




Comune di Comune di Bondeno Provincia di Verona

REALIZZAZIONE DI UN IMPIANTO SOLARE FOTOVOLTAICO “GRID CONNECTED”

$P_{\text{nomimale,FV}} = 30,00 \text{ [kWp]}$

$P_{\text{CA, massima immessa in rete}} = 29,40 \text{ [kW]}$

Via Argine Vela 471
Comune di Bondeno (FE), loc. Zerbinato

Committente: Società Agricola Biopig Italia s.s. di Cascone Luigi e C.	Elaborati: <ul style="list-style-type: none">• <i>Relazione tecnica</i>• <i>Dimensionamento e verifica a Norme CEI</i>• <i>Schede tecniche dei materiali utilizzati</i>• <i>Elaborati grafici in allegato</i>
Progettazione: Ing. Raffaele Perissinotto Viale del Lavoro 22/g San Martino B.A.-VR Rif.: 36-20 Allegato C2.1_Rev01	Data: marzo '22 

SOMMARIO

Provincia di Verona	1
1.1 Dati generali dell'impianto	3
1.2 Ingegneria di sistema: Layout – Micrositing - Componentistica	4
Configurazione elettrica generatore fotovoltaico, sistema di conversione/ e Quadri CC.	7
1.3 Verifica di compatibilità campo fotovoltaico-inverter	14
1.4 Analisi di producibilità impianto fotovoltaico (micrositing locale/globale) e calcoli prestazionali impianto	15
1.5 Cadute di tensione – Layout cablaggio impianto FV	15
1.6 Protezione circuitale da sovracorrenti dovute a sovraccarichi	15
1.7 Protezione contro il corto circuito	15
1.8 Impianto di terra e conduttori di protezione	16
1.9 Protezione contro i contatti indiretti	16
1.10 Protezione contro i contatti diretti	16
1.11 Protezione contro le sovratensioni di origine atmosferica/o manovre	17
1.12 Montaggio componenti	17
1.13 Collaudi	17
1.14 Messa in esercizio	19
1.15 Principali riferimenti normativi	19

1.1 Dati generali dell'impianto

Il presente progetto è relativo alla realizzazione di un impianto di produzione di energia elettrica tramite conversione fotovoltaica, avente una potenza di picco pari a 30,00 kWp.

Il sito di installazione dell'impianto in oggetto sarà:

Via Argine Vela 471
Comune di Bondeno (FE), loc. Zerbinato

Il presente progetto preliminare è presentato nell'ambito del decreto legislativo numero 28/2011 articolo n.11, *integrazione delle fonti rinnovabili negli edifici di nuova costruzione soggetti a ristrutturazione*.

L'obbligo si applica agli edifici di nuova costruzione e agli edifici esistenti sottoposti a ristrutturazione rilevante – Art. 11, comma 1.

Per “edificio di nuova costruzione”, si intende un edificio per il quale la richiesta del relativo titolo edilizio sia stata presentata successivamente alla data di entrata in vigore del decreto marzo 2010) – Art. 2, comma 1, lettera “n”.

Per “edificio sottoposto a ristrutturazione rilevante”, si intende un edificio esistente avente superficie utile superiore a 1000 metri quadrati, soggetto a ristrutturazione integrale degli elementi edilizi costituenti l'involucro oppure un edificio esistente soggetto a demolizione ricostruzione anche in manutenzione straordinaria – Art. 2, comma 1, lettera “n”.

La potenza elettrica degli impianti alimentati da fonti rinnovabili che devono essere obbligatoriamente installati sopra o all'interno dell'edificio o nelle relative pertinenze, viene calcolata in kW di potenza (P) moltiplicati per la superficie (S) e sottoposta a coefficienti variabili (K: m²/kW) a seconda dei tempi di costruzione.

Ecco la formula:

$$P = (1/K) \cdot S$$

Dove S è la superficie in pianta dell'edificio al livello del terreno, misurata in m²,
e K è il coefficiente da applicare

Il coefficiente K assume i seguenti valori:

- K = 80 dal 31/05/2012 al 31/12/2013;
- K = 65 dal 01/01/2014 al 31/12/2016;
- K = 50 dal 01/01/2017.

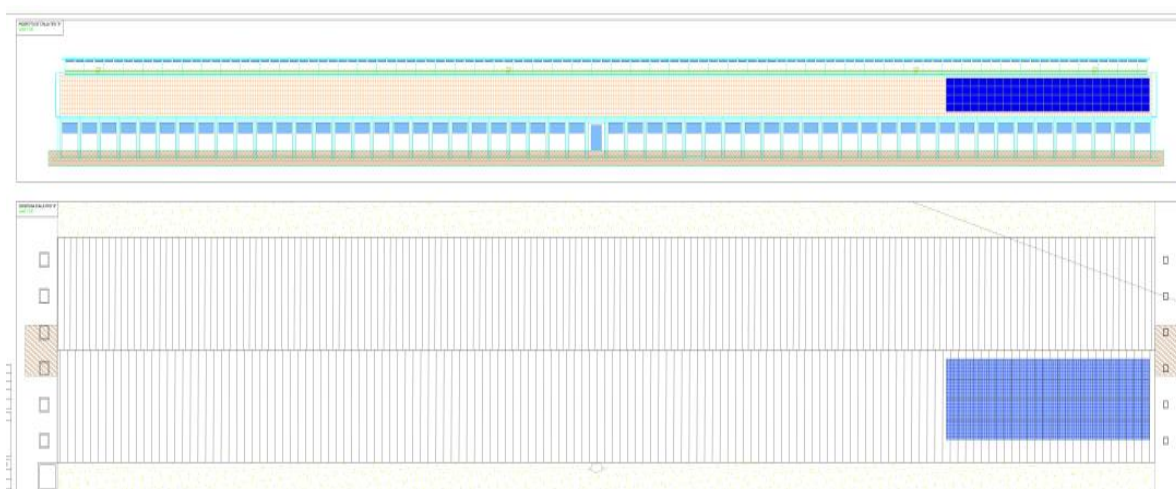
Considerando che la superficie in pianta al livello del terreno dell'edificio è pari a 12500mq risulta un impianto fotovoltaico di potenza installata pari a 250,00 kW, si è deciso di installare, in accordo con il comune, un numero di pannelli pari a 100 da 300W, che frutterà una potenza massima di 30,00 kW.

