

REGIONE PUGLIA



PROVINCIA DI  
BARLETTA-ANDRIA-TRANI



COMUNE DI SPINAZZOLA



Denominazione impianto:

**MASSERIA D'ERRICO**

Ubicazione:

**Comune di Spinazzola (BT)  
Località "Masseria D'Errico"**

Fogli: 84 / 86

Particelle: varie

**PROGETTO DEFINITIVO**

**DI UN IMPIANTO SOLARE FOTOVOLTAICO CONNESSO ALLA RTN DELLA POTENZA DI PICCO PARI A 36.517,18 KWp IN DC E POTENZA IN IMMISSIONE PARI A 36.312,64 KWp IN AC, DA UBICARE NEL COMUNE DI SPINAZZOLA (BT), DELLE RELATIVE OPERE DI CONNESSIONE ALLA RTN RICADENTI NEI COMUNI DI SPINAZZOLA (BT), VENOSA E MONTEMILONE (PZ) E PIANO AGRONOMO PER L'UTILIZZO A SCOPI AGRICOLI DELL'AREA.**

PROPONENTE



SOLAR ENERGY VENTIQUATTRO S.r.l

**SOLAR ENERGY VENTIQUATTRO S.R.L.**

Via Sebastian Altmann, 9

39100 Bolzano (BZ)

P.IVA 03084880214

PEC: solareenergyventiquattro.srl@legalmail.it

**Codice Autorizzazione Unica U026VV2**

ELABORATO

**CALCOLI PRELIMINARI SUGLI IMPIANTI**

Tav. n°

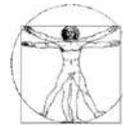
**1CPI**

Scala

Aggiornamenti	Numero	Data	Motivo	Eseguito	Verificato	Approvato
		Rev 0	Giugno 2021	Istanza per l'avvio del procedimento di Valutazione di Impatto Ambientale ai sensi dell'Art. 23 del D.Lgs. 152/2006 e ss.mm.ii.		

IL PROGETTISTA

*Dott. Ing. ANTONIO ALFREDO AVALLONE  
Via Lama n.18 - 75012 Bernalda (MT)  
Ordine degli Ingegneri di Matera n. 924  
PEC: antonioavallone@pec.it  
Cell: 339 796 8183*



Spazio riservato agli Enti

IL TECNICO

*Dott. Ing. ANTONIO ALFREDO AVALLONE  
Via Lama n.18 - 75012 Bernalda (MT)  
Ordine degli Ingegneri di Matera n. 924  
PEC: antonioavallone@pec.it  
Cell: 339 796 8183*



<b>CALCOLI PRELIMINARI SUGLI IMPIANTI</b>	<b>2</b>
<b>PREMESSA</b>	<b>2</b>
<b>DATI GENERALI IDENTIFICATIVI DELLA SOCIETÀ PROPONENTE</b>	<b>2</b>
<b>RIFERIMENTI NORMATIVI</b>	<b>3</b>
TERNA	9
<b>CRITERIO GENERALE DI CALCOLO</b>	<b>9</b>
<b>CRITERIO DI STIMA DELL'ENERGIA PRODOTTA</b>	<b>10</b>
<b>DATI GENERALI DEL PROGETTO</b>	<b>13</b>
<b>CALCOLI E VERIFICHE ELETTRICHE</b>	<b>ERRORE. IL SEGNALIBRO NON È DEFINITO.</b>

## CALCOLI PRELIMINARI SUGLI IMPIANTI

### PREMESSA

Il sottoscritto ing. Nicola Incampo, nato ad Altamura il 31/03/1972, C.F. NCMNCL72C31A225M, regolarmente iscritto all'Albo degli Ingegneri della Provincia di Bari col n. 6280, progettista della INF di Felice Incampo, con sede in Via Golgota 3/B – 70022 Altamura (BA), P.I. 08150200723, incaricato dalla **Solar Energy ventiquattro Srl**, con sede in Via Sebastian Altmann 9 – 39100 Bolzano, P.I. 03084880214, della progettazione dell'impianto elettrico a servizio di un impianto solare fotovoltaico connesso alla RTN della potenza di picco pari a **36.517,18 KWp** in DC e potenza in immissione pari a 36.312,64 KWp in AC, da ubicare nel comune di Spinazzola (BT), delle relative opere di connessione alla RTN ricadenti nei comuni di Spinazzola (BT), venosa e Montemilone (PZ) e piano agronomico per l'utilizzo a scopi agricoli dell'area, identificato dal codice di rintracciabilità **Terna 202000390**, da realizzare in località **Masseria D'Errico** in agro Spinazzola (BAT) su terreni censiti al FG 84 Particelle 8-10-54 e al FG 86 Particelle 98-101, redige la presente relazione tecnica relativa ai calcoli preliminari sugli impianti elettrici.

Il progetto è finalizzato alla produzione della cosiddetta energia elettrica "pulita" e ben si inquadra nel disegno nazionale di incremento delle risorse energetiche utilizzando fonti alternative a quelle di sfruttamento dei combustibili fossili, ormai reputate spesso dannose per gli ecosistemi e per la salvaguardia ambientale.

### DATI GENERALI IDENTIFICATIVI DELLA SOCIETÀ PROPONENTE

Il progetto in esame è proposto dalla società:

SOLAR ENERGY VENTIQUATTRO SRL  
con sede in Via Sebastian Altmann 9  
39100 Bolzano  
P.I. 03084880214  
PEC : solareenergyventiquattro.srl@legalmail.it

## RIFERIMENTI NORMATIVI

Gli impianti fotovoltaici e i relativi componenti devono rispettare, ove di pertinenza, le prescrizioni contenute nelle seguenti norme di riferimento, comprese eventuali varianti, aggiornamenti ed estensioni emanate successivamente dagli organismi di normazione citati.

Si applicano inoltre i documenti tecnici emanati dai gestori di rete riportanti disposizioni applicative per la connessione di impianti fotovoltaici collegati alla rete elettrica e le prescrizioni di autorità locali, comprese quelle dei VVFF.

### Normativa generale

**Decreto Legislativo n. 504 del 26-10-1995, aggiornato 1-06-2007:** Testo Unico delle disposizioni legislative concernenti le imposte sulla produzione e sui consumi e relative sanzioni penali e amministrative.

**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.

**Legge n. 239 del 23-08-2004:** riordino del settore energetico, nonché delega al Governo per il riassetto delle disposizioni vigenti in materia di energia.

**Decreto Legislativo n. 192 del 19-08-2005:** attuazione della direttiva 2002/91/CE relativa al rendimento energetico nell'edilizia.

**Decreto Legislativo n. 311 del 29-12-2006:** disposizioni correttive ed integrative al decreto legislativo 19 agosto 2005, n. 192, recante attuazione della direttiva 2002/91/CE, relativa al rendimento energetico nell'edilizia.

**Decreto Legislativo n. 115 del 30-05-2008:** attuazione della direttiva 2006/32/CE relativa all'efficienza degli usi finali dell'energia e i servizi energetici e abrogazione della direttiva 93/76/CEE.

