

# STRUZZI DEL SOLE

## SOCIETÀ AGRICOLA a.r.l.

LOCALITÀ BANGIUS sn  
CAP 09040 - ORTACESUS (SU)  
P.IVA 02329690925  
PEC struzzidelsole@pec.it  
REA CA-186871

### PROGETTO PER LA REALIZZAZIONE DI UN IMPIANTO AGRIVOLTAICO DI POTENZA NOMINALE 51,99 MWp IN ZONA AGRICOLA DEL COMUNE DI SENOBÌ (SU)

## R05 RELAZIONE ELETTRICA

#### GRUPPO DI PROGETTAZIONE

Ing. Luca DEMONTIS (coordinatore)  
Ing. Sandro CATTÀ

Arch. Valeria MASALA (consulenza ambientale)      Dott. Archeol. A. Luisa SANNA (consulenza archeologica)  
Arch. Alessandro MURGIA (consulenza urbanistica)      Ing. Federico MISCALI (consulenza acustica)  
Geol. Andrea SERRELI (consulenza geologica)      Ing. Marco MURONI (consulenza ambientale)  
Dott. Agr. Andrea SCHIRRU (consulenza agronomica)  
Ing. Filippo MOCCI (consulenza elettrica)

NOTE:

## INDICE

1. GENERALITÀ.....	4
2. LEGGI, NORMATIVE E REGOLAMENTI DI RIFERIMENTO.....	5
3. DEFINIZIONI .....	8
4. SOGGETTO PROPONENTE.....	11
5. INQUADRAMENTO DEL SITO .....	12
6. DESCRIZIONE IMPIANTO.....	14
6.1 COMPOSIZIONE DELLA CENTRALE.....	16
6.2 COMPOSIZIONE DEL SOTTOCAMPO TIPO .....	16
6.2.1 Tipologie sottocampi fotovoltaici .....	16
6.3 COMPONENTI IN ALTA TENSIONE .....	19
6.3.1 Trasformatore.....	19
6.3.2 Interruttore a tensione nominale 150 kV .....	20
6.3.3 Sezionatori orizzontali a tensione nominale 150 kV con lame di messa a terra .....	21
6.3.4 Sezionatori verticali a tensione nominale 150 kV.....	22
6.3.5 Sezionatore di terra sbarre a tensione nominale di 150 kV .....	22
6.3.6 Trasformatore di corrente a tensione nominale di 150 kV .....	23
6.3.7 Trasformatore di tensione capacitivo a tensione nominale di 150 kV .....	23
6.3.8 Trasformatore di tensione induttivo a tensione nominale di 150 kV.....	24
6.3.9 Scaricatori per tensione nominale a 150 kV .....	24
6.4 RUMORE .....	25
6.5 IMPIANTO DI ILLUMINAZIONE .....	25
6.6 SISTEMA DI VIDEOSORVEGLIANZA .....	26
7. VALUTAZIONE DELLA DISPONIBILITÀ DELLA RADIAZIONE SOLARE .....	28
7.1 GENERALITA' .....	28
7.2 DIMENSIONAMENTO DELL'IMPIANTO .....	29
7.3 EMISSIONI.....	29
7.4 STRUTTURE DI SOSTEGNO DEI MODULI.....	29
8. CRITERI SEGUITI PER IL DIMENSIONAMENTO DELL'IMPIANTO.....	32
8.1 CRITERIO DI STIMA DELL'ENERGIA PRODOTTA .....	32
8.2 CRITERIO DI VERIFICA ELETTRICA .....	32
8.3 CRITERI DI DIMENSIONAMENTO CAVI E CANALIZZAZIONI.....	32
8.4 VERIFICA DELLA PORTATA .....	33
8.5 VERIFICA DELLA CADUTA DI TENSIONE .....	33

8.6	CANALIZZAZIONI .....	34
8.7	CRITERI DI VERIFICA DELLA PROTEZIONE CONTRO I CONTATTI INDIRETTI .....	34
8.8	COORDINAMENTO TRA CONDUTTORI E DISPOSITIVI DI PROTEZIONE .....	34
8.9	PROTEZIONE DALLE SCARICHE ATMOSFERICHE.....	35
9.	DATI TECNICI IMPIANTO FOTOVOLTAICO GENERATORE FOTOVOLTAICO.....	36
9.1	MODULI FOTOVOLTAICI .....	36
9.1.1	Distanza dal suolo .....	37
9.1.2	Albedo.....	37
9.2	INVERTER FOTOVOLTAICI UTILIZZATI.....	38
9.3	QUADRO DI PARALLELO AC .....	38
9.4	TRASFORMATORE.....	38
9.4.1	Caratteristiche trasformatori.....	39
9.5	QUADRO MT .....	40
10.	VERIFICA ELETTRICA DI COMPATIBILITA' INVERTER - MODULI FV .....	42
11.	DIMENSIONAMENTO E VERIFICA DEI CAVI. ....	43
11.1	SPECIFICHE CAVI IN CORRENTE CONTINUA .....	43
11.2	SPECIFICHE CAVI IN CORRENTE ALTERNATA BT.....	43
11.3	COLLEGAMENTO TRA INVERTER E QUADRO DI PARALLELO AC .....	44
11.4	COLLEGAMENTO TRA QUADRO DI PARALLELO AC E BARRE BT DEL TRAFORMATORE .....	44
11.5	SPECIFICHE CONDUTTORI DI PROTEZIONE .....	44
11.6	SPECIFICHE CAVI IN CORRENTE ALTERNATA MT .....	45
12.	IMPIANTO DI TERRA .....	46
12.1	GENERALITA' .....	46
12.2	IMPIANTO DI TERRA IN CABINA .....	47
12.3	IMPIANTO DI TERRA CAMPO FOTOVOLTAICO.....	47
12.4	COMPATIBILITÀ ELETTRICITÀ (EMC).....	47
12.5	CONCLUSIONI.....	47

## 1. GENERALITÀ

La presente relazione descrive il progetto relativo ad un impianto agrivoltaico, in un'azienda agricola, di potenza nominale pari a 51.995,52 kWp e potenza in immissione di 50.000 kW situato nel Comune di Senorbì (SU) in località Sisini.

Il progetto prevede l'installazione di 88.128 moduli in silicio monocristallino con tecnologia half-cell bifacciali che saranno posizionati su strutture coperte e basculanti (trackers monoassiali) di superficie pari a circa 100 mq cadauna.

Le strutture saranno alte circa 3 metri e avranno la doppia attività di fungere da riparo per le coltivazioni sottostanti e da supporto per la posa di un impianto fotovoltaico.

La superficie captante sarà di circa 247.026 m<sup>2</sup>.

L'impianto sarà connesso alla rete elettrica (grid-connected) in AT tramite un collegamento alla linea di Alta Tensione.

Tale impianto di produzione verrà realizzato in conformità alle leggi e normative tecniche vigenti.

## **2. LEGGI, NORMATIVE E REGOLAMENTI DI RIFERIMENTO**

L'impianto sarà realizzato a regola d'arte, come prescritto dalle normative vigenti, ed in particolare dal D.M. 22 gennaio 2008, n. 37 e s.m.i.

Le caratteristiche dell'impianto stesso, nonché dei suoi componenti, devono essere in accordo con le norme di legge e di regolamento vigenti ed in particolare essere conformi:

- alle prescrizioni di autorità locali;
- alle prescrizioni e indicazioni della Società Distributrice di energia elettrica;
- alle prescrizioni del gestore della rete;
- alle norme CEI (Comitato Elettrotecnico Italiano).

L'elenco completo delle norme alla base della progettazione è riportato a seguire:

➤ **Leggi e decreti Normativa generale:**

- Legge 1 marzo 1968, n. 186: disposizioni concernenti la produzione di materiali, apparecchiature, macchinari, installazione e impianti elettrici ed elettronici.
- Legge 9 gennaio 1991, n. 10: norma per l'attuazione del piano energetico nazionale in materia di uso nazionale dell'energia, di risparmio energetico e di sviluppo delle fonti rinnovabili di energia.
- Decreto Legislativo 16 marzo 1999, n. 79: attuazione della direttiva 96/92/CE recante norme comuni per il mercato interno dell'energia elettrica.
- Decreto Ministero dell'Ambiente 22 dicembre 2000: finanziamento ai comuni per la realizzazione di edifici solari fotovoltaici ad alta valenza architettonica.
- Direttiva CE 27 settembre 2001, n. 77: sulla promozione dell'energia elettrica prodotta da fonti energetiche rinnovabili nel mercato dell'elettricità (2001/77/CE).
- D.P.R. 6 giugno 2001, n. 380: Testo unico delle disposizioni legislative e regolamentari in materia edilizia.
- Decreto Legislativo n. 387 del 29-12-2003: attuazione della direttiva 2001/77/CE relativa alla
- promozione dell'energia elettrica prodotta da fonti energetiche rinnovabili nel mercato interno dell'elettricità.
- Decreto Legislativo n. 152 del 3 aprile 2006: Norme in materia ambientale (G.U. n. 88 del 14 aprile 2006).
- Decreto Ministero Sviluppo Economico del 10 settembre 2010: Linee guida per l'autorizzazione degli impianti alimentati da fonti rinnovabili. (G.U. n. 219 del 18 settembre 2010)
- Decreto legislativo n. 28 del 3 marzo 2011: Attuazione della direttiva 2009/28/CE sulla promozione dell'uso dell'energia da fonti rinnovabili, recante modifica e successiva abrogazione delle direttive 2001/77/CE e 2003/30/CE (G.U. n. 71 del 28 marzo 2011);
- Decreto Pres. Regione Sicilia n° 48 del 18/07/2012: Regolamento recante norme di attuazione dell'art. 105, comma 5, della legge regionale 12 maggio 2010, n. 11;
- Decreto Ministero dell'ambiente e della tutela del territorio e del mare del 30 marzo 2015: Linee guida per la verifica di assoggettabilità a valutazione di impatto ambientale dei progetti di competenza delle regioni e province autonome, previsto dall'articolo 15 del decreto- legge 24 giugno 2014, n. 91, convertito, con modificazioni, dalla legge 11 agosto 2014, n. 116.

➤ **Sicurezza:**

- D.Lgs. 81/2008 (testo unico della sicurezza): misure di tutela della salute e della sicurezza nei luoghi di lavoro;
- DM 37/2008: sicurezza degli impianti elettrici all'interno degli edifici.

➤ **Norme Tecniche:**

- 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 11-20: impianti di produzione di energia elettrica e gruppi di continuità collegati a reti di I e II categoria;
- CEI EN 60904-1(CEI 82-1): dispositivi fotovoltaici Parte 1: Misura delle caratteristiche fotovoltaiche tensione-corrente;
- CEI EN 60904-2 (CEI 82-2): dispositivi fotovoltaici - Parte 2: Prescrizione per le celle fotovoltaiche di riferimento;
- CEI EN 60904-3 (CEI 82-3): dispositivi fotovoltaici - Parte 3: Principi di misura per sistemi solari fotovoltaici per uso terrestre e irraggiamento spettrale di riferimento;
- CEI EN 61727 (CEI 82-9): sistemi fotovoltaici (FV) - Caratteristiche dell'interfaccia di raccordo con la rete;
- CEI EN 61215 (CEI 82-8): moduli fotovoltaici in silicio cristallino per applicazioni terrestri. Qualifica del progetto e omologazione del tipo;
- CEI EN 61646 (82-12): moduli fotovoltaici (FV) a film sottile per usi terrestri - Qualifica del progetto e approvazione di tipo;
- CEI EN 50380 (CEI 82-22): fogli informativi e dati di targa per moduli fotovoltaici;
- CEI 82-25: guida alla realizzazione di sistemi di generazione fotovoltaica collegati alle reti elettriche di Media e Bassa tensione;
- CEI EN 62093 (CEI 82-24): componenti di sistemi fotovoltaici - moduli esclusi (BOS) - Qualifica di progetto in condizioni ambientali naturali;
- CEI EN 61000-3-2 (CEI 110-31): compatibilità elettromagnetica (EMC) - Parte 3: Limiti - Sezione 2: Limiti per le emissioni di corrente armonica (apparecchiature con corrente di ingresso  $\leq 16$  A per fase);
- 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 60439 (CEI 17-13): apparecchiature assiemate di protezione e di manovra per bassa tensione (quadri BT). Serie composta da:
    - CEI EN 60439-1 (CEI 17-13/1): apparecchiature soggette a prove di tipo (AS) e apparecchiature parzialmente soggette a prove di tipo (ANS);
    - CEI EN 60439-2 (CEI 17-13/2): prescrizioni particolari per i condotti sbarre;
    - CEI EN 60439-3 (CEI 17-13/3): prescrizioni particolari per apparecchiature assiemate di protezione e di manovra destinate ad essere installate in luoghi dove personale non addestrato ha accesso al loro uso.
- Quadri di distribuzione (ASD);
- CEI EN 60445 (CEI 16-2): principi base e di sicurezza per l'interfaccia uomo-macchina, marcatura e identificazione - Individuazione dei morsetti e degli apparecchi e delle estremità dei conduttori designati e regole generali per un sistema alfanumerico;
- CEI EN 60529 (CEI 70-1): gradi di protezione degli involucri (codice IP).
- CEI EN 60099-1 (CEI 37-1): scaricatori - Parte 1: Scaricatori a resistori non lineari con spinterometri per sistemi a corrente alternata;
- CEI 20-19: cavi isolati con gomma con tensione nominale non superiore a 450/750 V;
- CEI 20-20: cavi isolati con polivinilcloruro con tensione nominale non superiore a 450/750 V;
- CEI EN 62305 (CEI 81-10): protezione contro i fulmini. Serie composta da:
  - CEI EN 62305-1 (CEI 81-10/1): principi generali;
  - CEI EN 62305-2 (CEI 81-10/2): valutazione del rischio;
  - CEI EN 62305-3 (CEI 81-10/3): danno materiale alle strutture e pericolo per le persone;
  - CEI EN 62305-4 (CEI 81-10/4): impianti elettrici ed elettronici interni alle strutture. CEI 81-3: valori medi del numero di fulmini a terra per anno e per chilometro quadrato. CEI 0-2: guida per la definizione della documentazione di progetto per impianti elettrici. CEI 0-3: guida per la compilazione della dichiarazione di conformità e relativi allegati;

- UNI 10349: riscaldamento e raffrescamento degli edifici. Dati climatici;
- 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 13-4: sistemi di misura dell'energia elettrica - Composizione, precisione e verifica;
- CEI EN 62053-21 (CEI 13-43): apparati per la misura dell'energia elettrica (c.a.) - Prescrizioni particolari -Parte 21: Contatori statici di energia attiva (classe 1 e 2);
- CEI EN 62053-23 (CEI 13-45): apparati per la misura dell'energia elettrica (c.a.) - Prescrizioni particolari -Parte 23: Contatori statici di energia reattiva (classe 2 e 3);
- CEI 64-8, parte 7, sezione 712: sistemi fotovoltaici solari (PV) di alimentazione.
- 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

➤ **TICA:**

- Delibera ARG-elt n.90-07: attuazione del decreto del Ministro dello Sviluppo Economico, di concerto con il Ministro dell'Ambiente e della Tutela del Territorio e del Mare 19 febbraio 2007, ai fini dell'incentivazione della produzione di energia elettrica mediante impianti fotovoltaici;
- Delibera ARG-elt n. 99-08 TICA: testo integrato delle condizioni tecniche ed economiche per la connessione alle reti elettriche con obbligo di connessione di terzi degli impianti di produzione di energia elettrica (Testo integrato delle connessioni attive – TICA);
- Delibera ARG-elt n. 161-08: modificazione della deliberazione dell'Autorità per l'energia elettrica e il gas 13 aprile 2007, n. 90/07, in materia di incentivazione della produzione di energia elettrica da impianti fotovoltaici;
- Delibera ARG-elt n. 179-08: modifiche e integrazioni alle deliberazioni dell'Autorità per l'energia elettrica e il gas ARG/elt 99/08 e n. 281/05 in materia di condizioni tecniche ed economiche per la connessione alle reti elettriche con obbligo di connessione di terzi degli impianti di produzione di energia elettrica.