1.2 Ingegneria di sistema: Layout – Micrositing - Componentistica

Layout impiantistico

L'impianto fotosolare per la produzione di energia elettrica sarà costituito da un generatore fotovoltaico per una potenza complessiva di 30,00 [kWp] lato CC.

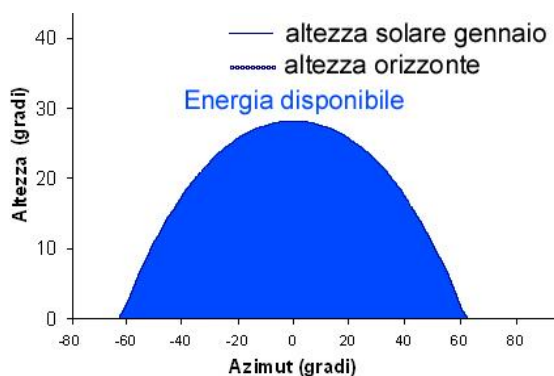
Sviluppo copertura fotovoltaica composta da 100 moduli tipo BenQ SunVivo da 300W MONO



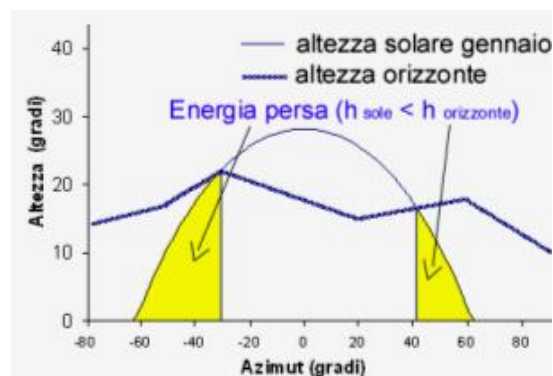
Micrositing

Il layout prescelto nella disposizione delle file di moduli al suolo risulta funzione di un accurato micrositing:

- a) l'analisi clinometrica globale, cioè la determinazione della perdita di producibilità dell'impianto fotovoltaico in relazione alla sky-line osservata nel baricentro del sistema fotosolare, è stata integralmente ricostruita con idoneo sopralluogo per rilievo clinometrico e verificata facendo uso di immagini satellitari tridimensionali, per mezzo delle quali si sono potute valutare le altezze angolari degli ostacoli posti all'orizzonte (profilo clinometrico) visti dal sistema fotosolare. Gli ombreggiamenti clinometrici sono dovuti alla presenza di colline, montagne, alberi, edifici, ecc. posti a distanza sufficientemente grande dal campo fotovoltaico, pertanto con buona approssimazione si può ritenere che i loro effetti siano istantaneamente uguali per ogni modulo ed ogni stringa che compone il campo fotovoltaico. L'ombreggiamento clinometrico difficilmente può essere evitato o mitigato una volta che il sito di installazione è stato scelto. La stima delle perdite da ombreggiamento clinometrico può essere fatta riportando il profilo dell'orizzonte, in termini di altezza ed in funzione dell'angolo di azimut, sul diagramma di altezza solare. In prima approssimazione il calcolo delle perdite può essere fatto mese per mese ipotizzando che l'energia irraggiata sul piano dei moduli sia proporzionale all'area sottesa dalle curve di altezza solare. In tal caso la perdita percentuale di energia per il mese in esame risulta pari al rapporto fra l'energia persa (area gialla) e l'energia disponibile (area blu).



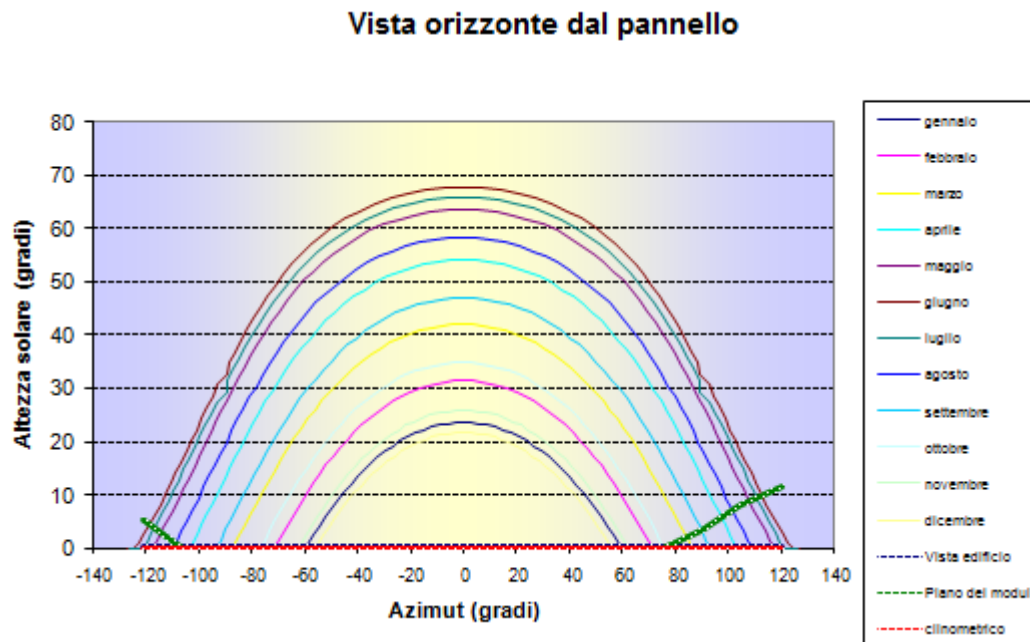
Energia disponibile



Energia persa

Spazzando l'orizzonte da est ad ovest e misurando l'altezza angolare degli ostacoli posti all'orizzonte riportandole sui digrammi con i percorsi solari, si determina il livello di perdite per ombreggiamento clinometrico-globale. Il calcolo ha evidenziato perdite nulle non essendo presenti ostacoli all'orizzonte.