**Decreto Legislativo n. 56 del 29-03-2010:** modifiche e integrazioni al decreto 30 maggio 2008, n. 115.

**Decreto del presidente della repubblica n. 59 del 02-04-2009:** regolamento di attuazione dell'articolo 4, comma 1, lettere a) e b), del decreto legislativo 19 agosto 2005, n. 192, concernente attuazione della direttiva 2002/91/CE sul rendimento energetico in edilizia.

**Decreto Legislativo n. 26 del 2-02-2007:** attuazione della direttiva 2003/96/CE che ristruttura il quadro comunitario per la tassazione dei prodotti energetici e dell'elettricità.

**Decreto Legge n. 73 del 18-06-2007:** testo coordinato del Decreto Legge 18 giugno 2007, n. 73.

**Decreto 2-03-2009:** disposizioni in materia di incentivazione della produzione di energia elettrica mediante conversione fotovoltaica della fonte solare.

**Legge n. 99 del 23 luglio 2009:** disposizioni per lo sviluppo e l'internazionalizzazione delle imprese, nonché in materia di energia.

**Legge 13 Agosto 2010, n. 129 (GU n. 192 del 18-8-2010):** Conversione in legge, con modificazioni, del decreto-legge 8 luglio 2010, n. 105, recante misure urgenti in materia di energia. Proroga di termine per l'esercizio di delega legislativa in materia di riordino del sistema degli incentivi. (Art. 1-septies - Ulteriori disposizioni in materia di impianti per la produzione di energia da fonti rinnovabili).

**Decreto legislativo del 3 marzo 2011, n. 28:** Attuazione della direttiva 2009/28/CE sulla promozione dell'uso dell'energia da fonti rinnovabili.

**Decreto legge del 22 giugno 2012, n. 83:** misure urgenti per la crescita del Paese.

**Legge 11 agosto 2014, n. 116:** conversione in legge, con modificazioni, del decreto-legge 24 giugno 2014, n. 91, recante disposizioni urgenti per il settore agricolo, la tutela ambientale e l'efficientamento energetico dell'edilizia scolastica e universitaria, il rilancio e lo sviluppo delle imprese, il contenimento dei costi gravanti sulle tariffe elettriche, nonché per la definizione immediata di adempimenti derivanti dalla normativa europea. (GU Serie Generale n.192 del 20-8-2014 - Suppl. Ordinario n. 72).

**Decreto Ministero dello sviluppo economico del 19 maggio 2015 (GU n.121 del 27-5-2015):** approvazione del modello unico per la realizzazione, la connessione e l'esercizio di piccoli impianti fotovoltaici integrati sui tetti degli edifici.

### Sicurezza

**D.Lgs. 81/2008:** (testo unico della sicurezza): misure di tutela della salute e della sicurezza nei luoghi di lavoro e succ. mod. e int.

**DM 37/2008:** sicurezza degli impianti elettrici all'interno degli edifici.

Ministero dell'interno

**"Guida per l'installazione degli impianti fotovoltaici" - DCPREV, prot.5158 - Edizione 2012.**

**"Guida per l'installazione degli impianti fotovoltaici" - Nota DCPREV, prot.1324 - Edizione 2012.**

**"Guida per l'installazione degli impianti fotovoltaici" - Chiarimenti alla Nota DCPREV, prot.1324 "Guida per l'installazione degli impianti fotovoltaici – Edizione 2012".**

Normativa fotovoltaica

**CEI 82-25:** guida alla realizzazione di sistemi di generazione fotovoltaica collegati alle reti elettriche di Media e Bassa Tensione.

**CEI 82-25; V2:** guida alla realizzazione di sistemi di generazione fotovoltaica collegati alle reti elettriche di Media e Bassa Tensione.

**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 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 61724 (CEI 82-15):** rilievo delle prestazioni dei sistemi fotovoltaici - Linee guida per la misura, lo scambio e l'analisi dei dati.

**CEI EN 61730-1 (CEI 82-27):** qualificazione per la sicurezza dei moduli fotovoltaici (FV) - Parte 1: Prescrizioni per la costruzione.

**CEI EN 61730-2 (CEI 82-28):** qualificazione per la sicurezza dei moduli fotovoltaici (FV) - Parte 2: Prescrizioni per le prove.

**CEI EN 62108 (82-30):** moduli e sistemi fotovoltaici a concentrazione (CPV) - Qualifica di progetto

5

e approvazione di tipo.

**CEI EN 62093 (CEI 82-24):** componenti di sistemi fotovoltaici - moduli esclusi (BOS) - Qualifica di progetto in condizioni ambientali naturali.

**CEI EN 50380 (CEI 82-22):** fogli informativi e dati di targa per moduli fotovoltaici.

**CEI EN 50521 (CEI 82-31):** connettori per sistemi fotovoltaici - Prescrizioni di sicurezza e prove.

**CEI EN 50524 (CEI 82-34):** fogli informativi e dati di targa dei convertitori fotovoltaici.

**CEI EN 50530 (CEI 82-35):** rendimento globale degli inverter per impianti fotovoltaici collegati alla rete elettrica.

**EN 62446 (CEI 82-38):** grid connected photovoltaic systems - Minimum requirements for system documentation, commissioning tests and inspection.

**CEI 20-91:** cavi elettrici con isolamento e guaina elastomerici senza alogeni non propaganti la fiamma con tensione nominale non superiore a 1 000 V in corrente alternata e 1 500 V in corrente continua per applicazioni in impianti fotovoltaici.

**UNI 10349:** riscaldamento e raffrescamento degli edifici. Dati climatici.

**CEI 0-2:** guida per la definizione della documentazione di progetto per impianti elettrici.

**CEI 0-16:** regola tecnica di riferimento per la connessione di Utenti attivi e passivi alle reti AT ed MT delle imprese distributrici di energia elettrica.

**CEI 0-21:** regola tecnica di riferimento per la connessione di Utenti attivi e passivi alle reti BT delle imprese distributrici di energia elettrica.

**CEI 11-20:** impianti di produzione di energia elettrica e gruppi di continuità collegati a reti di I e II categoria.

**CEI EN 50438 (CT 311-1):** prescrizioni per la connessione di micro-generatori in parallelo alle reti di distribuzione pubblica in bassa tensione.

**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 EN 60099-1 (CEI 37-1):** scaricatori - Parte 1: Scaricatori a resistori non lineari con spinterometri per sistemi a corrente alternata

**CEI EN 60439 (CEI 17-13):** apparecchiature assiemate di protezione e di manovra per bassa tensione (quadri BT).

**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 60555-1 (CEI 77-2):** disturbi nelle reti di alimentazione prodotti da apparecchi elettrodomestici e da equipaggiamenti elettrici simili - Parte 1: Definizioni.

**CEI EN 61000-3-2 (CEI 110-31):** compatibilità elettromagnetica (EMC) - Parte 3: Limiti - Sezione 2: Limiti per le emissioni di corrente armonica (apparecchiature con corrente di ingresso " = 16 A per fase).

**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 EN 50470-1 (CEI 13-52):** apparati per la misura dell'energia elettrica (c.a.) - Parte 1: Prescrizioni generali, prove e condizioni di prova - Apparato di misura (indici di classe A, B e C).

**CEI EN 50470-3 (CEI 13-54):** apparati per la misura dell'energia elettrica (c.a.) - Parte 3: Prescrizioni particolari - Contatori statici per energia attiva (indici di classe A, B e C).