Precisazione.

I riferimenti di cui sopra possono non essere esaustivi. Ulteriori disposizioni di legge, norme e deliberazioni in materia, anche se non espressamente richiamati, si considerano applicabili.

### 3. DEFINIZIONI

**Punto di confine:** punto tra la rete e l'impianto di Utente per la connessione, dove avviene la separazione di proprietà tra rete e Utente.

**Punto di Connessione (PdC):** confine fisico tra due reti nella titolarità e/o gestione di due soggetti diversi attraverso cui avviene lo scambio fisico di energia. Il punto di connessione è individuato al confine tra l'impianto di rete per la connessione e l'impianto di utenza.

**Punto di immissione:** punto di immissione come definito ai sensi dell'articolo 4, comma 4.7 del TIME. Ciò si ha in caso di fornitura a produttori con solo servizi ausiliari (senza carico proprio).

**Punto di inserimento:** punto della rete di distribuzione nell'assetto preesistente alla connessione al quale l'impianto di utente è connesso attraverso l'impianto di connessione.

**Punto di prelievo:** punto di prelievo come definito ai sensi dell'articolo 4, comma 4.7 del TIME. Ciò si ha in caso di fornitura a Utenti passivi, oppure a Utenti attivi con carico proprio, diverso dai servizi ausiliari.

**Rete (rete di distribuzione, rete di distribuzione pubblica):** rete elettrica AT o MT alla quale possono collegarsi gli Utenti, gestita da un'impresa distributrice.

**Rete AAT:** sistema a tensione nominale tra le fasi oltre 150 kV.

**Rete AT:** sistema a tensione nominale tra le fasi superiore a 35 kV fino a 150 kV compreso (livelli di tensione superiori non sono considerati nella presente Norma).

**Rete di distribuzione BT:** rete con obbligo di connessione di terzi diversa dalla RTN, con tensione nominale tra le fasi superiore a 50 V fino a 1 kV compreso se in c.a. o superiore a 120 V fino a 1,5 kV compreso se in c.c. (le reti in c.c. non sono di interesse della presente Norma).

**Rete di distribuzione MT:** rete con obbligo di connessione di terzi diversa dalla RTN (decreto 25 giugno 2000), con tensione nominale tra le fasi superiore a 1 kV se in c.a. o superiore a 1,5 kV se in c.c. fino a 35 kV compreso. (le reti in c.c. non sono di interesse della presente Norma).

**Impianto di utenza (o di Utente):** impianto di produzione o impianto utilizzatore, nella disponibilità dell'Utente.

**Impianto utilizzatore:** insieme del macchinario, dei circuiti, delle apparecchiature destinate all'utilizzo di energia elettrica.

**Impianto per la connessione:** insieme degli impianti realizzati a partire dal punto di inserimento sulla rete esistente, necessari per la connessione alla rete di un impianto di Utente. L'impianto per la connessione è costituito dall'impianto di rete per la connessione e dall'impianto di utenza per la connessione.

**Impianto di rete per la connessione:** porzione di impianto per la connessione di competenza del distributore compresa tra il punto di inserimento sulla rete esistente e il punto di connessione. L'impianto di rete presso l'utenza, qualora presente, è parte integrante dell'impianto di rete per la connessione.

**Impianto di rete presso l'utenza:** porzione di impianto di rete per la connessione adiacente all'impianto di utenza per la connessione, installata su aree (in locali) messe a disposizione dall'Utente, tipicamente al confine tra la proprietà dell'Utente medesimo e il suolo pubblico. Il punto di connessione è individuato al confine tra l'impianto di rete presso l'utenza e l'impianto di utenza per la connessione.

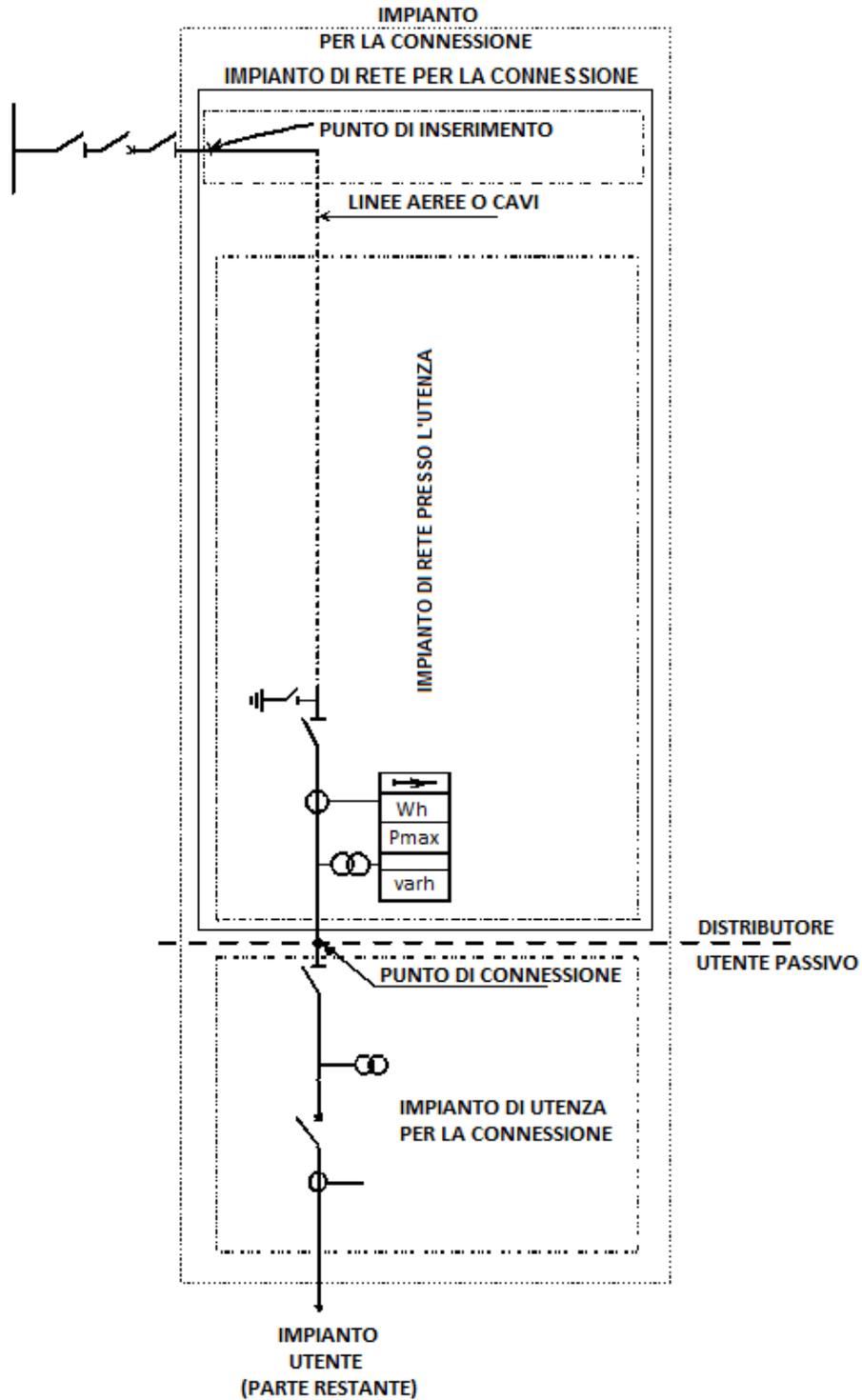
**Impianto di utenza per la connessione:** porzione di impianto per la connessione la cui realizzazione, gestione, esercizio e manutenzione rimangono di competenza dell'Utente.

**Dispositivo generale (DG):** apparecchiatura di protezione, manovra e sezionamento la cui apertura (comandata dal Sistema di Protezione Generale) assicura la separazione dell'intero impianto dell'Utente dalla rete del Distributore.

Nel caso di impianto che presenti un'unica linea di alimentazione (immediatamente a valle del cavo di collegamento) il DG è unico. In caso di più linee di alimentazione (immediatamente a valle del cavo di collegamento) il DG può essere costituito da due DGL.

**Dispositivo generale (DGL):** apparecchiatura di protezione, manovra e sezionamento la cui apertura (comandata da un opportuno sistema di protezione) assicura la separazione di una delle due linee dell'impianto dell'Utente dalla rete del Distributore.

**Protezione Generale (PG):** insieme di protezioni utilizzate per la rilevazione di guasti interni all'impianto dell'utente. La PG è richiesta a tutti gli impianti di utente e agisce sul DG, con la finalità di provocare la separazione dell'impianto dell'utente dalla rete del Distributore in caso di guasti interni all'impianto stesso, in modo selettivo con le protezioni presenti sulla rete di distribuzione.



#### **4. SOGGETTO PROPONENTE**

La Società proponente è la Struzzi del Sole Società Agricola a R.L. con sede legale a Ortacesus (SU) Località Bangius, CAP 09040, iscritta al Registro delle Imprese della Camera di Commercio di Cagliari – Oristano al numero REA CA-186871, P. IVA 02329690925. La società ha, come oggetto sociale, l'esclusivo dell'attività agricola di cui all'articolo 2135 C.C.

## 5. INQUADRAMENTO DEL SITO

Il sito su cui verrà realizzato l'impianto si trova a Sisini, frazione del Comune di Senorbì (SU). Sisini è situato a 199 m sul livello del mare, nella regione della Trexenta, e conta circa 4839 abitanti. Il territorio comunale si estende su una superficie di 34,29 km<sup>2</sup> e confina con i Comuni di Ortacesus, San Basilio, Sant'Andrea Frius, Selegas, Siurgus Donigala, Suelli.

L'area di intervento occupa una superficie di circa 129 ettari, di cui 73 dedicati all'impianto agrivoltaico. È ubicata nella parte nord-orientale del territorio comunale e ricade nella zona agricola limitrofa al centro urbano di Sisini e al Nuraghe omonimo.

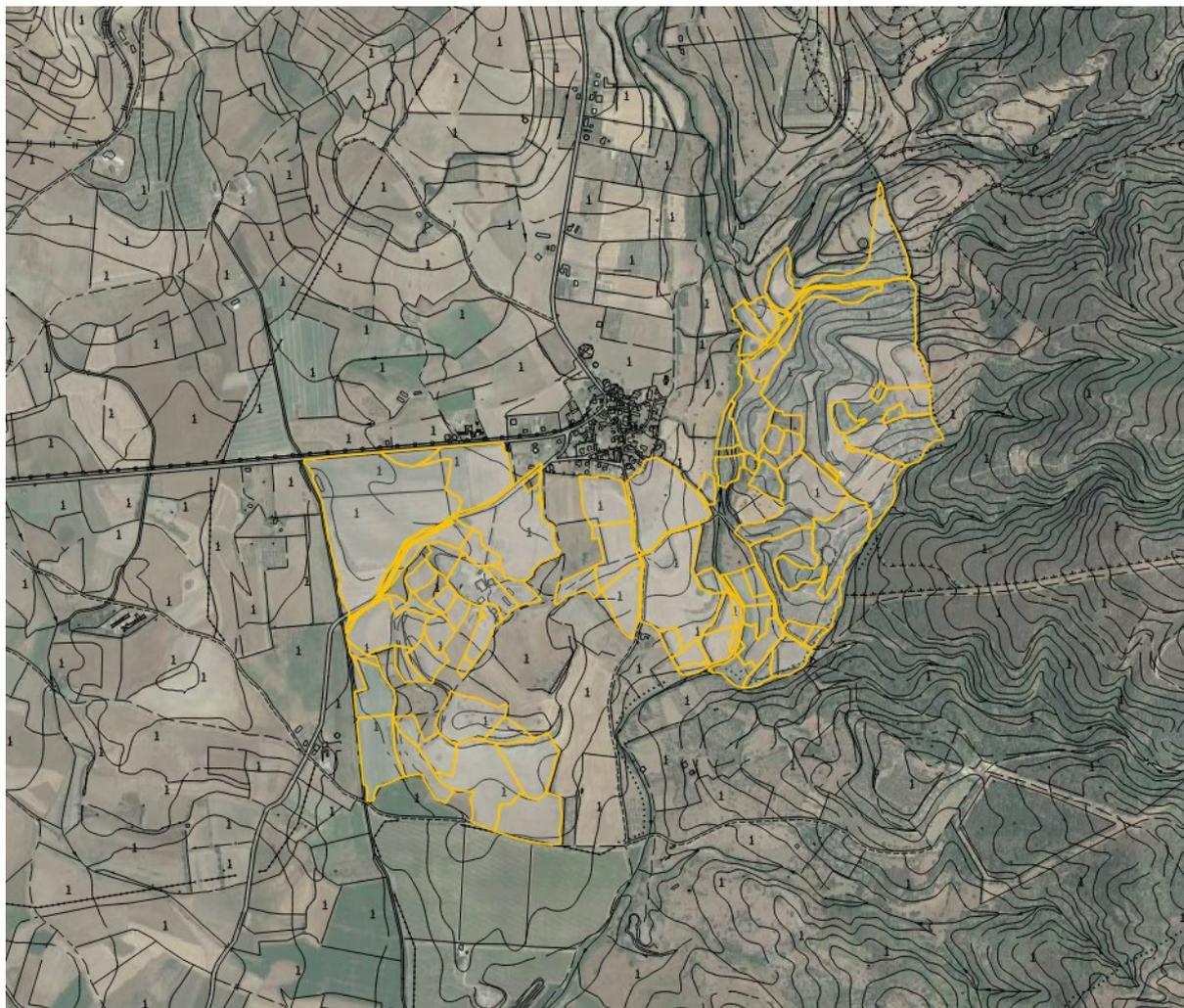


Figura 1 - Inquadramento su Carta Tecnica Regionale su ortofoto.

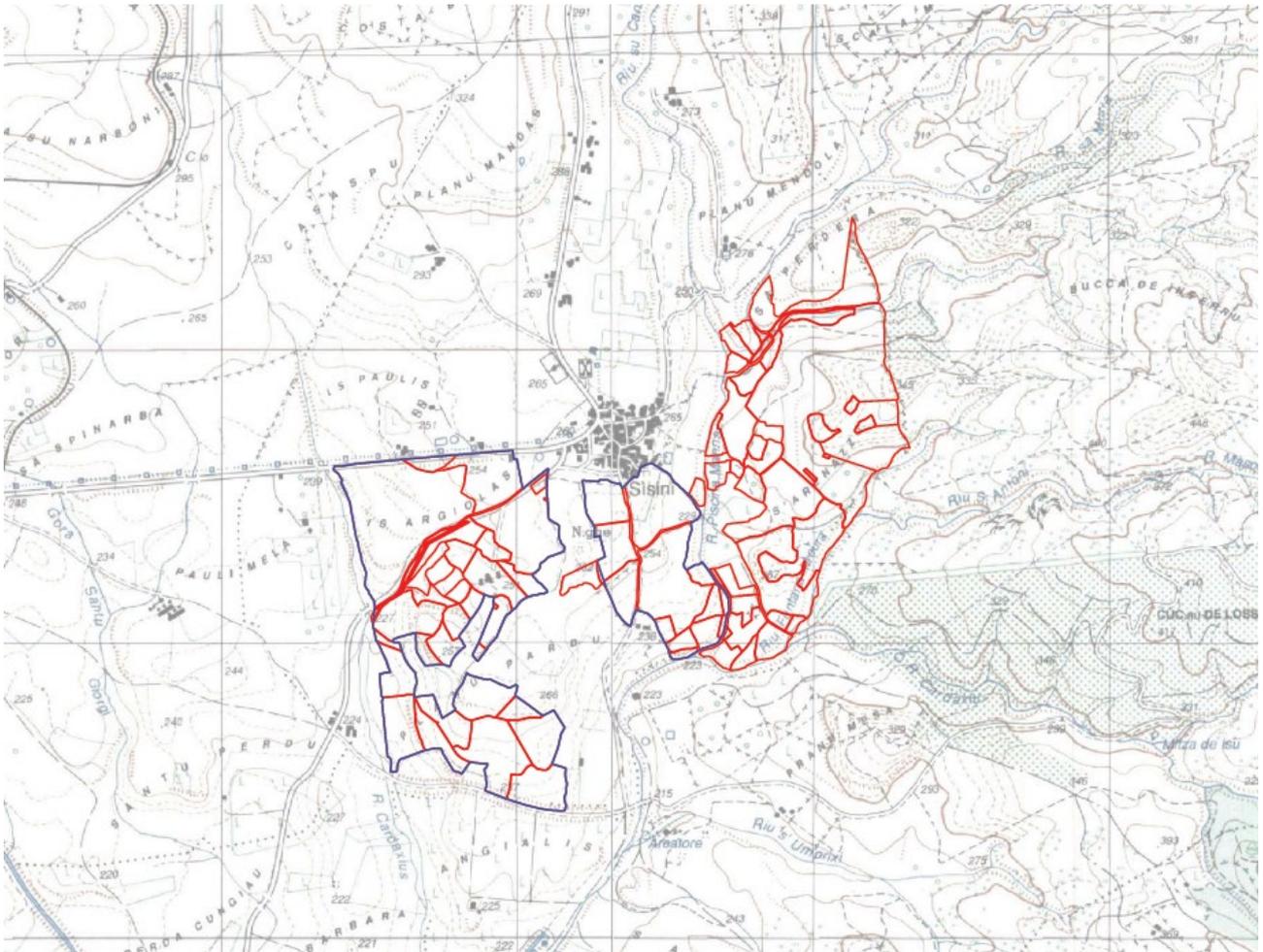


Figura 2 - Inquadramento area di intervento – IGM Scala 1:25.000.