- b) l'analisi clinometrica locale rappresenta invece la determinazione della perdita di producibilità dell'impianto fotovoltaico in relazione all'ombreggiamento generato da ostacoli posti all'interno del layout in cui è posizionato il generatore fotovoltaico. Il calcolo ha evidenziato perdite di circa il 5% a causa di alberi ad alto fusti posti a sud dell'edificio.



Scheda riassuntiva Impianto fotovoltaico

Impianto solare FV –

P= 29,40 kWp

n.2 Inverter FRONIUS SYMO 15.0.3-M

n. 100 in silicio monocristallino

A - n.3 stringhe = 16 moduli per stringa

B - n.4 stringhe = 13 moduli per stringa

Producibilità annua (Norme UNI 10349): **31500,00 kWh**

Producibilità specifica annua: **1050,00 kWh/kWp**

Configurazione elettrica generatore fotovoltaico, sistema di conversione/ e Quadri CC.

In allegato si riportano le tavole con la rappresentazione dello schema elettrico unifilare (cliente produttore) dell'impianto solare fotovoltaico (d'ora in poi FV).

La tecnologia scelta per i moduli è di tipo policristallino, con potenza di picco pari a 300 Wp];

Il generatore fotovoltaico sarà costituito da 1 nodo di generazione per un totale di 100.

A - n.3 stringhe = 16 moduli per stringa

B - n.4 stringhe = 13 moduli per stringa

Ciascun modulo è provvisto di diodi di by-pass, il parallelo delle stringhe è provvisto di protezioni contro le sovratensioni integrate all'interno del sistema di conversione; ciascun inverter è in grado di operare in modo completamente automatico e di inseguire il punto di massima potenza (MPP) del generatore fotovoltaico

Quadri CA_bt

Sul lato di bassa tensione – bt , tutte le apparecchiature in corrente alternata previste nel progetto, ad eccezione degli inverters, trovano posto nel quadro elettrico ubicato all'interno dell'edificio in prossimità degli inverters, rispettante la normativa EN 60947-1.

Interfaccia rete

Il dispositivo di interfaccia, sul quale agiscono le protezioni, così come previste dalla norma CEI 0-21, sarà interno all'inverter e provvede a scollegare l'intero sistema di generazione in caso di black-out .

SunVivo

PM060MW2/PM060MB2

Modulo Fotovoltaico Monocristallino



290W
310W

Gamma di potenza
290 ~ 310Wp



Design altamente rinforzato
Il modulo è conforme ai test di sforzo per
soddisfare i requisiti di caricamento 5400 Pa



Resistenza a PID (fino al livello Diamante)
Alta resistenza a PID certificata



Prestazioni superiori con luce debole
Migliore assorbimento della luce con
lunghezza d'onda lunga



Test di infiammabilità
Basso fattore di infiammabilità per
garantire sicurezza contro gli incendi



Resistenza alla corrosione del sale e all'umidità
Il modulo è conforme con lo standard IEC 61701:
Test sulla corrosione da contatto salino



Test dell'ammoniaca
Affidabile anche in ambienti con elevata
presenza di ammoniaca



BenQ
Solar

SunVivo PM060MW2/PM060MB2 (290 ~ 310Wp)

Dati elettrici

Valore tip. Potenza nominale P_N	290W	295W	300W	305W	310W
Valore tip. Efficienza modulo	17.8%	18.1%	18.4%	18.7%	19.1%
Tensione nominale tipica V_{NO} (V)	32.3	32.6	32.7	32.9	33.1
Corrente nominale tipica I_{NO} (A)	8.99	9.05	9.18	9.28	9.38
Tensione a circuito aperto tipica V_{OC} (V)	39.7	39.8	39.9	40.2	40.5
Corrente di corto circuito tipica I_{SC} (A)	9.57	9.63	9.80	9.91	10.02

* I dati precedenti costituiscono la misurazione a finitura alle condizioni di test standard STC (Standard Test Conditions)
 * STC: Irradiazione: 1000W/m², distribuzione spettrale AM 1.5, temperatura 25 ± 2° C, in conformità con IEC 60904-3
 * Si utilizza il backsheet nero (PM060MB2) per potenza tra 290W A 300W; Si utilizza il backsheet bianco (PM060MW2) per potenza tra 305W-310W.