**CEI EN 62305 (CEI 81-10):** protezione contro i fulmini.

**CEI 81-3:** valori medi del numero di fulmini a terra per anno e per chilometro quadrato.

**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 13-4:** sistemi di misura dell'energia elettrica - Composizione, precisione e verifica.

**CEI UNI EN ISO/IEC 17025:2008:** requisiti generali per la competenza dei laboratori di prova e di taratura.

### Connessione

**Delibera ARG/ELT n. 33-08:** condizioni tecniche per la connessione alle reti di distribuzione dell'energia elettrica a tensione nominale superiore ad 1 kV.

**Deliberazione 84/2012/R/EEL:** interventi urgenti relativi agli impianti di produzione di energia elettrica, con particolare riferimento alla generazione distribuita, per garantire la sicurezza del sistema elettrico nazionale.

Ritiro dedicato

**Delibera ARG/ELT n. 280-07:** modalità e condizioni tecnico-economiche per il ritiro dell'energia elettrica ai sensi dell'articolo 13, commi 3 e 4, del decreto legislativo 29 dicembre 2003, n. 387-03, e del comma 41 della legge 23 agosto 2004, n. 239-04.

Servizio di misura

**Delibera ARG/ELT n. 88-07:** disposizioni in materia di misura dell'energia elettrica prodotta da impianti di generazione.

**TIME (2016-2019) - Allegato B Delibera 654/2015/R/EEL:** testo integrato delle disposizioni per l'erogazione del servizio di misura dell'energia elettrica.

TICA

**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).

**Deliberazione ARG/ELT 124/10:** Istituzione del sistema di Gestione delle Anagrafiche Uniche Degli Impianti di produzione e delle relative unità (GAUDÌ) e razionalizzazione dei flussi informativi tra i vari soggetti operanti nel settore della produzione di energia elettrica.

**Deliberazione ARG/ELT n. 181-10:** attuazione del decreto del Ministro dello Sviluppo Economico, di concerto con il Ministro dell'Ambiente e della Tutela del Territorio e del Mare 6 agosto 2010, ai fini dell'incentivazione della produzione di energia elettrica mediante conversione fotovoltaica della fonte solare.

TISP

**Delibera ARG/ELT n. 188-05:** definizione del soggetto attuatore e delle modalità per l'erogazione delle tariffe incentivanti degli impianti fotovoltaici, in attuazione dell'articolo 9 del decreto del Ministro delle attività produttive, di concerto con il Ministro dell'ambiente e della tutela del territorio, 28 luglio 2005 con modifiche e integrazioni introdotte con le delibere n. 40/06, n. 260/06, 90/07, ARG/ELT 74/08 e ARG/ELT 1/09.

**TISP - Delibera ARG/ELT n. 74-08:** testo integrato delle modalità e delle condizioni tecnico-economiche per lo scambio sul posto.

**Delibera ARG/ELT n.1-09:** attuazione dell'articolo 2, comma 153, della legge n. 244/07 e dell'articolo 20 del decreto ministeriale 18 dicembre 2008, in materia di incentivazione dell'energia elettrica prodotta da fonti rinnovabili tramite la tariffa fissa onnicomprensiva e di scambio sul posto.

**TISP 2013 Deliberazione n. 570/2012/R/EFR** - Testo integrato delle modalità e delle condizioni tecnico-economiche per l'erogazione del servizio di scambio sul posto: condizioni per l'anno 2013.

**TISP 2014 - Allegato A alla deliberazione 570/2012/R/EEL:** testo integrato delle modalità e delle condizioni tecnico-economiche per l'erogazione del servizio di scambio sul posto con integrazioni e modifiche apportate con deliberazioni 578/2013/R/EEL, 614/2013/R/EEL e 612/2014/R/EEL.

**Documento per la consultazione 488/2013/R/EFR:** scambio sul posto: aggiornamento del limite massimo per la restituzione degli oneri generali di sistema nel caso di impianti alimentati da fonti rinnovabili.

## TERNA

---

**Gestione transitoria dei flussi informativi per GAUDÌ.**

**GAUDÌ - Gestione anagrafica unica degli impianti e delle unità di produzione.**

**FAQ GAUDÌ**

**Requisiti minimi per la connessione e l'esercizio in parallelo con la rete AT (Allegato A.68).**

**Criteri di connessione degli impianti di produzione al sistema di difesa di Terna (Allegato A.69).**

**Regolazione tecnica dei requisiti di sistema della generazione distribuita (Allegato A.70).**

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.

## CRITERIO GENERALE DI CALCOLO

Il principio progettuale normalmente utilizzato per un impianto fotovoltaico è quello di massimizzare la captazione della radiazione solare annua disponibile.

Nella generalità dei casi, il generatore fotovoltaico deve essere esposto alla luce solare in modo

ottimale, scegliendo prioritariamente l'orientamento a Sud ed evitando fenomeni di ombreggiamento. In funzione degli eventuali vincoli architettonici della struttura che ospita il generatore stesso, sono comunque adottati orientamenti diversi e sono ammessi fenomeni di ombreggiamento, purché adeguatamente valutati.

Perdite d'energia dovute a tali fenomeni incidono sul costo del kWh prodotto e sul tempo di ritorno dell'investimento.

## 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:

$$\text{Totale perdite [\%]} = [1 - (1 - a - b) \times (1 - c - d) \times (1 - e) \times (1 - f)] + g$$

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.

Al fine di contenere le perdite totali, un corretto dimensionamento della distanza tra le strutture e l'assenza di altre costruzioni rilevanti in prossimità dell'impianto, consentono di ritenere le perdite per riflessione e per ombreggiamento trascurabili.

Una buona scelta delle apparecchiature (moduli fotovoltaici e inverter) e la loro corretta installazione consente di limitare al massimo le perdite per effetto della temperatura.

Analogamente in fase di installazione una buona selezione dei moduli per la formazione delle stringhe, sulla base delle caratteristiche elettriche riportate nei flash report dei lotti di produzione dei moduli, e la formazione delle stringhe con moduli caratteristiche elettriche uguali ( a meno di piccole differenze) ma soprattutto aventi tensioni nominali molto simili, consente di limitare l'effetto delle correnti parassite che si determinano tra apparecchiature con tensioni differenti, e di conseguenza di limitare le perdite dovute al mismatching dei moduli.

Pertanto per consentire di massimizzare le perdite di energia vanno tenute in debita considerazione le perdite nei circuiti in corrente continua ed in corrente alternata.

Ciò si concretizza con il corretto dimensionamento delle sezioni dei circuiti, che devono essere tali da contenere la caduta di tensione globale dell'impianto entro l'ordine del 4%, ma anche tali da contenere il costo di realizzazione dell'impianto.

Un corretto dimensionamento del sistema consente inoltre di garantirne il corretto funzionamento, occorre infatti ricordare che tutti gli inverter sono caratterizzati da una tensione massima di esercizio, ma anche di un range di tensione in ingresso entro il quale è garantito il funzionamento dell'inverter e nel quale si ha la conversione di energia da continua in alternata, ora poiché i moduli fotovoltaici hanno una caratteristica corrente tensione che varia al variare della temperatura secondo dei coefficienti caratteristici di temperatura di ciascun modulo, occorre verificare che le caratteristiche elettriche della stringa siano compatibili con quelle dell'inverter, al fine di evitarne danneggiamenti e di consentirne il corretto funzionamento.

