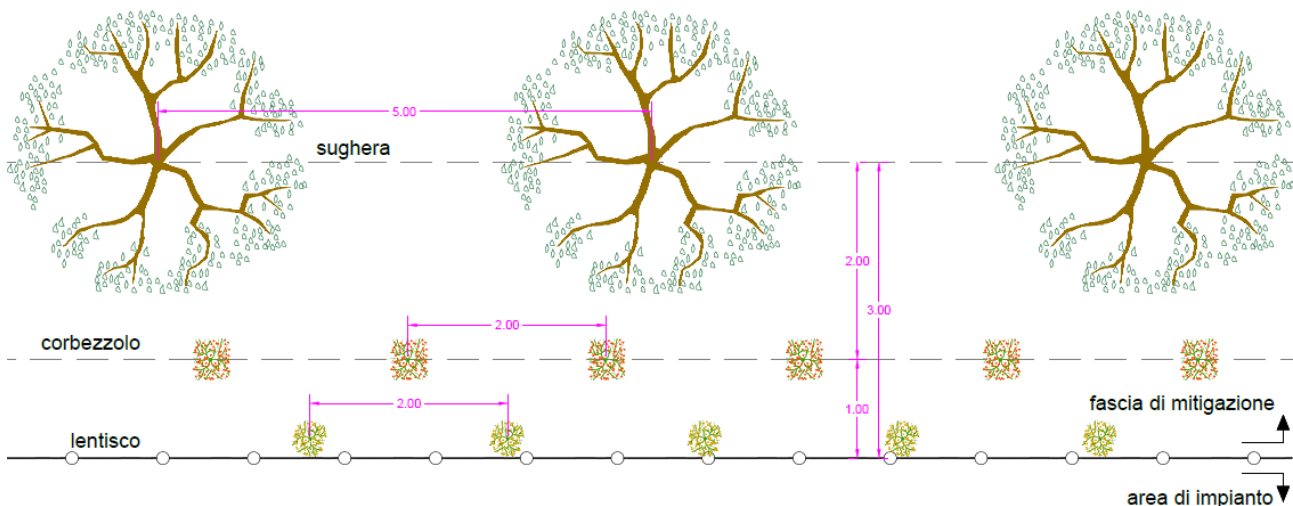
Con la presente si intende descrivere gli interventi che saranno realizzati per migliorare l'inserimento paesaggistico-ambientale delle opere in progetto, la finalità di questi interventi è duplice: da una parte mitigare la percezione visiva dell'impianto in progetto nei confronti di chi percorre le aree contermini, dall'altra migliorare ed ampliare gli elementi della rete ecologica locale esistente, con evidenti benefici nei confronti delle componenti ecologiche vegetazionali e

faunistiche. Per la rappresentazione grafica e gli approfondimenti del caso degli interventi in questione, si rimanda ai documenti di progetto specifici.

Come già accennato, esternamente all'impianto agrivoltaico sarà realizzato un sistema di siepi arbustive e arboree, con le finalità sopra esposte. In considerazione dello spazio a disposizione per la fascia di mitigazione, si prevede di realizzare una siepe con specie arbustive (corbezzolo e lentisco) e una fascia con specie arboree (sughera). La siepe sarà costituita da tre file che percorrono tutto il perimetro delle aree di impianto. Unica eccezione le aree dove sono presenti alberi in corrispondenza del limite di proprietà e la piantumazione della terza fascia di mitigazione risulta superflua e pertanto non è stata presa in considerazione. Per tali aree o porzione di aree di impianto la terza fascia di mitigazione sarà sfruttata l'alberatura già presente.

La fascia di mitigazione sarà realizzata tutto intorno al perimetro delle aree di campo, di seguito si riporta una tabella con l'indicazione del perimetro complessivo coinvolto e il numero e specie arboree interessate alla mitigazione ambientale dell'impianto agrifotovoltaico ORI 3.

| SPECIE ARBOREA – MU.VI. | PERIMETRO [m] | N. fila | N. totale |
|-------------------------|---------------|---------|-----------|
| Piastacia Lentiscus | 16.892 | 1 | 8.446 |
| Arbutus Unedo | 16.892 | 2 | 8.446 |
| Quercus suber | 16.892 | 3 | 3.379 |



8.7. RECINZIONE PERIMETRALE

Opera propedeutica alla costruzione di ogni impianto agrivoltaico è la realizzazione di una recinzione perimetrale a protezione del generatore fotovoltaico e degli apparati dell'impianto. Tale recinzione non presenterà cordoli di fondazione posti alla base, ma si procederà con la sola infissione di pali in acciaio zincato. Le opere di recinzione e mitigazione a verde saranno particolarmente curate. La recinzione verrà arretrata di 3 metri e in questa striscia verrà realizzata una fascia di schermatura, differente a seconda dei tratti, così come riportato nelle tavole allegate (opere di mitigazione).