Coefficiente di temperatura

NOCT	46 ± 2 °C
Coefficiente di temperatura tipico della P_N	-0.42% / K
Coefficiente di temperatura tipico della V_{OC}	-0.30% / K
Coefficiente di temperatura della I_{SC}	0.05% / K

* NOCT: Normal Operation Cell Temperature, temperatura operativa normale cella, condizioni di misurazione: irradiazione 800W/m², AM1.5, temperatura dell'aria 20° C, velocità del vento 1m/s

Caratteristiche meccaniche

Dimensioni (lunghezza x larghezza x altezza)	1640 x 992 x 40 mm (64.57 x 39.05 x 1.57 pollici)
Peso	18.5 kg (40.79 lbs)
Vetro anteriore	Vetro solare altamente trasparente (temperato) 3.2 mm (0.13 pollici)
Cella	60 celle solari monocristalline
Foglio posteriore	Pollicia composita
Telaio	Telaio in alluminio anodizzato
Strada di derivazione	Classificazione IP-68 (con 3 diodi di bypass)
Tipo di connettore & Cavi	MC-KST4KBT4: 1 x 4 mm ² (0.04 x 0.16 pollici ²), lunghezza ognuno 1.2 m (47.24 pollici)

Condizioni operative

Temperatura di funzionamento	-40 ~ +85 °C
Intervallo temperatura ambiente	-40 ~ +45 °C
Max. Tensione sistema IEC/UL	1000V / 1000V
Val. nominale fusibili in serie	15 A
Capacità massima di carico superficie	Testato fino a 5400 Pa in conformità con lo standard IEC 61215 (test avanzato)

Garanzie e certificazioni

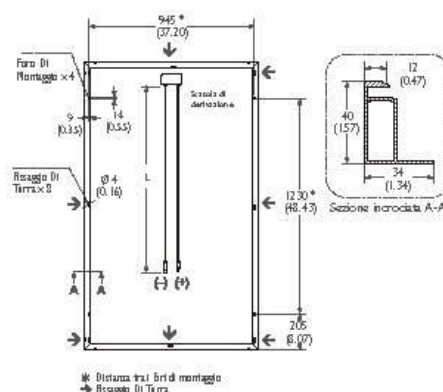
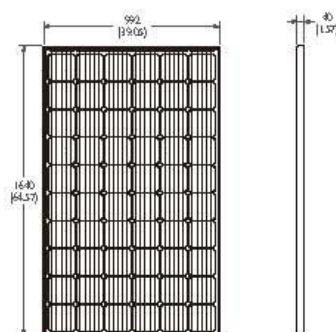
Prodotto	15 anni per materiale e manifattura
Garanzia delle prestazioni	Degradazione lineare garantita: 80% per 25 anni *1
Certificazioni	In conformità con le linee guida IEC 61215, IEC 61730, UL 1703 *2

*1: Per dettagli vedi il certificato di garanzia
 *2: Esaminare le nostre certificazioni presso i rivenditori ufficiali

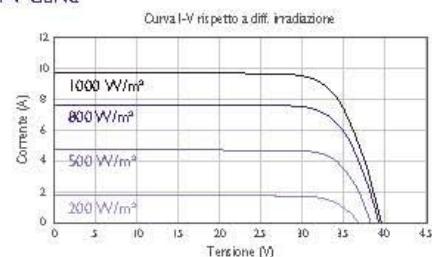
Configurazione dell'imballo

Container	20' GP	40' GP	40' HQ
Pezzi per pallet	26	26	26
Pallet per container	6	14	28
Pezzi per container	156	364	728

Dimensione mm [pollici]



I-V Curva



Caratteristiche di corrente/tensione con dipendenza su irradiazione e temperatura del modulo



AU Optronics: Chi siamo

AU Optronics (AUO) è un produttore leader mondiale di TFT-LCD dedicato a fornire soluzioni ecologiche ai propri clienti in tutto il mondo in un modo sostenibile e rispettoso per l'ambiente. Oltre ai suoi punti di forza nell'innovazione di prodotto e tecnologia, AUO sottolinea il suo impegno ecologico e l'utilizzo della sua eccellenza produttiva per sviluppare soluzioni fotovoltaiche in alta efficienza per il settore residenziale, commerciale e utility.



AU Optronics Corporation
 No. 1, Li-Hsin Rd. 2, Hsinchu Science Park, Hsinchu 30078, Taiwan
 Tel: +886-3-500-8899 - solar.AUO.com

© Copyright, Maggio 2017, AU Optronics Corp. Tutti i diritti riservati. Le informazioni sono soggette a modifica senza preavviso. Questo foglio di calcolo è stato stampato con Soy Ink.

Componentistica - Caratteristiche tecniche Inverters FRONIUS SYMO 15.0.3-M:

DATI TECNICI FRONIUS SYMO (10.0-3-M, 12.5-3-M, 15.0-3-M, 17.5-3-M, 20.0-3-M)