Occorre pertanto una volta scelti inverter e moduli fotovoltaici, ed aver determinato il numero di moduli da collegare in serie a formare la stringa, verificate che 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 disuguaglianze:

## TENSIONI MPPT

Tensione nel punto di massima potenza,  $V_m$ , a 70 °C maggiore o uguale alla Tensione MPPT

minima ( $V_{mppt\ min}$ ).

Tensione nel punto di massima potenza,  $V_m$ , a  $-10\ ^\circ\text{C}$  minore o uguale alla Tensione MPPT massima ( $V_{mppt\ max}$ ).

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  $-10\ ^\circ\text{C}$  minore o uguale alla tensione massima di ingresso dell'inverter.

### **TENSIONE MASSIMA MODULO**

Tensione di circuito aperto,  $V_{oc}$ , a  $-10\ ^\circ\text{C}$  minore o uguale alla tensione massima di sistema del modulo.

### **CORRENTE MASSIMA**

Corrente massima (corto circuito) generata,  $I_{sc}$ , minore o uguale alla corrente massima di ingresso dell'inverter.

### **DIMENSIONAMENTO**

Dimensionamento compreso tra il 70 % e 120 %.

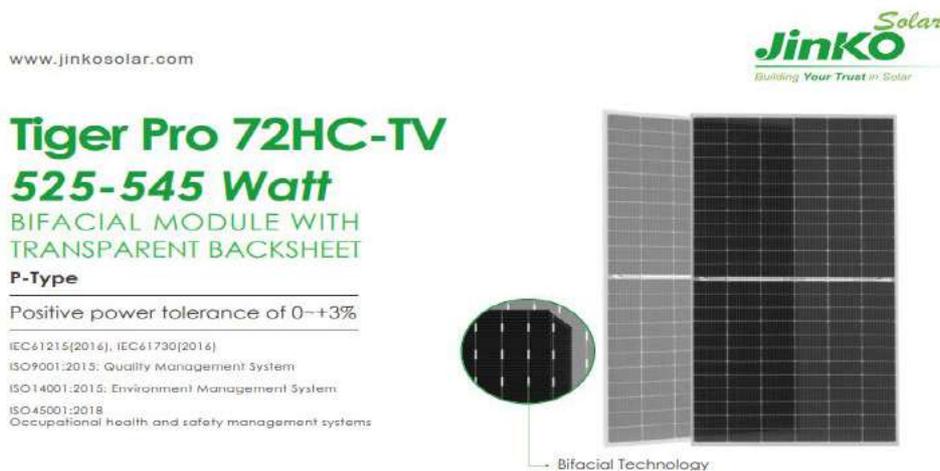
Per dimensionamento si intende il rapporto percentuale tra la potenza nominale dell'inverter e la potenza del generatore fotovoltaico a esso collegato (nel caso di sottoimpianti MPPT, il dimensionamento è verificato per il sottoimpianto MPPT nel suo insieme).

## DATI GENERALI DEL PROGETTO

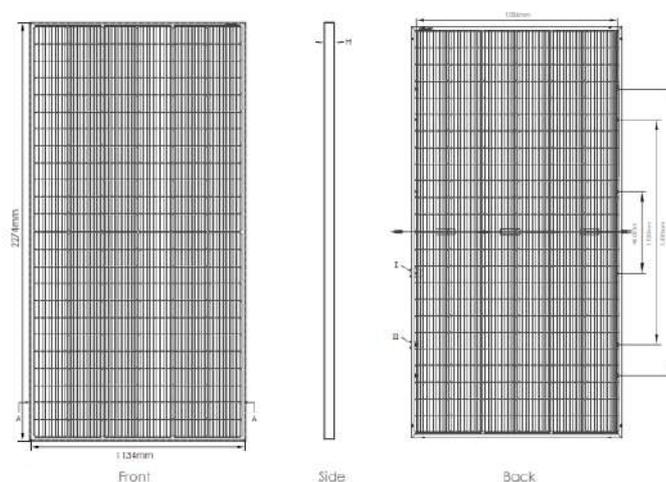
Il generatore fotovoltaico sarà di tipo installato a terra su tracker monoassiali est-ovest, ed sarà costituito da moduli fotovoltaici in silicio monocristallino

I moduli fotovoltaici sono i **Tiger Pro 72HC-TV 545 W della JINKO SOLAR**, e sono bifacciali in silicio monocristallino, 6x24 celle pertanto di dimensioni 2274x1134x35 mm, da 545 Wp ovvero ad alta efficienza, e ciò garantisce a parità di potenza installata una minore occupazione del suolo rispetto a moduli con efficienza standard.

Sono caratterizzati da una cornice in alluminio e da una lastra di protezione delle celle in EVA, che garantiscono una elevata resistenza meccanica, una resistenza al fuoco di classe A tipo 3 oltre a ottime prestazioni da un punto di vista di minori perdite per le connessioni elettriche, minori predite dovute ad ombreggiamenti e minori perdite per temperature.

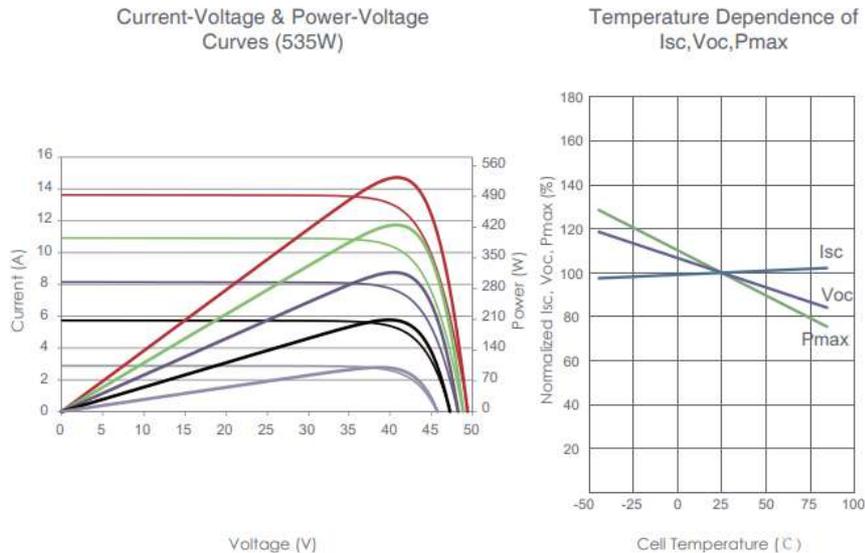


### Engineering Drawings



I moduli scelti sono caratterizzati da elevate efficienza, oltre che da tolleranze positive e da buona insensibilità alle variazioni delle tensioni al variare della temperature, come evidenziato dalle seguenti curve caratteristiche.