## **6. DESCRIZIONE IMPIANTO**

L'impianto agrivoltaico in oggetto ha una potenza di picco del generatore fotovoltaico pari a 51.995,52 kWp, mentre la potenza in immissione dello stesso è pari a 50.000 kW.

Il progetto prevede l'installazione di 88.128 moduli in silicio monocristallino con tecnologia half-cell bifacciali che saranno posizionati su strutture coperte e basculanti (trackers monoassiali) di superficie pari a circa 100 mq cadauna.

I trackers monoassiali saranno orientati lungo l'asse principale nord-sud e rotazione massima variabile tra -55° (est) e +55° (ovest)

Le strutture saranno alte circa 3 metri e avranno la doppia attività di fungere da riparo per le coltivazioni sottostanti e da supporto per la posa di un impianto fotovoltaico.

La superficie captante sarà di circa 247.026 m<sup>2</sup>.

L'impianto sarà connesso alla rete elettrica (grid-connected) in AT tramite un collegamento alla linea di Alta Tensione.

Nel suo insieme l'impianto fotovoltaico è costituito da più file di pannelli (stringhe) di lunghezza variabile generate dall'accostamento di moduli fotovoltaici, disposte in direzione Nord-Sud e distanziate tra di loro (circa metri 9) in modo da evitare l'ombreggiamento e garantire la miglior efficienza dell'impianto.

In riferimento alla superficie occupata dall'impianto, è possibile evidenziare:

- Area di Intervento, ovvero tutto il fondo complessivamente interessato dalla realizzazione dell'impianto fotovoltaico (area recintata e fasce esterne connesse).
- Area di Impianto, ovvero l'area coperta dallo stesso, ossia quella occupata da: a) pannelli fotovoltaici (superficie proiettata sul terreno), b) strutture di sostegno, c) interspazi fra i pannelli FV, le stringhe FV ed i campi FV, d) gli spazi occupati dagli inverter e da eventuali interruttori di linea, e) gli spazi necessari alla cabina di trasformazione, dalla bassa tensione sino all'alta tensione, come previsto dalla soluzione tecnica (STMG) del preventivo del gestore della RTN Terna ricevuto con protocollo "P2021007194" e conseguentemente accettato in data 05/01/2021.

L'installazione di pannelli fotovoltaici sulle coperture, sfruttando le strutture coperte e basculanti (trackers monoassiali), permette contestualmente di utilizzare la stessa area impegnata, sia per la produzione di colture sia per la produzione di energia elettrica derivante dalla fonte rinnovabile solare attraverso la conversione fotovoltaica.

I moduli fotovoltaici verranno collegati su tipologia di stringa composta da 27 moduli fotovoltaici, ogni stringa sarà collegata direttamente al quadro di stringa per poi essere collegata all'inverter fotovoltaico. Gli inverter verranno posizionati all'interno dell'area di impianti, dislocati in modo baricentrico alla porzione di impianto fotovoltaico che dovrà essere collegato su di esso.

Ogni inverter è dotato di n.8 inseguitori del punto di massima potenza (MPPT), dove su n.7 di MPPT saranno collegati n.351 moduli fotovoltaici (13 stringhe da 27 moduli FV) e sull'ottavo MPPT 297 moduli fotovoltaici (11 stringhe da 27 moduli FV).

In totale, sul campo verranno installati n. 32 inverter. In uscita da ogni inverter verranno collegati i cavi di potenza del circuito in corrente alternata. Tali linee elettriche faranno capo ad un quadro di parallelo che verrà posizionato all'interno del locale tecnico inverter. Questo quadro sarà connesso al trasformatore MT/BT 15/0,8 kV, installato all'interno della cabina di campo, avente potenza nominale pari a 1600 kVA, attraverso il quale l'energia verrà trasformata e convogliata ad un quadro di media tensione posizionato all'interno della cabina di campo. Dal quadro MT partirà un cavidotto, a tensione nominale pari a 15kV, che lo collegherà alle cabine di ricezione, connesso al trasformatore MT/AT, installato all'interno della cabina di ricezione, attraverso il quale l'energia verrà trasformata e convogliata quindi alla rete elettrica nazionale.

All'interno del campo di produzione saranno realizzate n. 16 cabine, in particolare saranno messa in opera:

- N.16 Cabina di campo. Struttura prefabbricata ad uso cabina elettrica, realizzata con struttura monolitica in c.a.v., delle dimensioni di cm 670x248x329h, con spessore pareti cm.8, fondo autoportante, con n. 3 porta in alluminio da cm 121x216h e n. 4 griglie di aerazione in alluminio da cm 122x52h;

Basamento cabina realizzato con vasca di fondazione prefabbricate, in calcestruzzo armato vibrato, cm. 60 di altezza, con spessore delle pareti di cm.8 e spessore del fondo di cm. 10, completa di fori a frattura prestabilita diametro 200 mm. La cabina verrà fornita perfettamente rifinita, tinteggiata all'interno con colore bianco ed all'esterno con pitture colore ad alta durata a scelta della D.L, compresa l'impermeabilizzazione del tetto a falde con rivestimento tegole, forature a pavimento per passaggio cavi secondo schemi. Compresi:

- ✓ quadro MT di arrivo conforme alle norme CEI 0-16;
  - ✓ quadro MT di protezione trafo conforme alle norme CEI 0-16 (impianto fotovoltaico);
  - ✓ modulo risalita cavi;
  - ✓ modulo protezione trafo con interruttore;
  - ✓ quadro di bassa tensione servizi ausiliari impianto fotovoltaico;
  - ✓ trasformatore in Resina di distribuzione MT/BT trifase in resina da 1600kVA 15/0,8 kV;
  - ✓ soccorritore/UPS 1000VA uscita permanente a tempo di intervento zero, ingresso 230V 50Hz uscita 230V  $\pm 1\%$ ;
  - ✓ accessori di cabina: cartelli monitori, lampada emergenza portatile, estintore a polvere omologato, collettore di terra, presa interbloccata 2P+T con adattatore CEE/bipasso.
  - ✓ centralino di emergenza a rottura di vetro da installare all'esterno che agisce sulla protezione generale MT;
  - ✓ estrattore d'aria monofase da 2350 m<sup>3</sup> /h completo di persiana a gravità e termostato ambiente capillare.
- N.32 Locale tecnico inverter. Struttura prefabbricata ad uso cabina elettrica, realizzata con struttura monolitica in c.a.v., delle dimensioni di cm 10180x248x299h, con spessore pareti cm.8, fondo autoportante, con n. 1 porta in alluminio da cm 121x216h e n. 5 griglie di aerazione in alluminio da cm 122x52h;

Basamento cabina realizzato con vasca di fondazione prefabbricate, in calcestruzzo armato vibrato, cm. 60 di altezza, con spessore delle pareti di cm.8 e spessore del fondo di cm. 10, completa di fori a frattura prestabilita diametro 200 mm. La cabina verrà fornita perfettamente rifinita, tinteggiata all'interno con colore bianco ed all'esterno con pitture colore ad alta durata a scelta della D.L, compresa l'impermeabilizzazione del tetto a falde con rivestimento tegole, forature a pavimento per passaggio cavi secondo schemi. Compresi:

- ✓ quadro elettrico impianto fotovoltaico QE.FV;
- ✓ soccorritore/UPS 1000VA uscita permanente a tempo di intervento zero, ingresso 230V 50Hz uscita 230V  $\pm 1\%$ ;
- ✓ accessori di cabina: cartelli monitori, lampada emergenza portatile, estintore a polvere omologato, collettore di terra, presa interbloccata 2P+T con adattatore CEE/bipasso.
- ✓ centralino di emergenza a rottura di vetro da installare all'esterno che agisce sulla protezione generale MT;
- ✓ estrattore d'aria monofase completo di persiana a gravità e termostato ambiente capillare.

Le caratteristiche costruttive delle cabine sono descritte in seguito.

Le cabine verranno fornite perfettamente rifinite, tinteggiate all'interno con colore bianco ed all'esterno con pitture colore ad alta durata a scelta della D.L, compresa l'impermeabilizzazione del tetto a falde con rivestimento tegole, forature a pavimento per passaggio cavi secondo schemi.

La cabine saranno prodotte in serie e dichiarate con attestato di qualificazione per produzione di componenti prefabbricati in c.a./c.a.p rilasciato dal Consiglio Superiore dei Lavori Pubblici e qualificate e-distribuzione con sistema di gestione UNI EN ISO 9001 e BS OHSAS 18001.

Strutturalmente le cabine saranno costruite utilizzando un calcestruzzo Rck 400 kg/cm<sup>2</sup> - C32/40, confezionato in stabilimento mediante centrale di betonaggio con dosaggio inerti a peso, additivato con idonei fluidificanti - impermeabilizzanti al fine di ottenere adeguata protezione contro le infiltrazione di acqua per capillarità in modo da assicurare un grado di protezione verso l'esterno IP 33 Norma CEI 70- 1, l'armatura interna sarà realizzata con rete elettrosaldata a struttura di irrigidimento con profilati a T agli angoli onde

conferire al manufatto il carattere di monolicità, realizzando così una maglia equipotenziale di terra omogenea su tutta la struttura.

Il pavimento è stato calcolato tenendo conto di un carico permanente uniformemente distribuito di 500 kg/mq e un carico mobile di 3.000 kg concentrato.

La vasca di fondazione sulla quale saranno poggiate le cabine, è strutturalmente indipendente, sarà dotata di fori per il passaggio dei cavi tipo a frattura prestabilita verso l'interno, al fine di applicare un sistema passacavo, in kit pre-assemblato.

Le pareti esterne degli edifici tecnici di supporto dell'impianto fotovoltaico saranno rifinite con intonaco tradizionale e saranno rifinite con colori derivanti dalle terre naturali.

L'impianto sarà quindi composto da:

- 2336 strutture coperte e basculanti (trackers monoassiali) da 36 moduli fotovoltaici
- 224 strutture coperte e basculanti (trackers monoassiali) da 18 moduli fotovoltaici
- n° 88128 pannelli fotovoltaici dalla potenza nominale di 590 Wp;
- n° 32 Inverter
- n° 32 Trasformatori Mt/bt di potenza pari a 1600 kVA
- Impianto di illuminazione;
- Impianto di video-sorveglianza.

## 6.1 COMPOSIZIONE DELLA CENTRALE

I 16 sottocampi che compongono la centrale (rif. Tab.1), saranno suddivisi in 4 gruppi funzionali. Ogni gruppo sarà costituito da massimo 4 cabine interconnesse in entra-esce tramite un collegamento in MT alla tensione nominale di 30 KV, per un totale dunque di 4 dorsali di potenza nominale rispettivamente pari a: A) 12.998,88 kWp; B) 12.998,88 kWp; C) 12.998,88 kWp; D) 12.998,88 kWp; (rif. Tab.2).

Ciascuna "cabina inverter" di ogni sottocampo sarà costituita da una sezione di raccolta DC, un inverter per la conversione DC/AC, un quadro AC in bassa tensione, un trasformatore BT/MT e un quadro MT costituito da 2 o tre celle (in particolare: protezione trasformatore, arrivo linea - assente nella cabina terminale - e partenza linea).

Tutte le dorsali confluiranno in una cabina di raccolta MT, collocata in adiacenza alla sottostazione elettrica MT/AT per la connessione alla RTN a 220 KV.

## 6.2 COMPOSIZIONE DEL SOTTOCAMPO TIPO

Ogni sottocampo (n.16) sarà costituito dai seguenti componenti:

- moduli fotovoltaici;
- quadri elettrici in DC;
- convertitore statico centralizzato DC/AC;
- quadri elettrici in bassa tensione sez. AC;
- trasformatore BT/MT;
- quadri elettrici in media tensione.

### 6.2.1 Tipologie sottocampi fotovoltaici

Di seguito si riporta il dettaglio delle caratteristiche costruttive dei sottocampi costituenti la centrale fotovoltaica:

Sottocampo/Cabina	N. moduli	Pinst (MWp)
1	5.508	3,24972
2	5.508	3,24972

3	5.508	3,24972
4	5.508	3,24972
5	5.508	3,24972
6	5.508	3,24972
7	5.508	3,24972
8	5.508	3,24972
9	5.508	3,24972
10	5.508	3,24972
11	5.508	3,24972
12	5.508	3,24972
13	5.508	3,24972
14	5.508	3,24972
15	5.508	3,24972
16	5.508	3,24972
	<b>88.128</b>	<b>51,99552</b>

Tab.1 - Dettaglio caratteristiche costitutive dei sottocampi in condizioni STC.

<b>Dorsale</b>	<b>Cabina</b>	<b>MWp/Cabina</b>	<b>MWp/Dorsale</b>
A	A1	3,24972	12,99888
	A2	3,24972	
	A3	3,24972	
	A4	3,24972	
B	B1	3,24972	12,99888
	B2	3,24972	
	B3	3,24972	
	B4	3,24972	
C	C1	3,24972	12,99888
	C2	3,24972	
	C3	3,24972	

	C4	3,24972	
D	D1	3,24972	12,99888
	D2	3,24972	
	D3	3,24972	
	D4	3,24972	
			<b>51,99552</b>

Tab.2 - Associazione dorsale-sottocampi/cabine.

## **6.3 COMPONENTI IN ALTA TENSIONE**

### **6.3.1 Trasformatore**

Il trasformatore trifase in olio per trasmissione in alta tensione, con tensione primaria 150 kV e secondaria 15 kV, è costruito secondo le norme CEI 14-4, con nuclei magnetici a lamierini al Fe e Si a cristalli orientati a bassa cifra di perdita ed elevata permeabilità. I nuclei sono realizzati a sezione gradinata con giunti a 45° e montati a strati sfalsati (esecuzione step lap) per assicurare una riduzione delle perdite a vuoto ed un migliore controllo del livello di rumore.

Gli avvolgimenti vengono tutti realizzati con conduttori in rame elettrolitico E Cu 99.9%, ricotto o ad incrudimento controllato, con isolamento in carta di pura cellulosa. Allo scopo di mantenere costante la tensione dell'avvolgimento secondario al variare della tensione primaria il trasformatore è corredato di un commutatore di prese sull'avvolgimento collegato alla rete elettrica soggetto a variazioni di tensione.