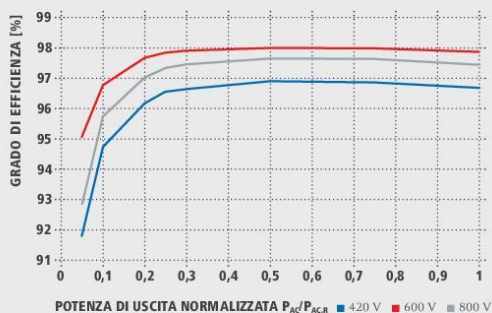
DATI DI ENTRATA	SYMO 10.0-3-M	SYMO 12.5-3-M	SYMO 15.0-3-M	SYMO 17.5-3-M	SYMO 20.0-3-M
Corrente di entrata max. ($I_{dc\ max\ 1} / I_{dc\ max\ 2}^{1)}$	27,0 A / 16,5 A ¹⁾		33,0 A / 27,0 A		
Corrente di entrata max utilizzabile	43,5 A		51,0 A		
Max contributo alla corrente di corto circuito (MPP ₁ /MPP ₂)	40,5 A / 24,8 A		49,5 A / 40,5 A		
Tensione di entrata min. ($U_{dc\ min}$)	200 V				
Tensione di avvio alimentazione ($U_{dc\ start}$)	200 V				
Tensione di entrata nominale ($U_{dc,r}$)	600 V				
Tensione di entrata max. ($U_{dc\ max}$)	1.000 V				
Gamma di tensione MPP ($U_{mpp\ min} - U_{mpp\ max}$)	270 - 800 V	320 - 800 V		370 - 800 V	420 - 800 V
Numero tracker MPP	2				
Numero ingressi CC	3+3				
Massima potenza di uscita del generatore	15,0 kW di picco	18,8 kW di picco	22,5 kW di picco	26,3 kW di picco	30,0 kW di picco
DATI DI USCITA	SYMO 10.0-3-M	SYMO 12.5-3-M	SYMO 15.0-3-M	SYMO 17.5-3-M	SYMO 20.0-3-M
Potenza nominale CA ($P_{ac,r}$)	10.000 W	12.500 W	15.000 W	17.500 W	20.000 W
Potenza di uscita max.	10.000 VA	12.500 VA	15.000 VA	17.500 VA	20.000 VA
Corrente di uscita max. ($I_{ac\ max}$)	14,4 A	18,0 A	21,7 A	25,3 A	28,9 A
Allacciamento alla rete (U_{ac}, r)	3-NPE 400 V / 230 V or 3-NPE 380 V / 220 V (+20 % / -30 %)				
Frequenza (fr)	50 Hz / 60 Hz				
Gamma di frequenza ($f_{min} - f_{max}$)	45 - 65 Hz				
Fattore di distorsione	1,8 %	2,0 %	1,5 %	1,5 %	1,3 %
Fattore di potenza ($\cos\ ac,r$)	0 - 1 ind. / cap.				
DATI GENERALI	SYMO 10.0-3-M	SYMO 12.5-3-M	SYMO 15.0-3-M	SYMO 17.5-3-M	SYMO 20.0-3-M
Dimensioni (altezza x larghezza x profondità)			725 x 510 x 225 mm		
Peso	34,8 kg		43,4 kg		
Grado di protezione	IP 66				
Classe di protezione	I				
Categoria sovratensione (CC/CA) ²⁾	1 + 2 / 3				
Consumo notturno	< 1 W				
Concezione dell'inverter	Senza Trasformatore				
Raffreddamento	Ventilazione regolata				
Montaggio	In interni e in esterni				
Gamma temperatura ambiente	-40 - +60 °C				
Umidità dell'aria consentita	da 0 a 100 %				
Max. altitudine	2.000 m / 3.400 m (range di voltaggio non ristretto / ristretto)				
Tecnica di collegamento CC	6xDC+ e 6xDC- morsetti 2.5 - 16 mm ²				
Tecnica di collegamento CA	morsetti 2.5 - 16 mm ² 5 poli AC				
Certificazioni e conformità normativa	ÖVE / ÖNORM E 80014-712, DIN V VDE 0126-1-1/A1, VDE AR N 4105, IEC 62109-1/2, IEC 62116, IEC 61727, AS 3100, AS 4777-2, AS 4777-3, CER 06-190, G83/2, UNE 206007-1, SI 4777, CEI 0-16, CEI 0-21, NRS 097				

¹⁾ 14,0 A per voltaggio < 420 V

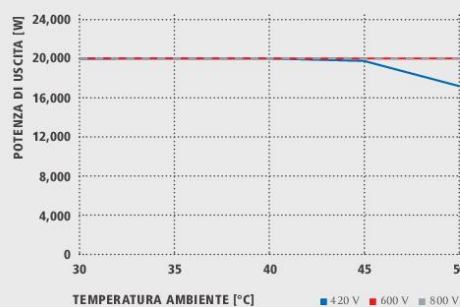
²⁾ conforme a IEC 62109-1. Barra DIN inclusa per la protezione di sovratensione opzionale.

Per informazioni sulla disponibilità degli inverter, far riferimento al sito www.fronius.it.

FRONIUS SYMO 20.0-3-M CURVA DEL GRADO DI EFFICIENZA



FRONIUS SYMO 20.0-3-M DERATING TEMPERATURA



DATI TECNICI FRONIUS SYMO (10.0-3-M, 12.5-3-M, 15.0-3-M, 17.5-3-M, 20.0-3-M)