In questo modo si potrà perseguire l'obiettivo di costituire una barriera viva per un miglior inserimento paesaggistico dell'impianto. Come sostegni alla recinzione verranno utilizzati pali sagomati in acciaio zincato, che garantiscono una evvata integrazione con l'ambiente circostante. I pali, alti 3 m, verranno conficcati nel terreno per una profondità pari a 60 cm circa. Questi presenteranno giunti di fissaggio laterale della rete sul palo e giunti in metallo per il fissaggio di angoli retti e ottusi. La rete metallica che verrà utilizzata sarà di tipo "a maglia romboidale" e avrà un'altezza di 2 metri sul piano campagna e sarà sormontata da una doppia fila di filo acciaio a completare il tutto per una quota finale di circa 2,5 metri.

9. CAVIDOTTO "ORI 3 - SSE RTN 220/150 ORISTANO (ampliamento)"

Con il termine di cavidotto ci si riferisce alla linea elettrica in cavo alla tensione nominale di esercizio di 36 kV (AT) che collega la cabina utente posta al limite fisico dell'impianto con il punto di connessione alla Rete di Trasmissione Nazionale ubicato nella Stazione Elettrica (SE) 220/150 kV "Oristano" di futuro ampliamento e appartenente al Gestore di Rete, Terna S.p.A.

L'area individuata per l'ampliamento suddetto è stata individuata in una zona prossima alla stazione esistente ed è ubicata in direzione sud rispetto all'impianto agrofotovoltaico e facente parte del territorio del Comune di Oristano (OR).



Nella foto satellitare riportata è stato evidenziato il tracciato del cavidotto 36 kV esterni all'area di impianto per la connessione alla rete di trasmissione nazionale, in particolare riguarda il tratto di collegamento tra la Cabina Utente n.1 e l'ampliamento della SE Oristano, di lunghezza complessiva circa 18 km è stato evidenziato in rosso.

I collegamenti AT 36 kV saranno totalmente realizzati su banchina delle stade secondarie mediante scavo a sezione obbligata, inclusi gli eventuali attraversamenti stradali.

Il cavidotto sarà realizzato interamente nel sottosuolo, i cavi di media tensione saranno direttamente posati all'interno della trincea scavata ad una profondità di 150 cm. I cavi saranno posati su un letto di sabbia di almeno 10 cm e ricoperto con altri 10 cm dello stesso materiale (fine) a partire dal suo bordo superiore. Il successivo riempimento del cavo sarà effettuato con modalità differenti a seconda del tratto di strada interessata e secondo gli standard realizzativi prescritti dal Gestore di rete. Nel caso si dovrà procedere al taglio della sezione stradale, lo scavo andrà riempito con magrone dosato con 70 kg di calcestruzzo per mc per un'altezza di circa 80 cm. Si procederà quindi con la posa di uno strato di 20 cm di calcestruzzo Rck 250 e con il ripristino del tappetino bituminoso previa fresatura dei fianchi superiori dello scavo, per una larghezza complessiva pari a 3L, essendo L la larghezza dello scavo, così come da prescrizioni della Provincia, settore viabilità. Solo nel caso di attraversamento della sede stradale, e solo per il tratto interessato, i cavi saranno posati all'interno di apposite tubazioni in polietilene doppia parete ad elevata resistenza meccanica (450 o 750 N), questo al fine di garantirne la successiva sfilabilità senza dover incidere sulla superficie stradale. Dove lo scavo non interesserà la sede stradale, invece, si potrà procedere al riempimento con terreno adeguatamente compattato con mezzi meccanici.

In corrispondenza dei cavi, immediatamente sopra ad una distanza non inferiore a 20 cm, si provvederà alla posa di un nastro monitore che indichi la presenza dell'elettrodotta in caso di manutenzione stradale o di altro tipo di intervento.