Lo smaltimento dell'energia termica prodotta nel trasformatore per effetto delle perdite nel circuito magnetico e negli avvolgimenti elettrici sarà del tipo ONAN/ONAF (circolazione naturale dell'olio e dell'aria/ circolazione naturale dell'olio e forzata dell'aria).

Le casse d'olio sono in acciaio elettrosaldato con conservatore e radiatori. Isolatori passanti in porcellana. Riempimento con olio minerale esente da PCB o, a richiesta, con fluido isolante siliconico ininfiammabile. Il trasformatore è dotato di valvola di svuotamento dell'olio a fondo cassa, valvola di scarico delle sovrapressioni sul conservatore d'olio, livello olio, pozzetto termometrico, morsetti per la messa a terra della cassa, golfari di sollevamento, rulli di scorrimento orientabili.

Il peso complessivo del trasformatore è stimabile attorno alle 40 t.

#### Caratteristiche principali del Trasformatore trifase in olio minerale

- Tensione massima 170 kV.
- Frequenza 50 Hz.
- Rapporto di trasformazione 150/15 kV.
- Livello d'isolamento nominale all'impulso atmosferico 750 kV.
- Livello d'isolamento a frequenza industriale 325 kV.
- Tensione di corto circuito 13,5 %.
- Collegamento avvolgimento Primario Stella.
- Collegamento avvolgimento Secondario Triangolo.
- Potenza in servizio continuo (ONAN) 20 MVA.
- Peso del trasformatore completo 40 t.

6.3.2 Interruttore a tensione nominale 150 kV

GRANDEZZE NOMINALI		
Tipologia	Tipo 1	Tipo 2
Salinità di tenuta a 98 kV (Kg/m <sup>3</sup> ) valori minimi consigliati	da 14 a 56 (*)	
Poli (n°)	3	
Tensione massima (kV)	170	
Corrente nominale (A)	1250	2000
Frequenza nominale (Hz)	50	
Tensione nominale di tenuta ad impulso atmosferico verso massa (kV)	750	
Tensione nominale di tenuta a frequenza industriale verso massa (kV)	325	
Corrente nominale di corto circuito (kA)	20	31.5
Potere di stabilimento nominale in corto circuito (kA)	50	80
Durata nominale di corto circuito (s)	1	
Sequenza nominale di operazioni	O-0,3"-CO-1'-CO	
Potere di interruzione nominale in discordanza di fase (kA)	5	8
Potere di interruzione nominale su linee a vuoto (A)	63	
Potere di interruzione nominale su cavi a vuoto (A)	160	
Potere di interruzione nominale su batteria di condensatori (A)	600	
Potere di interruzione nominale di correnti magnetizzanti (A)	15	
Durata massima di interruzione (ms)	60	
Durata massima di stabilimento/interruzione (ms)	80	
Durata massima di chiusura (ms)	150	
Massima non contemporaneità tra i poli in chiusura (ms)	5,0	
Massima non contemporaneità tra i poli in apertura (ms)	3,3	

(\*)Valori superiori, per condizioni particolari, potranno essere adottati.

6.3.3 Sezionatori orizzontali a tensione nominale 150 kV con lame di messa a terra

GRANDEZZE NOMINALI	
Poli (n°)	3
Tensione massima (kV)	145-170
Corrente nominale (A)	2000
Frequenza nominale (Hz)	50
<b>Corrente nominale di breve durata:</b>	
- valore efficace (kA)	20-31.5
- valore di cresta (kA)	50-80
<b>Durata ammissibile della corrente di breve durata (s)</b>	1
<b>Tensione di prova ad impulso atmosferico:</b>	
- verso massa (kV)	650
- sul sezionamento (kV)	750
<b>Tensione di prova a frequenza di esercizio:</b>	
- verso massa (kV)	275
- sul sezionamento (kV)	315
<b>Sforzi meccanici nominali sui morsetti:</b>	
- orizzontale longitudinale (N)	800
- orizzontale trasversale (N)	270
<b>Tempo di apertura/chiusura (s)</b>	≤15
<b>Prescrizioni aggiuntive per il sezionatore di terra</b>	
- Classe di appartenenza	A o B, secondo CEI EN 61129
- Tensioni e correnti induttive nominali elettromagnetiche ed elettrostatiche (kV,A)	Secondo classe A o B, Tab.1 CEI EN 61129

6.3.4 Sezionatori verticali a tensione nominale 150 kV

GRANDEZZE NOMINALI	
Poli (n°)	3
Tensione massima (kV)	145-170
Corrente nominale (A)	2000
Frequenza nominale (Hz)	50
<b>Corrente nominale di breve durata:</b>	
- valore efficace (kA)	20-31.5
- valore di cresta (kA)	50-80
<b>Corrente nominale commutazione di sbarra (A)</b>	1600
<b>Durata ammissibile della corrente di breve durata (s)</b>	1
<b>Tensione di prova ad impulso atmosferico:</b>	
- verso massa (kV)	650
- sul sezionamento (kV)	750
<b>Tensione di prova a frequenza di esercizio:</b>	
- verso massa (kV)	275
- sul sezionamento (kV)	315
<b>Sforzi meccanici nominali sui morsetti:</b>	
- orizzontale longitudinale (N)	1250
- orizzontale trasversale (N)	400
<b>Tempo di apertura/chiusura (s)</b>	≤15

6.3.5 Sezionatore di terra sbarre a tensione nominale di 150 kV

GRANDEZZE NOMINALI	
Poli (n°)	3
Tensione massima (kV)	145-170
Frequenza nominale (Hz)	50
<b>Corrente nominale di breve durata:</b>	
- valore efficace (kA)	20-31.5
- valore di cresta (kA)	50-80
<b>Durata ammissibile della corrente di breve durata (s)</b>	1
<b>Tensione di prova ad impulso atmosferico:</b>	
- verso massa (kV)	650
<b>Tensione di prova a frequenza di esercizio:</b>	
- verso massa (kV)	275
<b>Sforzi meccanici nominali sui morsetti:</b>	
- orizzontale trasversale (N)	600
<b>Tempo di apertura/chiusura (s)</b>	≤15

### 6.3.6 Trasformatore di corrente a tensione nominale di 150 kV

GRANDEZZE NOMINALI		
Tensione massima	(kV)	170
Frequenza	(Hz)	50
Rapporto di trasformazione(**)	(A/A)	400/5 800/5 1600/5
Numero di nuclei(**)	(n°)	3
Corrente massima permanente	(p.u.)	1,2
Corrente termica di corto circuito	(kA)	31,5
Impedenza secondaria II e III nucleo a 75°C	(Ω)	≤0,4
Reattanza secondaria alla frequenza industriale	(Ω)	Trascurabile
<b>Prestazioni(**) e classi di precisione:</b>		
- I nucleo	(VA)	30/0,2 50/0,5
- II e III nucleo	(VA)	30/5P30
Fattore sicurezza nucleo misure		≤10
Tensione di tenuta a f.i. per 1 minuto	(kV)	325
Tensione di tenuta a impulso atmosferico	(kV)	750
Salinità di tenuta alla tensione di 98 kV	(kg/m <sup>3</sup> )	da 14 a 56(*)
<b>Sforzi meccanici nominali sui morsetti</b>		
Secondo la Tab.8, Classe II della Norma CEI EN 60044-1.		

(\*)Valori superiori, per condizioni particolari, potranno essere adottati.

(\*\*) I valori relativi ai rapporti di trasformazione, alle prestazioni ed al numero dei nuclei devono intendersi come raccomandati; altri valori potranno essere adottati in funzione delle esigenze dell'impianto.

### 6.3.7 Trasformatore di tensione capacitivo a tensione nominale di 150 kV

GRANDEZZE NOMINALI	
Tensione massima di riferimento per l'isolamento (kV)	170
Rapporto di trasformazione	$\frac{150.000/\sqrt{3}}{100/\sqrt{3}}$
Frequenza nominale (Hz)	50
Capacità nominale (pF)	4000
Prestazioni nominali (VA/classe)	40/0,2-75/0,5-100/3P(**)
Fattore di tensione nominale con tempo di funzionamento di 30 s	1,5
Tensione di tenuta a f.i. per 1 minuto (kV)	325
Tensione di tenuta a impulso atmosferico (kV)	750
Salinità di tenuta alla tensione di 98 kV (kg/m <sup>3</sup> )	Da 14 a 56(*)
Scarti della capacità equivalente serie in AF dal valore nominale a frequenza di rete	-20% + 50%
Resistenza equivalente in AF (Ω)	≤ 40
Capacità e conduttanza parassite del terminale di bassa tensione a frequenza compresa tra 40 e 500 kHz, compresa l'unità elettromagnetica di misura:	
- C <sub>pa</sub> (pF)	≤(300+0,05 C <sub>n</sub> )
- G <sub>pa</sub> (μS)	≤50
<b>Sforzi meccanici nominali sui morsetti:</b>	
- orizzontale, applicato a 600 mm sopra la flangia B (N)	2000
- verticale, applicato sopra alla flangia B (N)	5000

(\*)Valori superiori, per condizioni particolari, potranno essere adottati

(\*\*) I valori relativi alle prestazioni e al numero dei nuclei devono essere intesi come raccomandati altri valori potranno essere adottati in funzione delle esigenze dell'impianto.

6.3.8 Trasformatore di tensione induttivo a tensione nominale di 150 kV

GRANDEZZE NOMINALI	
Tensione massima di riferimento per l'isolamento (kV)	170
Tensione nominale primaria (V)	150.000/√3
Tensione nominale secondaria (V)	100/√3
Frequenza nominale (Hz)	50
Prestazione nominale (VA)(**)	50
Classe di precisione	0,2-0,5-3P
Fattore di tensione nominale con tempo di funzionamento di 30 s	1,5
Tensione di tenuta a f.i. per 1 minuto (kV)	325
Tensione di tenuta a impulso atmosferico (kV)	750
Salinità di tenuta alla tensione di 98 kV (kg/m <sup>3</sup> )	Da 14 a 56(*)
<b>Sforzi meccanici nominali sui morsetti:</b>	
- orizzontale (N)	Tab. 9 Norma CEI EN 60044- 2
- verticale (N)	

(\*)Valori superiori, per condizioni particolari, potranno essere adottati

(\*\*) I valori relativi alle prestazioni e al numero dei nuclei devono essere intesi come raccomandati; altri valori potranno essere adottati in funzione delle esigenze dell'impianto.

6.3.9 Scaricatori per tensione nominale a 150 kV

GRANDEZZE NOMINALI	
Tensione di servizio continuo (kV)	110
Frequenza (Hz)	50
Salinità di tenuta alla tensione di 98 kV (kg/m <sup>3</sup> )	Da 14 a 56(*)
Massima tensione temporanea per 1s (kV)	158
Tensione residua con impulsi atmosferici di corrente (alla corrente nominale 8/20 μs) (kV)	396
Tensione residua con impulsi di corrente a fronte ripido (10 kA - fronte 1 μs) (kV)	455
Tensione residua con impulsi di corrente di manovra (500 A, 30/60 μs) (kV)	318
Corrente nominale di scarica (kA)	10
Valore di cresta degli impulsi di forte corrente (kA)	100
Classe relativa alla prova di tenuta ad impulsi di lunga durata	2
Valore efficace della corrente elevata per la prova del dispositivo di sicurezza contro le esplosioni (kA)	31,5

(\*)Valori superiori, per condizioni particolari, potranno essere adottati

#### 6.4 RUMORE

Nella Stazione d'utenza la sola apparecchiatura che rappresenta una sorgente di rumore permanente è il trasformatore AT/MT, per il quali si può considerare un livello di pressione sonora  $L_p(A)$  a vuoto alla tensione nominale non superiore a 72 dB(A) a 0.3 metri in funzionamento ONAN e 78 dB(A) a 2 metri in funzionamento ONAF: esso però non viene percepito all'esterno del perimetro di recinzione.

Inoltre, gli interruttori, durante le manovre (di brevissima durata e pochissimo frequenti), possono provocare un rumore trasmissibile all'esterno. In ogni caso il rumore sarà contenuto nei limiti previsti dal DPCM 01-03-1991 e la legge quadro sull'inquinamento acustico del 26 ottobre 1995 n. 447.

#### 6.5 IMPIANTO DI ILLUMINAZIONE

L'impianto di illuminazione è previsto su tutto il perimetro dell'impianto e sarà realizzato con pali tra loro distanti circa 20 m e di altezza di 6m, adatto ad illuminare il perimetro dell'area. Essi saranno dotati di lampade del tipo cut-off e di elevata efficienza (a led, della potenza massima di 100W).

È stato previsto una alimentazione continua per i punti di accesso e le aree a maggiore frequentazione, come le strade esterne. Mentre per la restante parte si doteranno di sensori di movimento in grado di accendere, in vicinanza di una sagoma avente caratteristiche simile a quelle umane. Scopo di tale scelta è quella di rendere minimo l'impatto ambientale e l'inquinamento luminoso, oltre al salvaguardare la fauna selvatica presente in zona.

Il 50% delle lampade sarà alimentato da una linea a 220Vac, che potrà essere servita da gruppo di continuità e relative batterie di accumulo, in modo da ridurre i consumi energetici e sfruttare la generazione di energia da fonte rinnovabile. Il sistema previsto sarà costituito da un impianto fotovoltaico con accumulo, la cui generazione sarà realizzata sui tetti delle rispettive cabine di trasformazione, in modo che si ottimizza l'occupazione di suolo, si riduce il consumo di energia fossile e si impiega, per autoconsumo, l'energia rinnovabile solare mediante impiego di batterie di accumulo. Tale sistema permetterà l'utilizzo di energia pulita per l'alimentazione sia delle telecamere di videosorveglianza che per l'illuminazione notturna dell'impianto.

Di seguito si riportano le due tipologie scelte per i pali di illuminazione e videosorveglianza.

Tali tipologie saranno realizzati in palo zincato, verniciato, in grado di portare il corpo illuminante e le telecamere secondo una valutazione tale da disporre ogni 20 metri, intervallati, un palo di illuminazione ed uno di illuminazione con due telecamere, in grado di rilevare movimenti ed attivarsi.

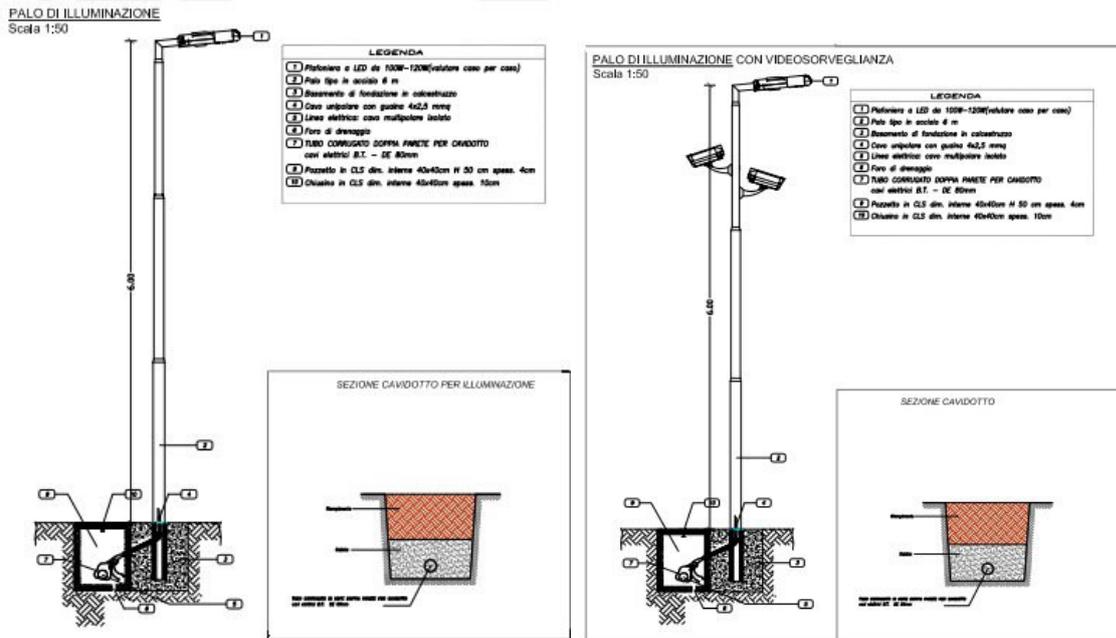


Figura 6: Palo di illuminazione e palo di illuminazione con due telecamere.