GRADO DI EFFICIENZA	SYMO 10.0-3-M	SYMO 12.5-3-M	SYMO 15.0-3-M	SYMO 17.5-3-M	SYMO 20.0-3-M
Grado efficienza max.	98,0 %				
Grado efficienza europeo (η _{EU})	97,4 %	97,6 %	97,8 %	97,8 %	97,9 %
η con 5 % P _{ACR} ¹⁾	87,9 / 92,5 / 89,2 %	88,7 / 93,1 / 90,1 %	91,2 / 94,8 / 92,3 %	91,6 / 95,0 / 92,7 %	91,9 / 95,2 / 93,0 %
η con 10 % P _{ACR} ¹⁾	91,2 / 94,9 / 92,8 %	92,9 / 96,1 / 94,6 %	93,4 / 96,0 / 94,4 %	94,0 / 96,4 / 95,0 %	94,8 / 96,9 / 95,8 %
η con 20 % P _{ACR} ¹⁾	94,6 / 97,1 / 96,1 %	95,4 / 97,3 / 96,6 %	95,9 / 97,4 / 96,7 %	96,1 / 97,6 / 96,9 %	96,3 / 97,8 / 97,1 %
η con 25 % P _{ACR} ¹⁾	95,4 / 97,3 / 96,6 %	95,6 / 97,6 / 97,0 %	96,2 / 97,6 / 97,0 %	96,4 / 97,8 / 97,2 %	96,7 / 97,9 / 97,4 %
η con 30 % P _{ACR} ¹⁾	95,6 / 97,5 / 96,9 %	95,9 / 97,7 / 97,2 %	96,5 / 97,8 / 97,3 %	96,6 / 97,9 / 97,4 %	96,8 / 98,0 / 97,6 %
η con 50 % P _{ACR} ¹⁾	96,3 / 97,9 / 97,4 %	96,4 / 98,0 / 97,5 %	96,9 / 98,1 / 97,7 %	97,0 / 98,1 / 97,7 %	97,0 / 98,1 / 97,8 %
η con 75 % P _{ACR} ¹⁾	96,5 / 98,0 / 97,6 %	96,5 / 98,0 / 97,6 %	97,0 / 98,1 / 97,8 %	97,0 / 98,1 / 97,8 %	97,0 / 98,1 / 97,7 %
η con 100 % P _{ACR} ¹⁾	96,5 / 98,0 / 97,6 %	96,5 / 97,8 / 97,6 %	97,0 / 98,1 / 97,7 %	96,9 / 98,1 / 97,6 %	96,8 / 98,0 / 97,6 %
Grado di efficienza adattamento MPP	> 99,9 %				
DISPOSITIVI DI SICUREZZA	SYMO 10.0-3-M	SYMO 12.5-3-M	SYMO 15.0-3-M	SYMO 17.5-3-M	SYMO 20.0-3-M
Misurazione dell'isolamento CC	Sì				
Comportamento in caso di sovraccarico	Spostamento del punto di lavoro, limitazione della potenza				
Sezionatore CC	Sì				
Protezione contro l'inversione di polarità	Sì				
INTERFACCE	SYMO 10.0-3-M	SYMO 12.5-3-M	SYMO 15.0-3-M	SYMO 17.5-3-M	SYMO 20.0-3-M
WLAN / Ethernet LAN	Fronius Solar.web / Fronius Solar.web, Modbus TCP, JSON				
6 input o 4 input/output digitali	Connessione a ricevitore ripple control				
USB (presa tipo A) ³⁾	Aggiornamento del software tramite chiavetta USB				
2x RS422 (presa RJ45) ³⁾	Fronius Solar Net				
Uscita di segnale output ³⁾	Energy management (relay di uscita senza potenziale)				
Datalogger e Webserver	Integrati				
Input esterno ³⁾	Interfaccia S0-Meter / Input per protezione da sovratensione				
RS485	Modbus RTU SunSpec o connessione Smart Meter				

²⁾ e con U_{MPP min} / U_{dc,1} / U_{MPP max} ³⁾ disponibile anche in versione Light

/ Perfect Welding / Solar Energy / Perfect Charging

TRE DIVISIONI, UNA SOLA PASSIONE: SUPERARE I LIMITI

/ La storia della nostra azienda ha avuto inizio a Pettenbach, Austria, nel lontano 1945 per mano di Günter Fronius, e da allora si è evoluta in una lunga tradizione di successi: oggi siamo presenti in tutto il mondo con circa 3.700 dipendenti e con più di 800 brevetti rilasciati. La nostra ambizione, però, è sempre la stessa: essere leader di innovazione. Superare i limiti del possibile. Laddove gli altri avanzano per gradi, noi compiamo passi da gigante. L'uso responsabile delle nostre risorse è alla base della nostra politica aziendale.

Ulteriori informazioni sulla disponibilità dell'inverter nel Paese di interesse si possono trovare sul www.fronius.it.

v01 Febbraio 2017IT

Fronius Italia S.r.l.

Via dell'Agricoltura, 46

37012 Bussolengo (Verona)

Italia

Tel. +39 045 6763 801 / Fax: +39 045 6763 811

P. IVA e C.F. 03720430234, REA 359906 / Reg. Impr. VR 03720430234

pv-italy@fronius.com / www.fronius.it

Il testo e le illustrazioni corrispondono alla dotazione tecnica al momento della stampa. Con riserva di modifiche. Non è consentito eseguire copie, integrali o parziali, del presente documento né riproduzioni in qualunque altra forma senza la previa autorizzazione scritta da parte di Fronius Italia S.r.l.

GRADO DI EFFICIENZA	PRIMO 5.0-1	PRIMO 5.0-1 AUS	PRIMO 6.0-1	PRIMO 8.2-1
Grado di efficienza max.	97,1%	97,1%	97,3%	97,5%
Grado di efficienza Europeo (η_{mp})	96,4 %	96,4 %	96,7 %	97,2 %
η at 5 % Pac,r ¹⁾	80,8 / 82,5 / 82,5 %	80,8 / 82,5 / 82,5 %	84,6 / 86,5 / 86,0 %	85,5 / 89,6 / 88,5 %
η at 10 % Pac,r ¹⁾	89,6 / 94,8 / 93,1 %	89,6 / 94,8 / 93,1 %	90,5 / 95,5 / 94,6 %	92,2 / 96,0 / 94,8 %
η at 20 % Pac,r ¹⁾	93,4 / 97,2 / 96,2 %	93,4 / 97,2 / 96,2 %	94,0 / 97,2 / 96,8 %	94,9 / 97,4 / 97,2 %
η at 25 % Pac,r ¹⁾	94,1 / 97,3 / 96,8 %	94,1 / 97,3 / 96,8 %	94,7 / 97,4 / 97,0 %	95,5 / 97,7 / 97,6 %
η at 30 % Pac,r ¹⁾	94,7 / 97,4 / 97,0 %	94,7 / 97,4 / 97,0 %	95,1 / 97,6 / 97,3 %	95,8 / 97,9 / 97,7 %
η at 50 % Pac,r ¹⁾	95,8 / 97,9 / 97,7 %	95,8 / 97,9 / 97,7 %	96,0 / 97,9 / 97,8 %	96,3 / 98,0 / 98,0 %
η at 75 % Pac,r ¹⁾	96,1 / 98,0 / 97,9 %	96,1 / 98,0 / 97,9 %	96,2 / 98,0 / 98,0 %	96,3 / 98,1 / 97,9 %
η bei 100 % Pac,r ¹⁾	96,2 / 97,9 / 97,9 %	96,2 / 97,9 / 97,9 %	96,2 / 98,0 / 97,9 %	96,2 / 97,7 / 97,7 %
Grado di efficienza dell'adattamento MPP	> 99,9 %			