### Electrical Performance & Temperature Dependence



E dai seguenti parametri tecnici

SPECIFICATIONS										
Module Type	JKM525M-72HL4-TV		JKM530M-72HL4-TV		JKM535M-72HL4-TV		JKM540M-72HL4-TV		JKM545M-72HL4-TV	
	STC	NOCT								
Maximum Power (Pmax)	525Wp	391Wp	530Wp	394Wp	535Wp	398Wp	540Wp	402Wp	545Wp	405Wp
Maximum Power Voltage (Vmp)	40.61V	37.74V	40.71V	37.88V	40.81V	37.98V	40.91V	38.08V	41.07V	38.18V
Maximum Power Current (Imp)	12.93A	10.35A	13.02A	10.41A	13.11A	10.48A	13.20A	10.55A	13.27A	10.62A
Open-circuit Voltage (Voc)	49.27V	46.50V	49.35V	46.58V	49.42V	46.65V	49.49V	46.71V	49.65V	46.86V
Short-circuit Current (Isc)	13.64A	11.02A	13.71A	11.07A	13.79A	11.14A	13.87A	11.20A	13.94A	11.26A
Module Efficiency STC (%)	20.36%		20.55%		20.75%		20.94%		21.13%	
Operating Temperature(°C)	-40°C~+85°C									
Maximum system voltage	1500VDC (IEC)									
Maximum series fuse rating	30A									
Power tolerance	0~+3%									
Temperature coefficients of Pmax	-0.35%/°C									
Temperature coefficients of Voc	-0.28%/°C									
Temperature coefficients of Isc	0.048%/°C									
Nominal operating cell temperature (NOCT)	45±2°C									
Refer. Bifacial Factor	70±5%									

Gli inverter centralizzati sono della JEMA in skid prefabbricato e precablato contenente due inverte IFX6 da 2550 kVA e un trafo a doppio secondario da 5200 kVA – 33 kV/0.62-0.62 kV

Ciascun inverter ha le seguenti caratteristiche elettriche :

	2100	2250	2400	2550
<b>&gt; INPUT DATA</b>				
Battery charge mode	740-1300	740-1300	740-1300	740-1300
Minimum MPPT voltage	740 V	790 V	840 V	890 V
Maximum MPPT voltage	1250 V			
Maximum VOC	1500 V			
Maximum current	3300 A			
N°. DC inputs	18 entradas / 1 MPPT			
Isolation detection system	Yes (Isolation measurement, Optional GFDI)			
<b>&gt; OUTPUT DATA</b>				
Output rated power (S/P <sup>tanom</sup> )	2100 kVA/kW	2250 kVA/kW	2400 kVA/kW	2550 kVA/kW
Input rated power (S/P <sup>25°C</sup> ) <sup>(1)</sup>	2347 kVA	2515 kVA/kW	2682 kVA/kW	2850 kVA/kW
Rated voltage (3F +10%, -15%)	515 V	550 V	585 V	620 V
Rated current	2650 A			
Frequency	50/60 Hz			
Power factor	Adjustable (1 at rated power)			
Output THD	< 3% at rated power			
Galvanic isolation	No (Optional BT/MT-BT/BT)			
Maximum efficiency	98.5%	98.6%	98.6%	98.7%
EUR efficiency	98.2%	98.2%	98.3%	98.4%
Control structure	Logic control and DSP, SVM technology			
Communications	Communication Port RS-485, Ethernet, etc.			
<b>&gt; PROTECTION</b>				
Overvoltage	Inputs and outputs			
Overcurrent	Inputs and outputs			
Reverse polarity	Yes			
Overtemperature	Yes			
Min./max. frequency	Yes			
Min./max. voltage	Yes			
Anti-islanding	Automatic disconnection			
<b>&gt; GENERAL DATA</b>				
Working temperature	- 10°C ...+ 50°C <sup>(2) (3)</sup>			
Relative temperature	0%-100%			
Dimensions (h x w x d)	2300 x 2870 x 1780 mm			
Weight	4500 kg			
Altitude	1000 m <sup>(2)</sup>			
Enclosure (IP)	IP54			

Sulla base della potenza di picco del campo in DC e delle caratteristiche dei moduli il campo sarà formato da **67.004** moduli, raggruppati in **2393** stringhe formate da **28** moduli collegati in serie, il campo sarà suddiviso in **7** sottocampi livello I, ciascuno diviso a sua volta in **24** sottocampi di livello II, le stringhe in gruppi di 14 afferiscono ai **168** quadri di parallelo di stringa, 12 per ciascuno dei due inverter che compongono le 7 power station.

Ogni sottocampo è caratterizzato dalla potenza di 5,1 MWp circa, e da una PS con un trasformatore da 5200 kVA a 36 kV, con doppio secondario, in olio, ciascuno con la relativa protezione MT, che trasforma l'energia da continua in alternata e la elevano alla tensione di riferimento della rete, una rete in MT composta da due tronchi radiali raccoglie l'energia e la convoglia nel punto di consegna dove viene immessa nella rete elettrica nazionale.

### CALCOLI E VERIFICHE ELETTRICHE

Verifichiamo ora il corretto accoppiamento stringhe inverter in corrispondenza dei valori minimi della temperatura di lavoro dei moduli (-10 °C) e dei valori massimi di lavoro degli stessi (70 °C):

<b>TENSIONI MPPT</b>	
Vm a 70 °C (1074 V) maggiore di Vmppt min. (500.00 V)	<b>VERIFICATO</b>
Vm a -10 °C (1307 V) minore di Vmppt max. (1500.00 V)	<b>VERIFICATO</b>
<b>TENSIONE MASSIMA</b>	
Voc a -10 °C (1500 V) inferiore alla tensione max. dell'ingresso MPPT (1500.00 V)	<b>VERIFICATO</b>
<b>TENSIONE MASSIMA MODULO</b>	
Voc a -10 °C (1500 V) inferiore alla tensione max. di sistema del modulo (1 500.00 V)	<b>VERIFICATO</b>

Verificato il corretto accoppiamento stringhe inverter occorre determinare le sezioni dei circuiti sia in corrente continua che in corrente alternata sia in BT che in MT.

Al fine di ottimizzare le sezioni dei cavi contenendo i costi e le cadute di tensione è fondamentale la corretta individuazione della potenza dei carichi, delle posizioni degli inverter di stringa e delle cabine inverter che devono essere quanto più prossime al baricentro elettrico.

Il valore della caduta di tensione delle nuove linee è stato fissato al 4% e calcolato mediante la seguente formula, come previsto dalla sezione 5 della norma CEI 64/8

$$\Delta V = k \times I_b \times L \times (r \cos \varphi + x \sin \varphi)$$

Dove:

- K è un fattore di tensione pari a 2 per circuiti monofase e 1,71 per sistemi trifase
- L è la lunghezza della linea
- r è la resistenza per chilometro della linea
- x è la reattanza per chilometro della linea
- 

$$\Delta V\% = 100 \Delta V/V$$

Pertanto tutte le linee di alimentazione sono state dimensionate in modo tale da ottenere per tutta la linea, nelle ipotesi di carico equilibrato (per linee trifase) e concentrato alle estremità della linea, la rispondenza alla seguente condizione:

$$\Delta V\% \leq 4\%$$

Per ciascun tratto si è attribuito una caduta di potenziale massima così determinata :

- tratto CC  $\Delta V\% \leq 1\%$
- tratto AC (BT)  $\Delta V\% \leq 1,5\%$
- tratto AC (MT)  $\Delta V\% \leq 1,5\%$

Il calcolo della portata di conduttori è stato effettuato sulla base delle tabelle CEI UNEL 32024/1 per posa non interrata e CEI UNEL 32024/2 per posa interrata :

- tratto CC Posa non interrata fissa sui tracker cavo FG210M21
- tratto AC (BT) Posa interrata in cavidotto corrugato cavo FG16R16
- tratto AC (MT) Posa interrata in cavidotto corrugato cavo RG7H1M1

la scelta di avere quadri di campo baricentrici rispetto alle stringhe e cabine MT baricentriche rispetto ai campi consente anche una standardizzazione delle sezioni dei cavi solari tratto CC e dei cavi MT e ciò anche al fine di una migliore gestione commerciale della commessa, fermo restando

17

il rispetto dei limiti della caduta di tensione massima percentuale, si ha pertanto che le sezioni per tali tratti risultano :

- tratto CC : cavo FG21OM21 formazione 2x1x 6 mmq (6 mmq polo positivo e 6 mmq polo negativo)
- tratto AC (MT) : cavo RG7H1M1 formazione 3x1x185 mmq (185 mmq per fase)

in tutti gli altri casi le sezioni sono riassunte nelle seguenti tabelle.