## 6.6 SISTEMA DI VIDEOSORVEGLIANZA

L’impianto di videosorveglianza sarà realizzato utilizzando le strutture dell’impianto di illuminazione. Si avrà l’installazione di telecamere sui pali di illuminazione serviti dal gruppo di continuità, lungo tutto il perimetro, posizionate ad una altezza minima di 5 m di altezza, lungo il perimetro dell’impianto, con sistema di monitoraggio da una centrale in luogo remoto.

Le telecamere di videosorveglianza saranno di tipo professionale con led infrarossi (con visione perfetta anche in assenza di luce) con 480 linee tv. Dotata di filtro IR meccanico automatico che permette di avere colori fedeli durante il giorno e la visione IR in notturna e in maniera completamente automatica.

Le telecamere saranno disposte sui vari pali a 180 ° in modo da garantire un’ampia visualizzazione su tutto il perimetro dell’impianto.

Grazie alla tecnologia ad infrarossi, potranno rilevare e registrare anche in assenza di illuminazione notturna. Infatti nelle zone meno importati l’illuminazione sarà accesa solo in presenza di sagome in movimento o in caso di attivazione manuale dell’accensione.

La telecamera dovrà avere una buona visualizzazione su una distanza di almeno 30m con un angolo di visualizzazione di 150°, tale da coprire adeguatamente il perimetro dell’area di impianto controllato.

Le telecamere dovranno registrare i movimenti, inviando un segnale di allarme e una registrazione dovranno controllare l’intero perimetro della recinzione, con particolare attenzione ai punti critici, realizzati in prossimità delle cabine elettriche e nelle zone di attraversamento. Le telecamere saranno collegate ad un sistema di registrazione, VDR, posizionato in cabina di consegna e controllabile, tramite rete, anche da remoto.

Le telecamere saranno dotate di sensore di movimento ed a infrarosse. Solo per quelle poste in prossimità di cabine ed accessi, si potranno installare telecamere PTZ motorizzate (Pan – movimento orizzontale, Tilt – movimento verticale e Zoom). L’impianto di videosorveglianza dovrà essere realizzato mediante l’impiego di telecamere dotate di rilevamento di movimento.

La tecnologia AHD è la più recente evoluzione che riguarda il mondo della sorveglianza.

La caratteristica principale rispetto alle obsolete CCTV analogiche è la presenza di sensori CMOS Megapixel che consentono riprese nitide prive di disturbi con un’elevata capacità di elaborazione d’immagine sia di giorno che di notte. Ad esempio la nuova tecnologia Vultech AHD permette di raggiungere risoluzioni in Live

di HD960p -1.3MPX (1280X960) prima ottenibili solo con tecnologia IP. Caratteristica fondamentale di questa telecamera AHD Vultech è la funzione DUAL-MODE. Tramite il telecomando OSD sarà possibile cambiare in qualsiasi momento la tecnologia della telecamera, scegliendo AHD (Digitale) o Analogia tradizionale.



Figura 7: Telecamera night and day.

## 7. VALUTAZIONE DELLA DISPONIBILITÀ DELLA RADIAZIONE SOLARE

### 7.1 GENERALITA'

La disponibilità della fonte solare, per il sito di installazione, è verificata utilizzando i dati di irraggiamento resi disponibili, per il comune di installazione, Fonte dei dati: PVGIS

Per la località sede dell'intervento, ovvero il Comune di Senorbì (SU), considerando i suddetti valori di altitudine, latitudine e longitudine, si ricavano i valori giornalieri medi mensili della irradiazione solare sul piano orizzontale delle superfici, stimati sono pari a:

Mese	Radiazione Diretta [kWh/m2]	Radiazione Diffusa [kWh/m2]	Radiazione Riflessa [kWh/m2]	Totale giornaliero [kWh/m2]	Totale mensile [kWh/m2]
Gennaio	1,223	0,933	0	2,157	66,853
Febbraio	1,585	1,214	0	2,798	78,358
Marzo	1,999	1,878	0	3,877	120,194
Aprile	3,866	1,919	0	5,786	173,569
Maggio	4,832	1,978	0	6,81	211,105
Giugno	6,076	1,811	0	7,888	236,625
Luglio	6,717	1,475	0	8,192	253,945
Agosto	6,011	1,239	0	7,25	224,76
Settembre	3,56	1,469	0	5,029	150,879
Ottobre	2,776	1,147	0	3,923	121,627
Novembre	1,66	0,903	0	2,563	76,891
Dicembre	1,365	0,775	0	2,139	66,324

Tab. 3 - Irradiazione media mensile sul piano orizzontale [kWh/m<sup>2</sup>] Fonte dei dati: PVGIS.

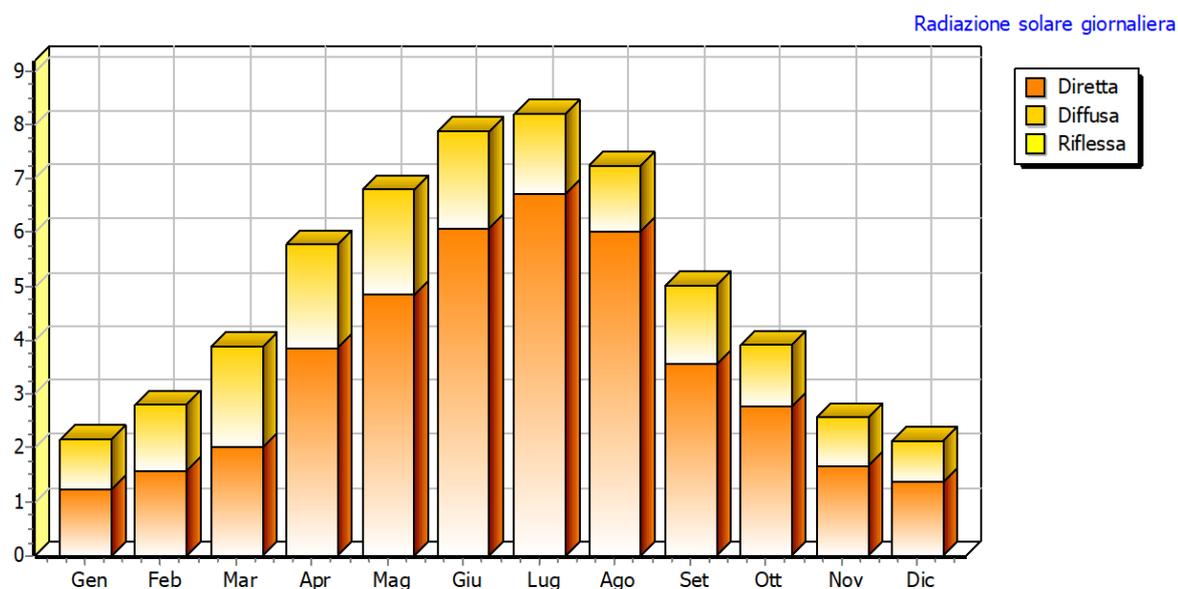


Figura 8: Irradiazione giornaliera media mensile sul piano orizzontale [kWh/m<sup>2</sup>] Fonte dei dati: PVGIS.

L'irradiazione solare annua sul piano dei moduli fotovoltaici risulta pari a: 1875 kWh/m<sup>2</sup>

Per il calcolo del rendimento energetico della centrale è stato utilizzato il database di radiazione solare PVGIS-CMSAF utilizzando come dati di ingresso:

- Località: Sisini nel Comune di Senorbì (SU).
- Latitudine: 39°5342 N - Longitudine: 9°1311 E - Altitudine: +199 m slm

## 7.2 DIMENSIONAMENTO DELL'IMPIANTO

La valutazione della risorsa solare disponibile è stata effettuata in base alla banca dati PVGIS, prendendo come riferimento la località che dispone dei dati storici di radiazione solare nelle immediate vicinanze di Senorbì, risulta essere pari a 1875 kWh/m<sup>2</sup>.

La potenza alle condizioni STC (irraggiamento dei moduli di 1.000 W/m<sup>2</sup> a 25°C di temperatura) risulta essere:

$$P_{STC} = P_{MODULO} \times N^{\circ} MODULI = 590 \times 88.128 = 51.995.520 \text{ Wp}$$

Considerando un'efficienza del B.O.S. (Balance of system) dell'74,97%, che tiene conto delle perdite dovute a diversi fattori quali: maggiori temperature, superfici dei moduli polverose, differenze di rendimento tra i moduli, perdite dovute al sistema di conversione la potenza sul lato c.a. sarà uguale a:

$$P_{CA} = P_{STC} \times 85\% = 44.196.192 \text{ Wp}$$

L'energia producibile su base annua dal sistema fotovoltaico è data da:

$$E \text{ [kWh/anno]} = (I \times A \times K_{OMBRE} \times R_{MODULI} \times R_{BOS})$$

in cui:

- ✓ I = irraggiamento medio annuo = 1875 kWh/m<sup>2</sup>
- ✓ A = superficie totale dei moduli = 247.026 m<sup>2</sup>;
- ✓ K<sub>OMBRE</sub> = Fattore di riduzione delle ombre = 0,97;
- ✓ R<sub>MODULI</sub> = rendimento di conversione dei moduli = 20,80%;
- ✓ R<sub>BOS</sub> = rendimento del B.O.S. = 74,97%.

Pertanto, applicando la formula abbiamo:

$$E = (1875 \times 247.026 \times 0,97 \times 20,80\% \times 74,97\%) = 70.059.417 \text{ kWh.}$$

Il valore di 70.059.417 kWh/anno è l'energia che il sistema fotovoltaico produrrà in un anno.

## 7.3 EMISSIONI

L'impianto riduce le emissioni inquinanti in atmosfera secondo la seguente tabella annuale:

<b>Equivalenti di produzione termoelettrica</b>	
Anidride solforosa (SO <sub>2</sub> ):	27 131,49 kg
Ossidi di azoto (NO <sub>x</sub> ):	28 724,36 kg
Polveri:	1 401,19 kg
Anidride carbonica (CO <sub>2</sub> ):	37 131,49 t

<b>Equivalenti di produzione geotermica</b>	
Idrogeno solforato (H <sub>2</sub> S) (fluido geotermico):	1 940,80 kg
Anidride carbonica (CO <sub>2</sub> ):	436,25 t
Tonnellate equivalenti di petrolio (TEP):	13 507,09 TEP

## 7.4 STRUTTURE DI SOSTEGNO DEI MODULI

Le strutture metalliche sulle quali andranno posati i moduli sono realizzate in alluminio e acciaio zincato, fissate terra senza utilizzo di calcestruzzo.

I micropali "radice" di sostegno saranno infissi nel terreno con una profondità massima d'incasso di 2,0 m, senza l'utilizzo di materiali quali il calcestruzzo e senza, pertanto, causare danneggiamenti al suolo di sedime. La posa del palo radice nel terreno avviene con battipalo dotato di apposite barre stabilizzatrici e guide

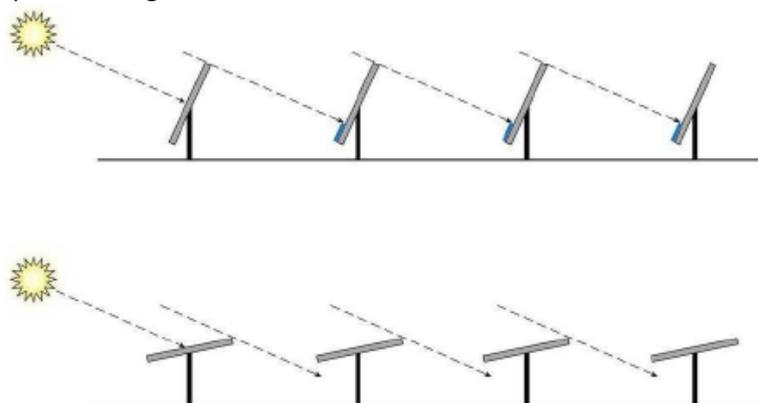
laterali. Allo stesso palo vengono poi fissate le strutture di sostegno metalliche dei pannelli, montate secondo un principio "telescopico" permettendo il cd. inseguimento solare, ovvero il movimento dei pannelli da Est a Ovest nel corso della giornata (non occorre pertanto alterare sostanzialmente l'area di sedime).

Tale sistema di fissaggio garantisce la stabilità nel tempo della posizione e dell'orientamento dei singoli moduli, costantemente ortogonali ai raggi solari, tenendo conto delle caratteristiche del terreno stesso e delle sollecitazioni dovute alle condizioni atmosferiche.

Il suddetto sistema consente altresì, al termine della vita utile dell'impianto e in fase di dismissione dello stesso, una rinaturalizzazione del terreno semplice ed economica.

La soluzione tecnologica proposta prevede l'utilizzo di un sistema a inseguitore solare (tracker) monoassiale, con allineamento dei moduli in direzione nord-sud e rotazione est-ovest fino a  $\pm 55^\circ$  rispetto al piano orizzontale (piano di campagna). I singoli tracker, saranno di due tipi: i primi realizzati assemblando multipli di 18 pannelli per avere configurazioni variabili a seconda delle necessità (36,18 etc) sono distanziati di circa 9 metri tra gli assi al fine di evitare ombreggiamenti, i secondi saranno assemblati con multipli di 36 pannelli. Ci si riserva di apportare modifiche alla tipologia in fase di progettazione esecutiva nel caso dovessero subentrare esigenze differenti di natura economica e tecnica.

Il sistema di backtracking dei trackers verifica e garantisce che una serie di pannelli non oscuri altri pannelli adiacenti, soprattutto quando l'angolo di elevazione del Sole è basso, all'inizio o alla fine del giorno.



Il sistema è inoltre universale e permette l'installazione di qualsiasi marca e modello di modulo.

L'altezza di posa dei telai proposti permette inoltre un ricircolo d'aria al di sotto dei pannelli, scongiurando fenomeni di autocombustione derivanti dalle possibili alte temperature di esercizio dei moduli fotovoltaici (fino a  $65^\circ$  circa). È comunque prevista la manutenzione del suolo sottostante mediante rimozione regolare della vegetazione infestante da effettuarsi esclusivamente con decespugliatore e senza l'utilizzo di diserbanti. Le strutture previste sono della marca Haitai Solar modello HTM590W, composte da un inseguitore solare orizzontale, in modo tale che assumano un'inclinazione da  $-55^\circ$  a  $+55^\circ$  attorno all'asse nord-sud, ma non si esclude l'installazione di altro sistema che, al momento della realizzazione dell'impianto, offra migliori caratteristiche tecniche e/o condizioni economiche più vantaggiose.