DISPOSITIVI DI SICUREZZA	PRIMO 5.0-1	PRIMO 5.0-1 AUS	PRIMO 6.0-1	PRIMO 8.2-1
Misurazione dell'isolamento CC	Sì			
Comportamento in caso di sovraccarico	Spostamento del punto di lavoro, limitazione della potenza			
Sezionatore CC	Sì			
Protezione contro l'inversione di polarità	Sì			

INTERFACCE	PRIMO 5.0-1	PRIMO 5.0-1 AUS	PRIMO 6.0-1	PRIMO 8.2-1
WLAN / Ethernet LAN	Fronius Solar.web, Modbus TCP SunSpec, Fronius Solar API (JSON)			
6 input o 4 input/output digitali	Connessione a ricevitore ripple control			
USB (Pres. Tipo A) ²⁾	Datalogging, inverter update via USB flash drive			
2 prese RJ45 (RS422) ²⁾	Fronius Solar Net			
Uscita segnale ²⁾	Energy management (relay di uscita senza potenziale)			
Datalogger e Web server	Integrati			
Input esterno ²⁾	Interfaccia So-Meter / Input per protezione da sovratensione			
RS485	Modbus RTU SunSpec o connessione Smart Meter			

¹⁾ e con Umpp min / Udc,r / Umpp max
²⁾ disponibile anche in versione Light.

Il testo e le illustrazioni corrispondono all'aggiornamento tecnico al momento della stampa. Salvo modifiche. Nonostante l'elaborazione accurata tutte le indicazioni sono da considerarsi senza garanzia di responsabilità esclusiva. Diritto d'autore © 2011 Fronius®. Tutti i diritti riservati.

/ Perfect Welding / Solar Energy / Perfect Charging

TRE DIVISIONI, UNA SOLA PASSIONE: SUPERARE I LIMITI

/ La storia della nostra azienda ha avuto inizio a Pettenbach, Austria, nel lontano 1945 per mano di Günter Fronius, e da allora si è evoluta in una lunga tradizione di successi: oggi siamo presenti in tutto il mondo con circa 3.700 dipendenti e con più di 800 brevetti rilasciati. La nostra ambizione, però, è sempre la stessa: essere leader di innovazione. Superare i limiti del possibile. Laddove gli altri avanzano per gradi, noi compiamo passi da gigante. L'uso responsabile delle nostre risorse è alla base della nostra politica aziendale.

Ulteriori informazioni sulla disponibilità dell'inverter nel Paese di interesse si possono trovare sul www.fronius.it.

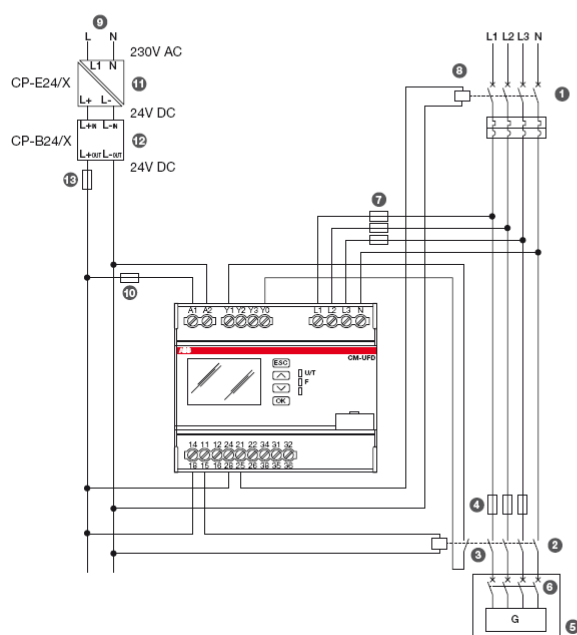
v01 Febbraio 2017IT

Fronius Italia S.r.l.
 Via dell'Agricoltura, 46
 37012 Bussolengo (Verona)
 Italia
 Tel. +39 045 6763 801 / Fax: +39 045 6763 811
 P. IVA e C.F. 03720430234, REA 359906 / Reg. Impr. VR 03720430234
pv-italy@fronius.com / www.fronius.it

Componentistica – Interfaccia di rete

La protezione di interfaccia è il modello ABB **CM-UFD.M22**, conforme alla prescrizioni della CEI 0-21 :

Quadro di interfaccia CEI 0-21(DDI)
Schema di collegamento con CM-UFD.M22



1. Interruttore generale DG o DGL
2. DDI: contattore o interruttore automatico dotato di bobina di minima e di comando motore per il riarmo automatico
3. Contatto ausiliario del DDI necessario per realizzare la funzione di rincalzo (sempre obbligatorio per CM-UFD.M22)
4. Dispositivi di protezione del DDI contro il corto circuito (accomunabile anche al DG o DGL)
5. Generatore e/o sistema di conversione
6. Dispositivo di generatore (DDG)
7. Fusibile di protezione per la misura del CM-UFD.M22 (opzionale)
8. Bobina di sgancio necessaria per realizzare la funzione di rincalzo (P>20kW). Tale bobina può comandare il DG/DGL o il DDG
9. Alimentazione ausiliaria per CM-UFD.M22 (SPI) e organo di sgancio (DDI)*
10. Fusibile di protezione per il CM-UFD.M22 (opzionale)
11. Alimentatore switching (230 V CA / 24 V CC) per il buffer CP-B*
12. Buffer di carica CP-B ad ultra condensatori (24 V CC in/out)*
13. Fusibile di protezione degli ausiliari sull'uscita del buffer CP-B

* In conformità alla norma CEI 0-21 in assenza di alimentazione, è necessario assicurare la funzionalità del CM-UFD.M22 e la tenuta in chiusura del DDI e dell'eventuale dispositivo di comando per il rincalzo, almeno per i 5 secondi richiesti. Tale funzione deve essere realizzata mediante buffer di carica o UPS esterni.