CAMPO 1		Stringhe	Potenza [W]	DENOMINAZIONE LINEA	L [m]	FORMAZIONE CAVO				
INVERTER	QUADRO					TIPO	POLI	N	SEZIONE	
1	1	15	228900	L 1. 1	15	FG16R16	2x	1x	70	mmq
	2	15	228900	L 1. 2	60	FG16R16	2x	1x	95	mmq
	3	15	228900	L 1. 3	60	FG16R16	2x	1x	95	mmq
	4	15	228900	L 1. 4	80	FG16R16	2x	1x	95	mmq
	5	15	228900	L 1. 5	90	FG16R16	2x	1x	95	mmq
	6	15	228900	L 1. 6	105	FG16R16	2x	1x	95	mmq
	7	15	228900	L 1. 7	125	FG16R16	2x	1x	95	mmq
	8	15	228900	L 1. 8	165	FG16R16	2x	1x	150	mmq
	9	15	228900	L 1. 9	170	FG16R16	2x	1x	150	mmq
	10	15	228900	L 1. 10	180	FG16R16	2x	1x	150	mmq
	11	15	228900	L 1. 11	210	FG16R16	2x	2x	95	mmq
	12	15	228900	L 1. 12	250	FG16R16	2x	2x	120	mmq
	13	15	228900	L 1. 13	320	FG16R16	2x	2x	150	mmq
	14	15	228900	L 1. 14	370	FG16R16	2x	2x	150	mmq
	15	15	228900	L 1. 15	420	FG16R16	2x	2x	240	mmq
2	16	15	228900	L 1. 16	490	FG16R16	2x	2x	240	mmq
	17	14	213640	L 1. 17	480	FG16R16	2x	2x	240	mmq
	18	14	213640	L 1. 18	490	FG16R16	2x	2x	240	mmq
	19	14	213640	L 1. 19	520	FG16R16	2x	2x	240	mmq
	20	13	198380	L 1. 20	530	FG16R16	2x	2x	185	mmq
	21	13	198380	L 1. 21	560	FG16R16	2x	2x	185	mmq
	22	13	198380	L 1. 22	520	FG16R16	2x	2x	185	mmq
	23	13	198380	L 1. 23	590	FG16R16	2x	2x	240	mmq
	24	13	198380	L 1. 24	600	FG16R16	2x	2x	240	mmq
		347	5295220							

**PROGETTO DEFINITIVO  
IMPIANTO FOTOVOLTAICO – MASSERIA D'ERRICO  
COMUNE DI SPINAZZOLA (BAT)**

**DATA:  
GIUGNO 2021**

CAMPO 2		Stringhe	Potenza [W]	DENOMINAZION E LINEA	L [m]	FORMAZIONE CAVO				
INVERTER	QUADRO					TIPO	POLI	N	SEZIONE	
3	1	14	213640	L 2. 1	55	FG16R16	2x	1x	70	mm q
	2	15	228900	L 2. 2	90	FG16R16	2x	1x	95	mm q
	3	15	228900	L 2. 3	110	FG16R16	2x	1x	95	mm q
	4	15	228900	L 2. 4	120	FG16R16	2x	1x	0	12 mm q
	5	15	228900	L 2. 5	150	FG16R16	2x	1x	0	15 mm q
	6	15	228900	L 2. 6	160	FG16R16	2x	1x	0	15 mm q
	7	15	228900	L 2. 7	190	FG16R16	2x	1x	0	15 mm q
	8	15	228900	L 2. 8	220	FG16R16	2x	2x	95	mm q
	9	15	228900	L 2. 9	230	FG16R16	2x	2x	95	mm q
	10	15	228900	L 2. 10	260	FG16R16	2x	2x	0	12 mm q
	11	14	213640	L 2. 11	340	FG16R16	2x	2x	0	15 mm q
	12	15	228900	L 2. 12	20	FG16R16	2x	1x	70	mm q
	13	14	213640	L 2. 13	50	FG16R16	2x	1x	70	mm q
	14	15	228900	L 2. 14	80	FG16R16	2x	1x	95	mm q
	4	15	14	213640	L 2. 15	100	FG16R16	2x	1x	95
16		14	213640	L 2. 16	140	FG16R16	2x	1x	0	15 mm q
17		15	228900	L 2. 17	150	FG16R16	2x	1x	0	15 mm q
18		15	228900	L 2. 18	170	FG16R16	2x	1x	0	15 mm q
19		14	213640	L 2. 19	180	FG16R16	2x	1x	0	15 mm q
20		13	198380	L 2. 20	200	FG16R16	2x	2x	95	mm q
21		15	228900	L 2. 21	210	FG16R16	2x	2x	95	mm q
22		14	213640	L 2. 22	230	FG16R16	2x	2x	95	mm q
23		14	213640	L 2. 23	250	FG16R16	2x	2x	0	12 mm q
24		14	213640	L 2. 24	260	FG16R16	2x	2x	0	12 mm q
		349	5325740							

CAMPO 3		Stringhe	Potenza [W]	DENOMINAZIONE E LINEA	L [m]	FORMAZIONE CAVO				
INVERTER	QUADRO					TIPO	POLI	N	SEZIONE	
5	1	15	228900	L 3. 1	25	FG16R16	2x	1x	70	mm q
	2	15	228900	L 3. 2	40	FG16R16	2x	1x	70	mm q
	3	15	228900	L 3. 3	15	FG16R16	2x	1x	70	mm q
	4	15	228900	L 3. 4	70	FG16R16	2x	1x	95	mm q
	5	15	228900	L 3. 5	85	FG16R16	2x	1x	95	mm q
	6	15	228900	L 3. 6	120	FG16R16	2x	1x	12 0	mm q
	7	14	213640	L 3. 7	120	FG16R16	2x	1x	95	mm q
	8	15	228900	L 3. 8	130	FG16R16	2x	2x	12 0	mm q
	9	15	228900	L 3. 9	140	FG16R16	2x	1x	12 0	mm q
	10	15	228900	L 3. 10	200	FG16R16	2x	1x	15 0	mm q
	11	14	213640	L 3. 11	180	FG16R16	2x	1x	15 0	mm q
	12	14	213640	L 3. 12	190	FG16R16	2x	1x	15 0	mm q
	13	14	213640	L 3. 13	200	FG16R16	2x	1x	15 0	mm q
	14	14	213640	L 3. 14	210	FG16R16	2x	2x	95	mm q
	6	15	14	213640	L 3. 15	220	FG16R16	2x	2x	12 0
16		14	213640	L 3. 16	230	FG16R16	2x	2x	12 0	mm q
17		14	213640	L 3. 17	240	FG16R16	2x	2x	12 0	mm q
18		14	213640	L 3. 18	250	FG16R16	2x	2x	15 0	mm q
19		14	213640	L 3. 19	260	FG16R16	2x	2x	15 0	mm q
20		14	213640	L 3. 20	270	FG16R16	2x	2x	15 0	mm q
21		14	213640	L 3. 21	280	FG16R16	2x	2x	15 0	mm q
22		15	228900	L 3. 22	330	FG16R16	2x	2x	15 0	mm q
23		15	228900	L 3. 23	420	FG16R16	2x	2x	24 0	mm q
24		15	228900	L 3. 24	470	FG16R16	2x	2x	24 0	mm q