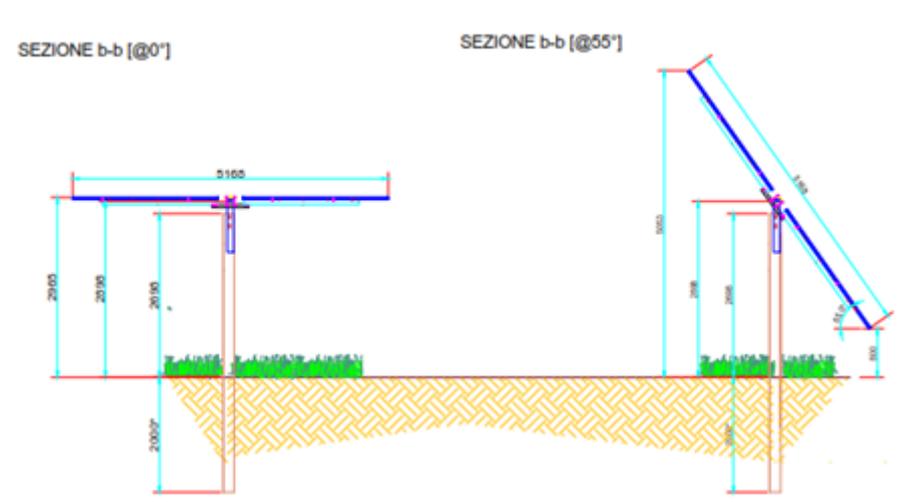


Figura 9. Dimensioni Strutture di Sostegno (Trakers).

Le strutture raggiungono complessivamente un'altezza di circa 4,595 m considerando l'inclinazione massima dei pannelli. La disposizione degli inseguitori è "in linea", al fine di utilizzare interamente l'intera area e di renderla facilmente raggiungibile e manutenibile in ogni suo punto.

Il posizionamento di tutti gli inseguitori (Layout) si evince dalle specifiche tavole grafiche allegate. L'adozione della soluzione a palo infisso senza fondazioni ridurrà drasticamente la necessità di livellamenti localizzati, necessari invece in caso di soluzioni a plinto.

## 8. CRITERI SEGUITI PER IL DIMENSIONAMENTO DELL'IMPIANTO

### 8.1 CRITERIO DI STIMA DELL'ENERGIA PRODOTTA

L'energia generata dipende:

- dal sito di installazione (latitudine, radiazione solare disponibile, temperatura, riflettanza della superficie antistante i moduli);
- dall'esposizione dei moduli: angolo di inclinazione (Tilt) e angolo di orientazione (Azimut); da eventuali ombreggiamenti o insudiciamenti del generatore fotovoltaico;
- dalle caratteristiche dei moduli: potenza nominale, coefficiente di temperatura, perdite per disaccoppiamento o mismatch;
- dalle caratteristiche del BOS (Balance Of System).

Il valore del BOS può essere stimato direttamente oppure come complemento all'unità del totale delle perdite, calcolate mediante la seguente formula:

Totale perdite [%] =  $[1 - (1 - a - b) \times (1 - c - d) \times (1 - e) \times (1 - f)] + g$  per i seguenti valori:

- a) Perdite per riflessione;
- b) Perdite per ombreggiamento;
- c) Perdite per mismatching;
- d) Perdite per effetto della temperatura;
- e) Perdite nei circuiti in continua;
- f) Perdite negli inverter;
- g) Perdite nei circuiti in alternata.

### 8.2 CRITERIO DI VERIFICA ELETTRICA

In corrispondenza dei valori minimi della temperatura di lavoro dei moduli (-10 °C) e dei valori massimi di lavoro degli stessi (70 °C) sono verificate le seguenti condizioni:

#### Tensioni mppt

Tensione nel punto di massima potenza,  $V_m$  a 70 °C maggiore della Tensione MPPT minima. Tensione nel punto di massima potenza,  $V_m$  a -10 °C minore della Tensione MPPT massima.

Nelle quali i valori di MPPT rappresentano i valori minimo e massimo della finestra di tensione utile per la ricerca del punto di funzionamento alla massima potenza.

#### Tensione massima

Tensione di circuito aperto,  $V_{oc}$  a -10 °C inferiore alla tensione massima dell'inverter.

#### Tensione massima modulo

Tensione di circuito aperto,  $V_{oc}$  a -10 °C inferiore alla tensione massima di sistema del modulo.

#### Corrente massima ingresso mppt

Corrente massima (corto circuito) generata,  $I_{sc}$  inferiore alla corrente massima dell'ingresso MPPT.

#### Corrente massima

Corrente massima (corto circuito) generata,  $I_{sc}$  inferiore alla corrente massima dell'inverter.

#### Dimensionamento potenza inverter

La potenza nominale dell'inverter è scelta minore rispetto alla potenza di picco del campo fotovoltaico ad esso collegato. In particolare il margine percentuale di sotto dimensionamento tollerabile è compreso tra il 70% e il 120% e ciò garantisce una migliore utilizzazione della potenza di conversione del dispositivo stesso.

### 8.3 CRITERI DI DIMENSIONAMENTO CAVI E CANALIZZAZIONI

### Cavi

Isolamento dei cavi:

I cavi utilizzati in corrente alternata devono essere adatti a tensione nominale verso terra e tensione nominale ( $U_0/U$ ) non inferiori a 600/1000 V, in modo da essere compatibili con le tensioni caratteristiche dei sistemi in cui sono installati.

Mentre i cavi in corrente continua poiché lavorano a livelli di tensione maggiore e sono sottoposti a condizioni di funzionamento più gravose per gli isolanti devono essere adatti a tensione nominale verso terra e tensione nominale ( $U_0/U$ ) non inferiori a 1/1,5kV.

### **8.4 VERIFICA DELLA PORTATA**

La portata dei cavi  $I_z$  dipende dal tipo di posa, dalla temperatura ambiente in cui lavora il cavo, dalla vicinanza o meno di altri conduttori attivi e dalla disposizione dei cavi (fascio o strato). Per determinare i coefficienti di riduzione delle portate ordinarie dei cavi vengono utilizzate le tabelle CEI UNEL 35024/1 per i cavi posati in aria libera e CEI-UNEL 35026 per i cavi interrati. La portata del cavo viene quindi determinata secondo la seguente relazione:

$$I_z = I_0 \times K_1 \times K_2$$

dove:

$I_0$  = portata ordinaria a 30°C per cavi posati in aria e a 20°C per cavi interrati;

$K_1$  = fattore di correzione per temperature diverse da 30°C per cavi posati in aria e a 20°C per cavi interrati;

$K_2$  = fattore di correzione per tipologia di posa e mutuo riscaldamento dovuto alla presenza di più circuiti.

### **8.5 VERIFICA DELLA CADUTA DI TENSIONE**

Il calcolo è svolto in modo tale che la somma delle cadute di tensione medie (che in valore relativo coincidono con le perdite di potenza) dei vari tratti in cavo compresi fra le stringhe e l'ingresso lato DC dell'inverter non superi il valore di progetto del 1,5%. Le cadute di tensione vengono calcolate considerando la corrente pari alla corrente alla massima potenza delle stringhe, il che rende cautelativo il dimensionamento in quanto, per natura della conversione fotovoltaica associata alla radiazione solare, la condizione di funzionamento alla massima potenza risulta limitata nel tempo e mediamente le correnti di impiego dei cavi sono più basse. La caduta di tensione è definita dalla relazione:

$$\Delta U = 2 \times R \times I \times L$$

dove:

$\Delta U$  = caduta di tensione;

$R$  = resistenza per unità di lunghezza del conduttore in  $\Omega/m$ ;  $I$  = corrente in A;

$L$  = lunghezza della linea in m.

### Colori distintivi dei cavi:

I conduttori impiegati nell'esecuzione degli impianti devono essere contraddistinti dalle colorazioni previste dalle vigenti tabelle di unificazione CEI-UNEL 00722-74 e 00712. In particolare, i conduttori di neutro e protezione devono essere contraddistinti, rispettivamente ed esclusivamente, con il colore blu chiaro e con il bicolore giallo-verde. I conduttori di fase devono essere contraddistinti in modo univoco per tutto l'impianto dai colori: grigio (cenere), marrone, nero;

### Sezioni minime e cadute di tensione ammesse:

Le sezioni dei conduttori sono calcolate in funzione della corrente di impiego e della lunghezza dei circuiti, affinché non vengano superati i valori delle portate di corrente ammesse, per i diversi tipi di conduttori, dalle tabelle di unificazione CEI-UNEL 35024-70 e 35023-70 e la caduta di tensione non superi il valore del 4% della

tensione a vuoto. In realtà nelle applicazioni fotovoltaiche si tende a sovradimensionare le sezioni dei cavi per aumentare i margini di sicurezza e diminuire le perdite per effetto Joule.

## **8.6 CANALIZZAZIONI**

I conduttori devono essere sempre protetti e salvaguardati meccanicamente. Dette protezioni possono essere: tubazioni, canalette porta cavi, passerelle, etc. Negli impianti si devono rispettare le seguenti prescrizioni.

### Tubi protettivi, percorso tubazioni, cassette di derivazione

Il diametro interno dei tubi deve essere pari ad almeno 1,5 volte il diametro del cerchio circoscritto al fascio dei cavi in esso contenuti; il diametro del tubo deve essere sufficientemente grande da permettere di sfilare e reinfilare i cavi in esso contenuti con facilità e senza che ne risultino danneggiati i cavi stessi o i tubi. Comunque, il diametro interno non deve essere inferiore a 16 mm.

Il tracciato dei tubi protettivi deve consentire un andamento rettilineo orizzontale (con minima pendenza per favorire lo scarico di eventuale condensa) o verticale. Le curve devono essere effettuate con raccordi o con piegature che non danneggino il tubo e non pregiudichino la sfilabilità dei cavi.

Le giunzioni dei conduttori devono essere eseguite nelle cassette di derivazione con impiego di opportuni morsetti o morsettiere. Dette cassette devono essere costruite in modo che, nelle condizioni di installazione, non sia possibile introdurre corpi estranei; inoltre, deve risultare agevole la dispersione del calore in esse prodotta. Il coperchio delle cassette deve offrire buone garanzie di fissaggio ed essere apribile solo con attrezzo. Le giunzioni di conduttori interrati vanno eseguite utilizzando idonee muffole opportunamente sigillate attraverso la colata di resina al loro interno.

## **8.7 CRITERI DI VERIFICA DELLA PROTEZIONE CONTRO I CONTATTI INDIRETTI**

Devono essere protette contro i contatti indiretti tutte le parti metalliche accessibili dell'impianto elettrico e degli apparecchi utilizzatori, normalmente non in tensione, ma che, per cedimento dell'isolamento principale o per altre cause accidentali, potrebbero trovarsi sotto tensione (masse).

All'impianto di terra devono essere collegati tutte le masse metalliche accessibili.

## **8.8 COORDINAMENTO TRA CONDUTTORI E DISPOSITIVI DI PROTEZIONE**

I conduttori che costituiscono l'impianto devono essere protetti contro le sovracorrenti causate da sovraccarichi e da corto circuiti.

### Sovraccarico

Secondo la norma CEI 64-8/4, le caratteristiche di funzionamento del dispositivo di protezione delle condutture contro i sovraccarichi (interruttore automatico magnetotermico) devono rispondere alle seguenti due condizioni:

$$I_b \leq I_n \leq I_z$$

$$I_f = 1,45 \cdot I_z$$

Dove:

$I_b$  = corrente di impiego del circuito;

$I_z$  = portata in regime permanente della conduttura;  $I_n$  = corrente nominale del dispositivo di protezione.

$I_f$  = corrente che assicura l'effettivo funzionamento del dispositivo di protezione.

Per la parte in corrente continua del sistema non si prevede la protezione del sistema contro i sovraccarichi in quanto la massima corrente erogabile dal campo fotovoltaico nel punto di massima potenza è approssimabile alla massima corrente che il campo è in grado di erogare in condizioni di cortocircuito.

E quindi l'unica condizione da verificare è:

$$I_b = I_z$$

Riducendo il valore  $I_z$  con opportuni coefficienti correttivi che tengono delle gravose condizioni termiche di funzionamento dei cavi.

#### Corto circuito

Per la parte di circuito in corrente continua, come si è detto, la protezione contro il corto circuito è assicurata dalla caratteristica di generazione tensione corrente dei moduli fotovoltaici, che limita la corrente di corto circuito ad un valore noto e di poco superiore alla corrente massima erogabile nel punto di funzionamento alla massima potenza.

Per le varie sezioni in alternata occorre proteggere le condutture dalle correnti di corto circuito di ritorno dalla rete mediante l'inserimento di interruttori automatici magnetotermici che devono avere potere di interruzione presunta nel punto di installazione.

Bisogna quindi verificare che  $I_{2t} = K^2 \times S^2$  sull'energia passante ricorrendo alla curva caratteristica del dispositivo scelto, le sezioni di cavo adottate e le correnti di corto circuito nel punto di consegna dell'energia.

### **8.9 PROTEZIONE DALLE SCARICHE ATMOSFERICHE**

L'installazione dell'impianto fotovoltaico nell'area, prevedendo mediamente strutture di altezza contenuta e omogenee tra loro, non altera il profilo verticale dell'area medesima. Ciò significa che le probabilità della fulminazione diretta non sono influenzate in modo sensibile. Considerando inoltre che il sito non sarà presidiato, la protezione della fulminazione diretta sarà realizzata soltanto mediante un'adeguata rete di terra che garantirà l'equipotenzialità delle masse.

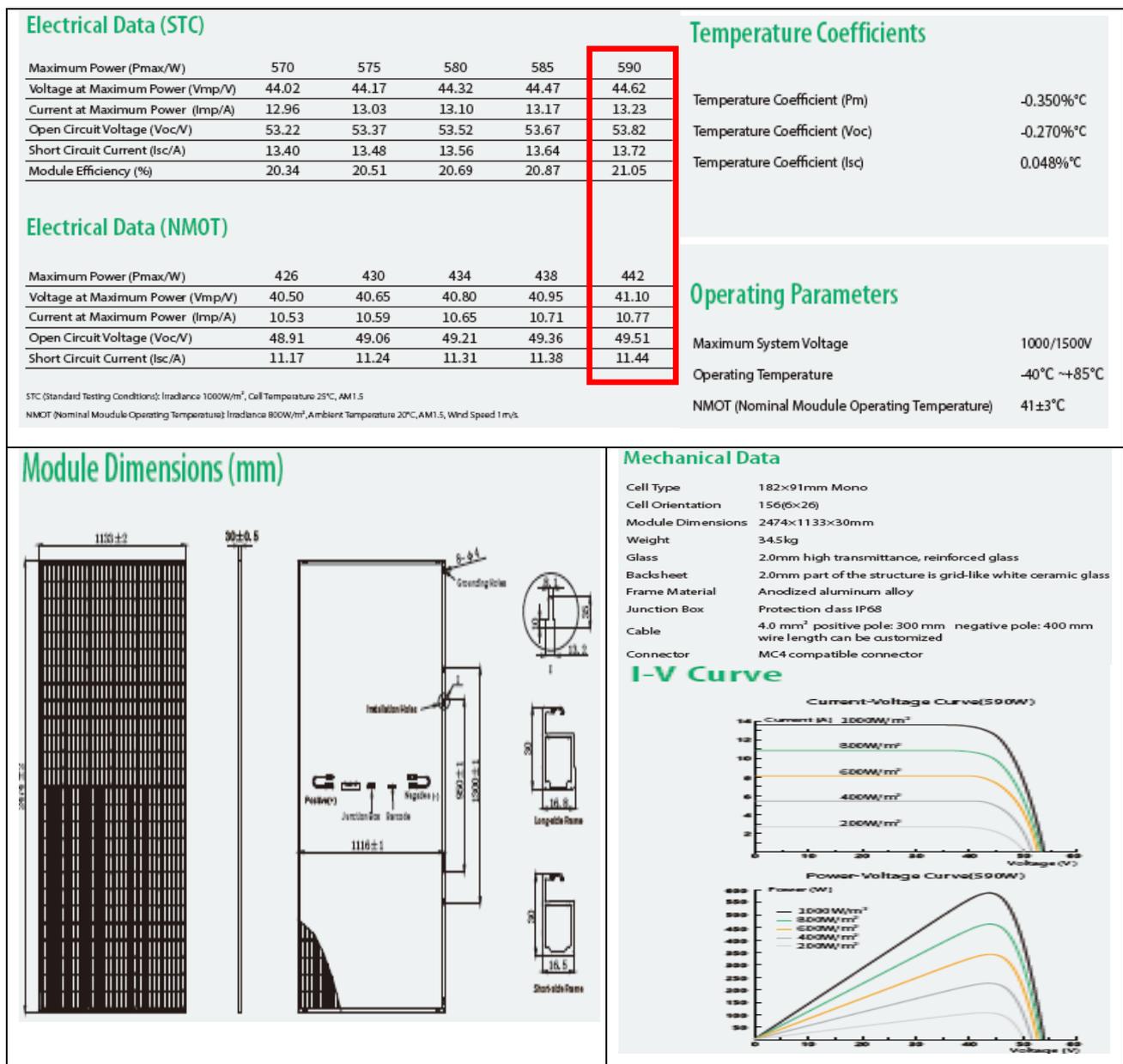
Per quanto riguarda la fulminazione indiretta, bisogna considerare che l'abbattersi di un fulmine in prossimità dell'impianto può generare disturbi di carattere elettromagnetico e tensioni indotte sulle linee dell'impianto, tali da provocare guasti e danneggiarne i componenti. Per questo motivo gli inverter sono dotati di un proprio sistema di protezione da sovratensioni, sia sul lato in corrente continua, sia su quello in corrente alternata.

## 9. DATI TECNICI IMPIANTO FOTOVOLTAICO GENERATORE FOTOVOLTAICO

### 9.1 MODULI FOTOVOLTAICI

Il generatore fotovoltaico risulta essere complessivamente costituito da n° 81.128 moduli fotovoltaici in silicio monocristallino bifacciale, marca Haitai Solar modello HTM590DMH5-78, aventi potenza di picco pari a 590 W. Per ogni inverter, tali moduli sono raggruppati in n. 3.264 stringhe costituite da 27 pannelli fotovoltaici, suddivisi su n. 32 inverter per una potenza di picco complessiva pari a 51.995.520 kW. Le stringhe verranno collegate direttamente all'ingresso dell'inverter attraverso l'utilizzo di cavi solari di tipo PV1-F 0,6/1kV, la sezione utilizzata sarà 10 mm<sup>2</sup>.

Nella tabella seguente sono indicate le caratteristiche dei moduli fotovoltaici:

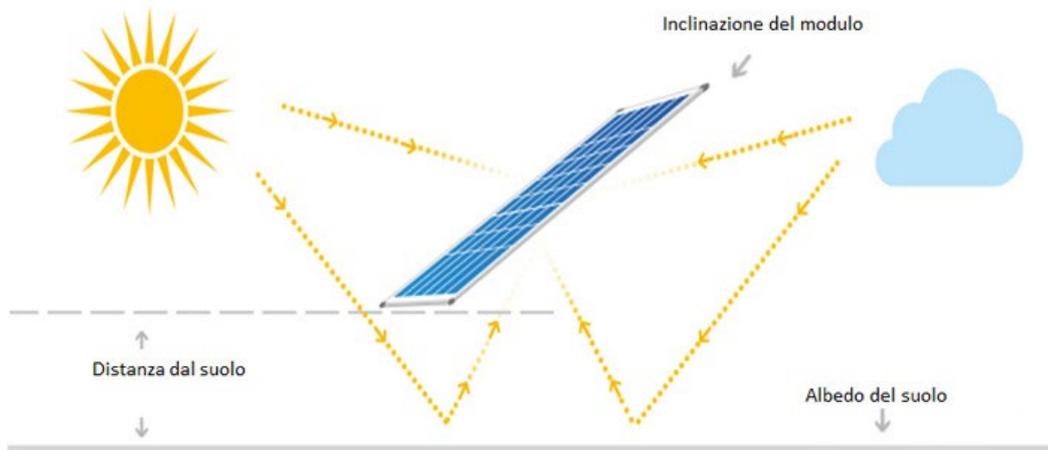


Tab. 4 - Caratteristiche tecniche del modulo fotovoltaico

Il pannello fotovoltaico bifacciale è un particolare tipo di pannello che riesce ad assorbire energia solare da entrambi i lati della cella fotovoltaica, aumentando la produzione di energia rispetto a un modulo fotovoltaico standard. L'incremento della produzione viene riportato nell'intervallo 5-30%, e dipende principalmente da tre fattori:

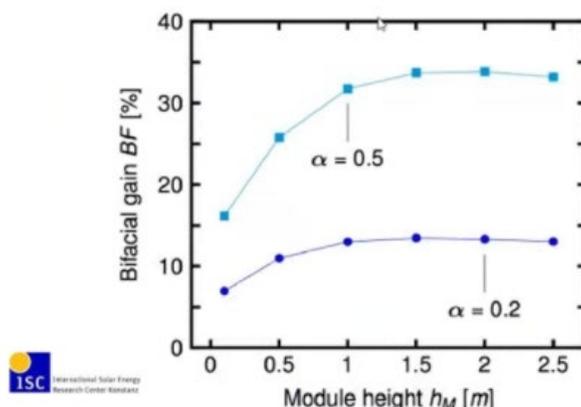
- distanza del pannello dal suolo
- inclinazione del pannello
- albedo del suolo o della superficie sottostante.

### 9.1.1 Distanza dal suolo



La distanza dal suolo influisce sul rendimento del pannello perché una buona captazione della luce riflessa richiede uno spazio libero tra suolo e il retro del pannello. Si ha una crescita lineare con guadagno di produttività forte fino a 50 cm di distanza dal suolo ed un guadagno man mano inferiore all'aumentare della distanza, come indicato dal grafico qui sotto.

Per questo motivo non ha senso installare un modulo bifacciale complanare al tetto della propria casa in quanto non ci sarebbe abbastanza spazio per una buona riflettanza.



### 9.1.2 Albedo

L'albedo è il coefficiente di riflessione di una superficie ed è il fattore principale che influenza il rendimento del pannello bifacciale.

La tabella seguente riporta il possibile aumento di rendimento su vari tipi di superfici.

Surface	Albedo	Expected yield gain
Acqua	5-8%	4-6%
Erba verde	15-25%	7-9%
Cemento/ ghiaia chiara	25-35%	8-10%
Sabbia asciutta	35-45%	10-15%
Ghiaccio – neve vecchia	40-70%	15-22%
Rivestimenti riflettenti sul tetto	50-80%	23-25%
Neve fresca	80-95%	25-30%

## 9.2 INVERTER FOTOVOLTAICI UTILIZZATI

La conversione statica dell'energia prodotta verrà realizzata attraverso l'installazione di n° 32 inverter fotovoltaici. Questi inverter saranno conformi alla normativa tecnica CEI 0-16 ed ai requisiti normativi tecnici e di sicurezza applicabili. I valori delle tensioni e correnti delle stringhe in ingresso all'inverter saranno compatibili con i valori caratteristici dello stesso, per le condizioni di esercizio previste dalla normativa vigente. I valori di tensione e frequenza in uscita saranno compatibili con quelli della rete alla quale sarà connesso l'impianto.

Gli inverter sono dotati di inseguitori del punto di massima potenza (MPPT) ed ogni inseguitore riceve n.1 stringa in ingresso. Ulteriori dettagli in merito al numero di stringhe collegate agli inverter si possono evincere dallo schema unifilare allegato alla presente.

L'inverter sarà dotato di sezionatore DC e protezione contro le fulminazioni indirette sia lato DC che lato AC. Tali protezioni sono Scaricatori di classe II e varistori.

Le uscite in corrente alternata dell'inverter verranno collegate ad un quadro di parallelo AC posizionato all'interno della cabina di trasformazione. Il collegamento elettrico tra ogni inverter ed il quadro di parallelo avverrà attraverso la predisposizione di un cavidotto interrato.

## 9.3 QUADRO DI PARALLELO AC

Il quadro di parallelo, verrà posizionato all'interno del locale inverter e sarà realizzato con struttura componibile in lamiera d'acciaio, del tipo ad armadio per posa a pavimento; le strutture, i pannelli e le porte saranno verniciati con polvere epossidica e l'accesso alle parti interne avviene tramite pannello frontale incernierato. Dagli interruttori le linee verranno messe in parallelo attraverso un sistema di barre ed il parallelo verrà collegato ad un interruttore di manovra sezionatore. Dall'interruttore di manovra sezionatore partirà la linea elettrica di collegamento alle barre BT del trasformatore elevatore posizionato nel vano tecnico ricavato all'interno della cabina di campo. Il grado di protezione del quadro sarà IP44.

## 9.4 TRASFORMATORE

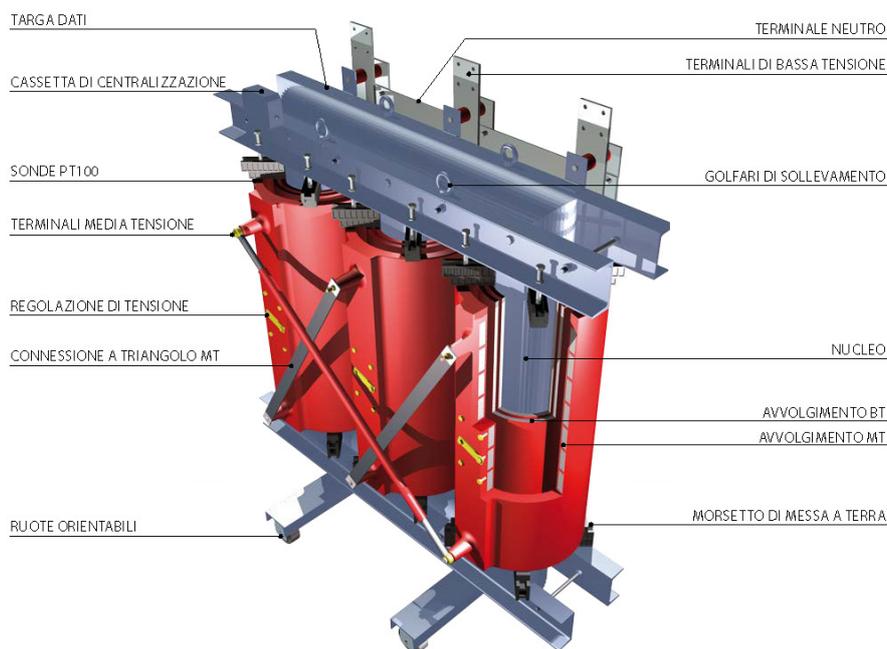
All'interno della cabina di trasformazione, in appositi vani chiusi a chiave, sono contenuti n. 2 trasformatori aventi i seguenti dati caratteristici:

- n.1 un trasformatore trifase MT/bt 15kV/0,8 kV da 1600 kVA del tipo in resina (impianto fotovoltaico);
- n.1 un trasformatore BT 0,8/0,4 kV da 50 kVA del tipo in resina (servizi ausiliari);
- trasformatore in resina trifase;
- avvolgimenti MT inglobati in resina;
- avvolgimenti BT impregnati in resina;
- nucleo magnetico realizzato con lamierini a cristalli orientati a basse perdite, con tecnologia di giunzione step lap;
- livello di scariche parziali < 10 pC;
- classe termica F - Sovratemperatura 100 K;

- temperatura ambiente  $\leq 40^{\circ}\text{C}$ , altitudine  $\leq 1000$  m;
- autoestinguenti con basse emissioni di fumi classificazione F1;
- resistenti agli shock termici classificazione C2;
- resistenti all'umidità e all'inquinamento atmosferico classificazione E2.

Accessori a completamento

- Piastre di connessione terminali BT.
- Morsettiera cambio tensione primaria a 5 posizioni.
- Targa caratteristica.
- Golfari di sollevamento.
- Morsetti di terra.



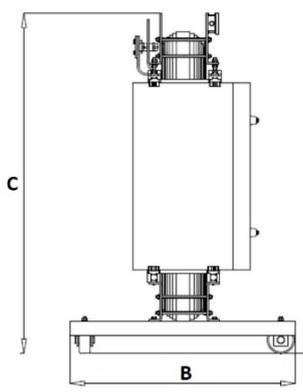
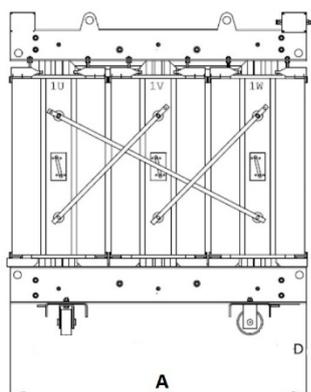
**9.4.1 Caratteristiche trasformatori**

All' interno della cabina di trasformazione verranno installati i seguenti trasformatori MT/BT contenuti in vani chiusi a chiave, aventi i seguenti dati caratteristici:

TRASFORMATORE IMPIANTO FOTOVOLTAICO	
Potenza nominale	1600 kVA
Tensione primario	15 kV
Tensione secondario	0,8 kV
Tensione di corto circuito (Vcc%):	6%
Tipologia di isolamento	In resina
Classe di isolamento:	F
Gruppo orario	Dyn11

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

\* Dati riferiti a 120°C a tensione nominale / Data referred to 120°C at rated voltage.



**Isolamento:** Resina Epossidica  
**Frequenza:** 50Hz  
**Gruppo:** Dyn11  
**Classi:** C2 - E2 - F1  
**Norme:** IEC 60076-11  
 EN 50541-1; (UE) N. 548/2014  
**Temperature:** Allarme 120°C  
 Sgancio 140°C  
 Ferro 170°C (quando presente)

## 9.5 QUADRO MT

All'interno della cabina di trasformazione saranno installati anche i quadri MT.

Tali quadri saranno realizzati in lamiera di acciaio zincata e verniciata con polvere epossidica, avranno tensione nominale di esercizio 15 kV e saranno dotati di dispositivi di blocco meccanico che precludono ogni possibilità di errata manovra.

In particolare verranno installati:

- Uno scomparto MT con interruttore isolato in SF6, dotato di sezionatore di linea e sezionatore di terra così come previsto dalla norma CEI 0-16, asservito al sistema di protezione di interfaccia (SPI) e al sistema di protezione generale (SPG);
- Uno scomparto MT Misure dotato di sezionatore di linea, sezionatore di terra e fusibili di protezione da 2 A. All'interno di tale scomparto saranno installati i trasformatori Voltmetrici (TV) di segnale per le protezioni MT;

- un quadro Mt di arrivo linea dotato di sezionatore di linea e sezionatore di terra, all'interno del quale verrà effettuato il collegamento elettrico della linea in media tensione proveniente dalla cabina di consegna del Distributore.

I sistemi di protezione installati a bordo dei quadri Mt saranno conformi alle specifiche della norma CEI 0-16 e saranno:

Sistema di protezione di interfaccia SPI:

- dotato di soglie di protezione di massima tensione, di minima tensione, di massima frequenza permissiva e restrittiva, di minima frequenza permissiva e restrittiva, di massima tensione inversa con sblocco voltmetrico, di minima tensione diretta con sblocco voltmetrico, massima tensione residua con sblocco voltmetrico e soglia limite di massima tensione residua. Inoltre tale protezione sarà predisposta per il comando da remoto di teledistacco.

Sistema di protezione Generale SPG:

- dotato di soglie di protezione di massima corrente e di massima corrente omopolare regolate secondo quanto prescritto dal Distributore per il punto di consegna.