**PROGETTO DEFINITIVO  
IMPIANTO FOTOVOLTAICO – MASSERIA D'ERRICO  
COMUNE DI SPINAZZOLA (BAT)**

**DATA:  
GIUGNO 2021**

		348	5310480				
--	--	-----	---------	--	--	--	--

CAMPO 4		Stringhe	Potenza [W]	DENOMINAZIONE LINEA	L [m]	FORMAZIONE CAVO				
INVERTER	QUADRO					TIPO	POLI	N	SEZIONE	
7	1	15	228900	L 4. 1	15	FG16R16	2x	1x	70	mmq
	2	15	228900	L 4. 2	65	FG16R16	2x	1x	95	mmq
	3	15	228900	L 4. 3	115	FG16R16	2x	1x	120	mmq
	4	15	228900	L 4. 4	165	FG16R16	2x	1x	150	mmq
	5	15	228900	L 4. 5	215	FG16R16	2x	2x	95	mmq
	6	15	228900	L 4. 6	65	FG16R16	2x	1x	95	mmq
	7	15	228900	L 4. 7	115	FG16R16	2x	1x	120	mmq
	8	15	228900	L 4. 8	165	FG16R16	2x	1x	150	mmq
	9	15	228900	L 4. 9	215	FG16R16	2x	2x	95	mmq
	10	15	228900	L 4. 10	265	FG16R16	2x	2x	120	mmq
	11	13	198380	L 4. 11	120	FG16R16	2x	1x	120	mmq
8	12	15	228900	L 4. 12	220	FG16R16	2x	1x	150	mmq
	13	14	213640	L 4. 13	320	FG16R16	2x	1x	150	mmq
	14	14	213640	L 4. 14	140	FG16R16	2x	1x	120	mmq
	15	14	213640	L 4. 15	150	FG16R16	2x	1x	120	mmq
	16	14	213640	L 4. 16	190	FG16R16	2x	1x	150	mmq
	17	14	213640	L 4. 17	330	FG16R16	2x	2x	150	mmq
	18	14	213640	L 4. 18	210	FG16R16	2x	2x	95	mmq
	19	13	198380	L 4. 19	350	FG16R16	2x	2x	150	mmq
	20	14	213640	L 4. 20	370	FG16R16	2x	2x	240	mmq
	21	14	213640	L 4. 21	280	FG16R16	2x	2x	150	mmq
	22	15	228900	L 4. 22	390	FG16R16	2x	1x	240	mmq
	23	15	228900	L 4. 23	420	FG16R16	2x	2x	240	mmq

*Il tecnico:*

*dott. ing. Nicola Incampo*

*Il Committente:*

*SOLAR ENERGY VENTIQUEATTRO S.r.l.*

**PROGETTO DEFINITIVO  
IMPIANTO FOTOVOLTAICO – MASSERIA D'ERRICO  
COMUNE DI SPINAZZOLA (BAT)**

**DATA:  
GIUGNO 2021**

	24	15	228900	L	4. 24	440	FG16R16	2x	2x	240	mmq
		348	5310480								

CAMPO 5		Stringhe	Potenza [W]	DENOMINAZIONE LINEA	L [m]	FORMAZIONE CAVO				
INVERTER	QUADRO					TIPO	POLI	N	SEZIONE	
9	1	15	228900	L C 1	115	FG16R16	2x	1x	120	mmq
	2	14	213640	L 5. 2	95	FG16R16	2x	1x	70	mmq
	3	14	213640	L 5. 3	85	FG16R16	2x	1x	70	mmq
	4	14	213640	L 5. 4	75	FG16R16	2x	1x	70	mmq
	5	14	213640	L 5. 5	65	FG16R16	2x	1x	70	mmq
	6	14	213640	L 5. 6	50	FG16R16	2x	1x	70	mmq
	7	14	213640	L 5. 7	40	FG16R16	2x	1x	70	mmq
	8	14	213640	L 5. 8	30	FG16R16	2x	1x	70	mmq
	9	14	213640	L 5. 9	20	FG16R16	2x	1x	70	mmq
	10	15	228900	L 5. 10	20	FG16R16	2x	1x	70	mmq
10	11	15	228900	L 5. 11	30	FG16R16	2x	1x	70	mmq
	12	14	213640	L 5. 12	45	FG16R16	2x	1x	70	mmq
	13	14	213640	L 5. 13	55	FG16R16	2x	1x	70	mmq
	14	14	213640	L 5. 14	95	FG16R16	2x	1x	70	mmq
	15	14	213640	L 5. 15	110	FG16R16	2x	1x	95	mmq
	16	14	213640	L 5. 16	160	FG16R16	2x	1x	120	mmq
	17	14	213640	L 5. 17	180	FG16R16	2x	1x	120	mmq
	18	14	213640	L 5. 18	365	FG16R16	2x	2x	120	mmq
	19	14	213640	L 5. 19	320	FG16R16	2x	2x	120	mmq
	20	12	183120	L 5. 20	280	FG16R16	2x	2x	95	mmq
	21	14	213640	L 5. 21	260	FG16R16	2x	2x	95	mmq
	22	14	213640	L 5. 22	230	FG16R16	2x	2x	95	mmq

22

*Il tecnico:*  
dott. ing. Nicola Incampo

*Il Committente:*  
SOLAR ENERGY VENTiquATTRO S.r.l.

**PROGETTO DEFINITIVO  
IMPIANTO FOTOVOLTAICO – MASSERIA D'ERRICO  
COMUNE DI SPINAZZOLA (BAT)**

**DATA:  
GIUGNO 2021**

	23	12	183120	L 5. 23	300	FG16R16	2x 2x 120	mmq
	24	12	183120	L 5. 24	360	FG16R16	2x 2x 150	mmq
		333	5081580					

CAMPO 6		Stringhe	Potenza [W]	DENOMINAZIONE LINEA	L [m]	FORMAZIONE CAVO			
INVERTER	QUADRO					TIPO	POLI	N	SEZIONE
11	1	13	198380	L 6. 1	90	FG16R16	2x 1x 70	mmq	
	2	14	213640	L 6. 2	75	FG16R16	2x 1x 70	mmq	
	3	15	228900	L 6. 3	25	FG16R16	2x 1x 70	mmq	
	4	15	228900	L 6. 4	20	FG16R16	2x 1x 70	mmq	
	5	14	213640	L 6. 5	30	FG16R16	2x 1x 70	mmq	
	6	14	213640	L 6. 6	50	FG16R16	2x 1x 70	mmq	
	7	14	213640	L 6. 7	70	FG16R16	2x 1x 70	mmq	
	8	14	213640	L 6. 8	70	FG16R16	2x 1x 70	mmq	
	9	14	213640	L 6. 9	95	FG16R16	2x 1x 70	mmq	
	10	15	228900	L 6. 10	125	FG16R16	2x 1x 95	mmq	
	11	15	228900	L 6. 11	145	FG16R16	2x 1x 95	mmq	
	12	15	228900	L 6. 12	155	FG16R16	2x 1x 120	mmq	
	13	15	228900	L 6. 13	165	FG16R16	2x 1x 120	mmq	
	14	15	228900	L 6. 14	175	FG16R16	2x 1x 120	mmq	
	15	15	228900	L 6. 15	185	FG16R16	2x 1x 150	mmq	
12	16	12	183120	L 6. 16	195	FG16R16	2x 1x 120	mmq	
	17	12	183120	L 6. 17	215	FG16R16	2x 1x 120	mmq	
	18	14	213640	L 6. 18	140	FG16R16	2x 1x 95	mmq	
	19	15	228900	L 6. 19	225	FG16R16	2x 2x 95	mmq	
	20	12	183120	L 6. 20	295	FG16R16	2x 2x 120	mmq	
	21	14	213640	L 6. 21	250	FG16R16	2x 2x 120	mmq	

23

Il tecnico:

dott. ing. Nicola Incampo

Il Committente:

SOLAR ENERGY VENTiquATTRO S.r.l.

**PROGETTO DEFINITIVO  
IMPIANTO FOTOVOLTAICO – MASSERIA D'ERRICO  
COMUNE DI SPINAZZOLA (BAT)**

**DATA:  
GIUGNO 2021**

	22	14	213640	L	6. 22	325	FG16R16	2x	2x	150	mmq
	23	12	183120	L	6. 23	390	FG16R16	2x	2x	150	mmq
	24	12	183120	L	6. 24	435	FG16R16	2x	2x	150	mmq
		334	5096840								

CAMPO 7		Stringhe	Potenza [W]	DENOMINAZIONE LINEA	L [m]	FORMAZIONE CAVO				
INVERTER	QUADRO					TIPO	POLI	N	SEZIONE	
13	1	12	183120	L 7. 1	120	FG16R16	2x	1x	95	mmq
	2	12	183120	L 7. 2	110	FG16R16	2x	1x	95	mmq
	3	12	183120	L 7. 3	100	FG16R16	2x	1x	95	mmq
	4	15	228900	L 7. 4	80	FG16R16	2x	1x	70	mmq
	5	15	228900	L 7. 5	60	FG16R16	2x	1x	70	mmq
	6	14	213640	L 7. 6	50	FG16R16	2x	1x	70	mmq
	7	14	213640	L 7. 7	40	FG16R16	2x	1x	70	mmq
	8	15	228900	L 7. 8	30	FG16R16	2x	1x	70	mmq
	9	15	228900	L 7. 9	10	FG16R16	2x	1x	70	mmq
	10	15	228900	L 7. 10	20	FG16R16	2x	1x	70	mmq
	11	12	183120	L 7. 11	30	FG16R16	2x	1x	70	mmq
	12	15	228900	L 7. 12	40	FG16R16	2x	1x	70	mmq
	14	13	15	228900	L 7. 13	50	FG16R16	2x	1x	70
14		15	228900	L 7. 14	60	FG16R16	2x	1x	70	mmq
15		15	228900	L 7. 15	70	FG16R16	2x	1x	70	mmq
16		14	213640	L 7. 16	80	FG16R16	2x	1x	95	mmq
17		15	228900	L 7. 17	90	FG16R16	2x	1x	95	mmq
18		14	213640	L 7. 18	100	FG16R16	2x	1x	120	mmq
19		15	228900	L 7. 19	110	FG16R16	2x	1x	120	mmq
20		14	213640	L 7. 20	130	FG16R16	2x	1x	120	mmq

24

*Il tecnico:*  
dott. ing. Nicola Incampo

*Il Committente:*  
SOLAR ENERGY VENTiquATTRO S.r.l.

	21	12	183120	L	7. 21	140	FG16R16	2x 1x 120	mmq
	22	13	198380	L	7. 22	160	FG16R16	2x 1x 120	mmq
	23	14	213640	L	7. 23	130	FG16R16	2x 1x 120	mmq
	24	12	183120	L	7. 24	130	FG16R16	2x 1x 120	mmq
		334	5096840						

La protezione delle linee di alimentazione dal sovraccarico verrà realizzata con fusibili sul lato CC e con interruttori automatici di massima corrente su tutte le linee AC idonee per tensioni di lavoro 690 Vac. Le condizioni a cui dovranno soddisfare i dispositivi scelti, sono le seguenti:

$$I_b \leq I_n \leq I_z$$

(CEI 64-8, art. 433.2)

E  $I_f \leq 1.45 I_z$

Dove

- $I_b$  = corrente di impiego del cavo
- $I_n$  = corrente nominale dell'interruttore
- $I_z$  = portata del conduttore
- $I_f$  = corrente di funzionamento del dispositivo

La protezione dal cortocircuito verrà assicurata installando interruttori aventi potere di interruzione, direttamente o per filiazione, sicuramente superiore alla massima corrente di cortocircuito nel punto di installazione.

Per la protezione dei cavi contro il cortocircuito ad inizio linea è stata invece verificata la seguente espressione:

$$I^2 t \leq K^2 S^2$$

Dove

- $I^2 t$  è l'energia specifica lasciata passare dall'interruttore
- $K$  costante caratteristica dei cavi in funzione del tipo di isolante con conduttori in rame
- $S$  sezione del cavo in  $mm^2$

Il potere di interruzione scelto per gli interruttori sarà maggiore del massimo valore della corrente di cortocircuito presunto e comunque in nessun caso inferiore a 16 kA.

Si rimanda agli elaborati grafici per quanto riguarda gli schemi unifilari dei quadri elettrici BT ed MT.

Si osserva infine che come affermato in premessa e come deducibile dalle precedenti tabelle l'impianto fotovoltaico ha Potenza nominale in DC di **36,51718 KWp** e potenza in immissione massima in AC **36,31264 KWp** infatti per **potenza installata in AC** si intende la minore tra la **potenza del generatore fotovoltaico** e la **potenza dell'inverter**, in sintesi per ciascun sottocampo si ha

Campo	P - DC [MWp]	P Inveter [MWp]	P AC [MWp]
Campo 1	5,29522	5,1	5,1
Campo 2	5,32574	5,1	5,1
Campo 3	5,31048	5,1	5,1
Campo 4	5,31048	5,1	5,1
Campo 5	5,08158	5,1	5,08158
Campo 6	5,09684	5,1	5,09684
Campo 7	5,09684	5,1	5,09684
Totale	35,67526		

Che è inferiore alla potenza della TICA pertanto la potenza massima in immissione in AC è **36,31264** MWp ovvero quella della TICA.

Il Tecnico

Dott. Ing. Nicola Incampo