## 10. VERIFICA ELETTRICA DI COMPATIBILITA' INVERTER - MODULI FV

Confrontando le grandezze elettriche relative alle stringhe con le caratteristiche tecniche dell'inverter avremo:

### Verifiche elettriche MPPT 1-2-3-4-5-6-7

TENSIONI MPPT	
La tensione MPP minima di stringa non deve essere inferiore alla minima tensione del MPPT dell'inverter:	
Vn a 70,00 °C (950,87 V) maggiore di Vmpp min. (850,0 V)	<b>VERIFICATA</b>
La tensione MPP massima di stringa non deve essere superiore alla massima tensione del MPPT dell'inverter:	
Vn a -10,00 °C (1223,10 V) inferiore a Vmpp max. (1500,0 V)	<b>VERIFICATA</b>

TENSIONE MASSIMA	
La massima tensione di stringa non deve superare la massima tensione tollerata dall'inverter	
Vo a -10,00 °C (1427,90 V) inferiore alla tensione max. dell'inverter (1500,0 V)	<b>VERIFICATA</b>
TENSIONE MASSIMA MODULO	
La massima tensione di stringa non deve superare la tensione nominale del modulo fotovoltaico	
Vo a -10,00 °C (1427,90 V) inferiore alla tensione max. di isolamento (1500,0 V)	<b>VERIFICATA</b>

CORRENTE MASSIMA INVERTER	
La corrente massima delle stringhe non deve superare la massima corrente in ingresso all'inverter	
Isc delle stringhe collegabili all'inverter (220,44 A) inferiore alla corrente massima in ingresso per ogni inverter (300,0 A)	<b>VERIFICATA</b>

### Verifiche elettriche MPPT 8

TENSIONI MPPT	
La tensione MPP minima di stringa non deve essere inferiore alla minima tensione del MPPT dell'inverter:	
Vn a 70,00 °C (921,16 V) maggiore di Vmpp min. (850,0 V)	<b>VERIFICATA</b>
La tensione MPP massima di stringa non deve essere superiore alla massima tensione del MPPT dell'inverter:	
Vn a -10,00 °C (1184,88 V) inferiore a Vmpp max. (1500,0 V)	<b>VERIFICATA</b>

TENSIONE MASSIMA	
La massima tensione di stringa non deve superare la massima tensione tollerata dall'inverter	

Vo a -10,00 °C (1383,28 V) inferiore alla tensione max. dell'inverter (1500,0 V)	<b>VERIFICATA</b>
<b>TENSIONE MASSIMA MODULO</b>	
La massima tensione di stringa non deve superare la tensione nominale del modulo fotovoltaico	
Vo a -10,00 °C (1383,28 V) inferiore alla tensione max. di isolamento (1500,0 V)	<b>VERIFICATA</b>

<b>CORRENTE MASSIMA INVERTER</b>	
La corrente massima delle stringhe non deve superare la massima corrente in ingresso all'inverter	
Isc delle stringhe collegabili all'inverter (110,22 A) inferiore alla corrente massima in ingresso per ogni inverter (300,0 A)	<b>VERIFICATA</b>

<b>DIMENSIONAMENTO INVERTER</b>	
Fattore di dimensionamento compreso tra 70% e 120%	
Dimensionamento in potenza (98,8%) compreso tra 80,0% e il 120,0%	<b>VERIFICATA</b>

## **11. DIMENSIONAMENTO E VERIFICA DEI CAVI.**

### **11.1 SPECIFICHE CAVI IN CORRENTE CONTINUA**

I cavi che collegano le stringhe di moduli all'inverter prevedono un percorso di posa sia all'aperto (fissati alle strutture di supporto dei pannelli) che interrato entro tubazioni in PE protettive (cavidotto corrugato interrato). Pertanto si prevede l'impiego di cavi di tipo solare PV1-F 0,6/1kV di colore rosso per il positivo e nero per il negativo aventi le seguenti caratteristiche:

Conduttori	Rame stagnato elettrolitico CEI EN 60228;
Isolante	Elastomero reticolato
Guaina esterna	Elastomero reticolato
Colore della guaina	Nero RAL 9005 - Rosso RAL 3013
Durata del cavo	> 20 anni (IEC 60216)
Resistenza elettrica	relativamente alla sezione (CEI EN 60228)
Tens. Nominale	U <sub>o</sub> /U: 0,6/1 kVac 0,9/1,5 kVdc
Tensione max concatenata	1,2 kVac 1,8 kVdc
Tensione di prova	4 kVac 9,6 kVdc
Temperatura d'esercizio	- 40 °C ÷ + 120 °C
Temperatura di corto circuito	250 °C

I moduli fotovoltaici sono dotati di cavo con sezione minima di 10 mm<sup>2</sup> del tipo PV1-F, adatto ad operare in esterno e connessi tra loro ove necessario da analogo cavo.

- $I_B = 1,25 * I_{SC} = 17,45 \text{ A}$
- $I_z (@80^\circ\text{C}) = 60 \text{ A}$  (posa in aria)
- $I_n = 20 \text{ A}$  ( $I_n$  del fusibile di stringa, per la protezione delle stringhe essendo in numero >3)
- $I_B \leq I_z (@80^\circ\text{C})$
- $I_n \leq 2,5 * I_{SC}$

### **11.2 SPECIFICHE CAVI IN CORRENTE ALTERNATA BT**

Per le connessioni elettriche della sezione di impianto in corrente alternata si prevede l'impiego di cavi unipolari del tipo ARG16R16-0.6/1 KV aventi conduttore in alluminio, isolato con gomma etilpropilenica ad alto modulo di qualità G7, sotto guaina in PVC, non propagante l'incendio e a ridotta emissione di gas corrosivi.

### 11.3 COLLEGAMENTO TRA INVERTER E QUADRO DI PARALLELO AC

Tale collegamento verrà realizzato attraverso un percorso interrato dall'inverter fino alla cabina di trasformazione. Per la realizzazione dei cavidotti si utilizzeranno le seguenti sezioni di conduttore: Inverter: cavo ARG16R16-0.6/1 KV in formazione 3x(1x70 mm<sup>2</sup>).

- $I_{B \max} = 152 \text{ A}$
- $I_N = 160 \text{ A}$
- $I_Z (@30^\circ\text{C}) = 204 \text{ A}$  (posa interrata)

Per cui risulta

- $I_B \leq I_N \leq I_Z \quad 152 \leq 160 \leq 204$

### 11.4 COLLEGAMENTO TRA QUADRO DI PARALLELO AC E BARRE BT DEL TRAFORMATORE

Tale collegamento verrà realizzato utilizzando cavi del tipo ARG16R16-0.6/1 KV in formazione 3x(8x1x240+(4X240) mm<sup>2</sup>)

- $I_B \max = 1520 \text{ A}$
- $I_N = 2000 \text{ A}$  - regolazione 1800 A (protezione interruttore automatico QE.FV)
- $I_Z (@30^\circ\text{C}) = 1700 \text{ A}$  (posa in tubo in aria)  $I_B \leq I_N \leq I_Z$

Per cui risulta

- $I_B \leq I_N \leq I_Z \quad 1520 \leq 2000 \leq 1819$

### 11.5 SPECIFICHE CONDUTTORI DI PROTEZIONE

#### Dimensionamento dei conduttori di protezione

Il dimensionamento dei conduttori di protezione viene effettuato considerando le sezioni dei conduttori di fase, a seguire si riporta la regola prevista dalla normativa CEI 64-8:

$$S_f < 16\text{mm}^2: \quad S_{PE} = S_f$$

$$16 \leq S_f \leq 35\text{mm}^2: \quad S_{PE} = 16\text{mm}^2$$

$$S_f > 35\text{mm}^2: \quad S_{PE} = S_f / 2$$

Conduttore	Corda di alluminio rigida, classe 2
Isolante	Miscela di gomma etilpropilenica ad alto modulo di qualità
Riempitivo	Miscela di materiale non igroscopico
Guaina esterna	Miscela di PVC di qualità Rz
Colore guaina	Grigio
Tensione nominale U <sub>0</sub> /U	0,6/1kV
Temperatura massima di esercizio	90° C
Temperatura minima di esercizio	-15°C in assenza di sollecitazioni meccaniche
Temperatura minima di posa	0° C
Temperatura massima di corto-circuito	250°C fino alla sezione da 240 mm <sup>2</sup> , oltre 220°C
Sforzo massimo di trazione	50 N/mm <sup>2</sup>
Raggio minimo di curvatura	6 volte il diametro esterno massimo

dove:

$S_f$  è la sezione del conduttore di fase ( $\text{mm}^2$ );

$S_{PE}$  è la sezione del conduttore di protezione ( $\text{mm}^2$ );

#### **11.6 SPECIFICHE CAVI IN CORRENTE ALTERNATA MT**

Saranno realizzate due tratte di linea in media tensione. A seguire le caratteristiche tecniche:

Tratta da trasformatore a interruttore generale MT:

Tipologia cavo ARP1H5E 12/20 kV sezione conduttore  $1 \times 50 \text{ mm}^2$

Tratta da interruttore generale MT a cabina alla cabina di consegna del Distributore:

Tipologia cavo ARP1H5EX 12/20 kV sezione conduttore  $1 \times 3 \times 95 \text{ mm}^2$

## 12. IMPIANTO DI TERRA

### 12.1 GENERALITA'

L'impianto di terra è progettato per garantire le seguenti prestazioni:

- avere sufficiente resistenza meccanica e resistenza alla corrosione;
- essere in grado di sopportare da un punto di vista termico, le più elevate correnti di guasto prevedibili;
- evitare danni a componenti elettrici ed ai beni;
- garantire la sicurezza delle persone contro le tensioni che si manifestano sugli impianti di terra per effetto delle correnti di guasto a terra.

I dispersori, in base alla tipologia di materiale di cui sono costituiti devono possedere dimensioni atte a garantire la loro resistenza alle sollecitazioni meccaniche e alla corrosione.

Si sceglie di installare come sistema disperdente orizzontale corda nuda in rame di sezione pari a 50mm<sup>2</sup> che risulta soddisfare i requisiti previsti dalla normativa tecnica vigente.

Un impianto è ritenuto sicuro, nei confronti di un guasto a terra sulla media tensione, se la tensione di contatto che si può stabilire in un punto qualsiasi (interno o esterno) dell'impianto di terra non supera la tensione di contatto ammissibile U<sub>Tp</sub> e la tensione di passo non supera 3U<sub>Tp</sub>. Se la tensione totale di terra, U<sub>E</sub> = R<sub>E</sub> · I<sub>F</sub>, non supera la tensione di contatto ammissibile l'impianto di terra garantirà la sicurezza. Quindi nota la corrente di guasto I<sub>F</sub> = 50 A e il tempo di eliminazione del guasto t<sub>F</sub> >> 10 sec, occorre che la resistenza di terra (R<sub>E</sub>) soddisfi la condizione  $R_E \leq U_{Tp} / I_F$

$$R_E \leq 75 / 50 \leq 1,5 \Omega$$

A seguire si allega la tabella delle tensioni di contatto ammissibili

Tabella A - Tensioni di contatto ammissibili. <sup>(1)</sup>

Tempo di eliminazione del guasto a terra t <sub>F</sub> [s]	Tensione di contatto ammissibile U <sub>Tp</sub> [V]	Tempo di eliminazione del guasto a terra t <sub>F</sub> [s]	Tensione di contatto ammissibile U <sub>Tp</sub> [V]
0,04	800	0,55	185
0,05	758	0,60	166
0,08	700	0,64	150
0,10	660	0,65	144
0,14	600	0,70	135
0,15	577	0,72	125
0,20	500	0,80	120
0,25	444	0,90	110
0,29	400	0,95	108
0,30	398	1,00	107
0,35	335	1,10	100
0,39	300	3,00	85
0,40	289	5,00	82
0,45	248	7,00	81
0,49	220	10,00	80
0,50	213	> 10	75 <sup>(2)</sup>

<sup>(1)</sup> I valori in corsivo sono tratti dalla tabella C.3 della norma CEI 11-1.

<sup>(2)</sup> Valore asintotico.

Se la resistenza dell'impianto di terra non verifica la relazione sopra riportata non è ancora detto che l'impianto di terra sia pericoloso, occorre procedere alla misurazione delle tensioni di contatto UT.

Se la massima tensione di contatto rientra nei limiti UT ≤ U<sub>Tp</sub> l'impianto di terra è ritenuto idoneo. Se invece UT > U<sub>Tp</sub> bisogna intervenire per riportare la tensione di contatto entro i limiti di sicurezza con i provvedimenti suggeriti dalla norma CEI 11-1.

## **12.2 IMPIANTO DI TERRA IN CABINA**

L'impianto di terra delle cabine è di tipo "ad anello", con dispersore orizzontale in rame nudo da 50 mm<sup>2</sup> di sezione, lungo tutto il perimetro delle cabine, interrato un metro di profondità e distante un metro dalle pareti delle cabine. Ad ogni vertice e nella mezzeria dell'anello verrà inserito un dispersore verticale, a picchetto di acciaio zincato, di lunghezza pari a 1,5 m.

Tutte le strutture metalliche dei quadri, dei trasformatori e tutte le masse presenti in cabina di trasformazione verranno collegate al nodo equipotenziale. Tale nodo verrà collegato al dispersore orizzontale ad anello che circonda la cabina e all'impianto di terra del campo fotovoltaico.

## **12.3 IMPIANTO DI TERRA CAMPO FOTOVOLTAICO**

Si prevede, la posa di una corda nuda di rame alla base dello scavo del cavidotto principale che attraversa l'impianto di produzione. Tale lavoro comporta le operazioni di scavo, l'introduzione di terreno vegetale, la regolarizzazione del piano, la posa del dispersore, il collegamento dei conduttori di terra nei punti nodali con idonei morsetti e la copertura e costipazione con terreno vegetale.

Le strutture metalliche dei tracker dovranno essere collegate al dispersore orizzontale tramite un conduttore di protezione in rame tipo FG16-R16 di sezione pari a 35 mm<sup>2</sup>. I singoli tracker affiancati sulla stessa fila, dovranno essere collegati tra di loro tramite un collegamento equipotenziale realizzato con conduttore in rame tipo FG16-R16 di sezione pari a 50 mm<sup>2</sup>.

In prossimità di ogni inverter verrà realizzato un nodo equipotenziale in cui saranno collegati il conduttore equipotenziale esterno all'inverter, il conduttore equipotenziale interno all'inverter e la struttura metallica di supporto dello stesso convertitore. Tale nodo equipotenziale, verrà collegato al dispersore orizzontale tramite conduttore di terra realizzato in cavo di rame tipo FG16-R16 di sezione pari a 35 mm<sup>2</sup>.

Sarà necessario evitare l'interramento di corde nude in rame nelle immediate vicinanze delle strutture interrate in acciaio o ferro in quanto potrebbero generarsi fenomeni di corrosione elettrolitica delle stesse strutture.

Per la connessione di parti dell'impianto di terra costituiti da metalli diversi è opportuno adottare morsetti o capicorda in materiali speciali che permettono di ridurre le coppie elettrochimiche (morsetti in ottone, morsetti stagnati, ecc.) e proteggere le giunzioni con nastratura auto vulcanizzante o con rivestimenti bituminosi che evitino l'introduzione di elettrolita all'interno della giunzione.

La recinzione del campo fotovoltaico verrà realizzata con griglia metallica rivestita in plastica, per cui non è necessario il collegamento a terra, ai sensi dell'allegato F.1 della norma CEI 11.1. I cancelli d'ingresso al campo fotovoltaico andranno messi a terra, in quanto masse estranee.

## **12.4 COMPATIBILITÀ ELETTROMAGNETICA (EMC)**

Ai fini della protezione della popolazione dalle esposizioni ai campi elettrici e magnetici alla frequenza di rete (50 Hz) generati dagli elettrodotti, sono state effettuate le necessarie valutazioni dei livelli dell'induzione magnetica generati dall'impianto in oggetto. Le suddette valutazioni, effettuate conformemente alle disposizioni della legge quadro del 22 febbraio 2001 n. 36 e del decreto del Presidente del Consiglio dei Ministri del 8 luglio 2003, hanno condotto alla conclusione che le installazioni previste rispettano i limiti di legge con ampi margini di sicurezza e forniscono le necessarie garanzie sulla tutela della salute umana.

## **12.5 CONCLUSIONI**

La ditta installatrice al termine dei lavori dovrà rilasciare la dichiarazione di conformità Sottoscritta dal responsabile tecnico, alla quale allegherà il relativo certificato camerale attestante il possesso dei

requisiti tecnico-professionali ed una relazione relativa alla tipologia di materiali impiegati. Per tutto quanto non espressamente menzionato nella presente si fa riferimento agli elaborati progettuali allegati alla stessa.