1.3 Verifica di compatibilità campo fotovoltaico-inverter

La conversione, di tipo distribuita, sarà realizzata da n° 2 inverter: modello FRONIUS SYMO 15.0.3-M (senza trasformatore d'isolamento).

L'interfacciamento campo fotovoltaico-inverter prevede, in corrispondenza dei valori minimi e massimi di temperatura esterna, raggiungibili dai moduli fotovoltaici, la verifica delle seguenti condizioni di compatibilità:

Verifica di compatibilità
$V_{m\ min} \geq V_{inv\ MPPT\ min}$
$V_{m\ max} \leq V_{inv\ MPPT\ max}$
$V_{OC\ max} < V_{inv\ max}$

Dove:

$V_{oc\ (T_{min})}$	è la tensione massima della stringa a circuito aperto alla minima temperatura esterna
$V_{mpp\ (T_{max})}$ o $V_M\ (T_{max})$	è la tensione di uscita del campo FV alla massima temperatura esterna
$V_{mpp\ (T_{min})}$ o $V_M\ (T_{min})$	è la tensione di uscita del campo FV alla minima temperatura esterna
V_{max}	è il massimo valore di tensione in cc ammissibile ai morsetti dell'inverter
$V_{MPPT\ min}$	è il valore minimo della finestra di tensione utile alla ricerca della massima potenza dell'inverter
$V_{MPPT\ max}$	è il valore massimo della finestra di tensione utile alla ricerca della massima potenza dell'inverter

Considerando la variazione della tensione a circuito aperto di ogni modulo in dipendenza della variazione della temperatura si è verificato che le tre disuguaglianze di configurazione risultano soddisfatte.

1.4 Analisi di producibilità impianto fotovoltaico (micrositing locale/globale) e calcoli prestazionali impianto

Vengono di seguito riportati i calcoli relativi alla simulazione del funzionamento dell'impianto in un arco di tempo pari ad un anno.

I dati meteo fanno riferimento alla stazione meteorologica di Vicenza così come riportati all'interno della norma UNI 10349; l'irraggiamento mensile, calcolato come somma dell'irraggiamento giornaliero di tutti i giorni del mese, è pari al valore riportato all'interno della norma UNI 10349.

La trasposizione dei dati dal piano orizzontale al piano dei moduli è effettuata in ottemperanza alla UNI 8477.

1.5 Cadute di tensione – Layout cablaggio impianto FV

Relativamente al layout impiantistico riportato negli elaborati allegati le cadute di potenziale percentuali che si hanno nei quadri e nelle varie connessioni (comprese la stringatura dei moduli) sono stimabili in un valore inferiore all'1% , e sommate a quelle che si hanno tra sezione CC e sezione CA, si mantengono entro il limite del 4%, parametro relazionato alle perdite di potenza (sistema generatore).

1.6 Protezione circuitale da sovracorrenti dovute a sovraccarichi

La verifica per sovraccarico viene eseguita utilizzando le relazioni:

$$I_B \leq I_N \leq I_Z \quad e \quad I_f \leq 1,45 I_Z$$

Per la parte in CC, non protetta da interruttori automatici o fusibili nei confronti delle sovracorrenti e del corto circuito, I_B risulta essere uguale alla corrente nominale dei moduli FV in corrispondenza della loro potenza di picco, mentre I_N e I_f sono poste entrambe uguali alla corrente di corto circuito dei moduli stessi, rappresentando questa un valore massimo non superabile. Per la sezione in CA la corrente di impiego è posta pari alla corrente nominale in uscita dall'inverter (Rapporto tra potenza nominale e tensione nominale mentre) mentre la I_Z è tabellata in relazione ai dati caratteristici del cavo (sezione, tipologia, tipo-posa ecc.); la I_N è rappresentata dalla corrente nominale del dispositivo di protezione.

1.7 Protezione contro il corto circuito

Per il lato CC la protezione è assicurata dai fusibili che agiscono anche come sezionatori di linea. Per il lato CA la protezione è assicurata dal dispositivo limitatore contenuto all'interno degli inverter.

1.8 Impianto di terra e conduttori di protezione

(Norme CEI 64/8 capitolo 54)

Le strutture di ancoraggio dei moduli FV saranno collegate al collettore di terra mediante conduttore PE, e a valle degli SPD la sezione del PE sarà di 16 mm².

Particolare cura sarà posta all'impianto di protezione equipotenziale in quanto assolverà alla funzioni di protezione dai contatti indiretti e dalle sovratensioni..

1.9 Protezione contro i contatti indiretti

(Norme CEI 64-8/4 sezione 413)

La protezione dai contatti indiretti sarà realizzata come segue:

- Isolamento da terra delle parti attive (413.1.5.1).

Tutto l'impianto in corrente continua sarà isolato da terra (IT), e tutti i componenti saranno a doppio isolamento. Il TRAFO bt/MT garantisce la separazione metallica lato CC/CA

- Mediante interruzione automatica dell'alimentazione.

La misura realizzata soddisfa il richiesto coordinamento tra collegamento a terra del sistema e caratteristiche dei conduttori di protezione e dei dispositivi di protezione. Questi ultimi sono infatti in grado di interrompere automaticamente l'alimentazione nei modi e nei tempi previsti dalle norme.

1.10 Protezione contro i contatti diretti

(Norme CEI 64-8/4 sezione 412)

La protezione contro i contatti diretti è stata come di seguito realizzata:

- Mediante isolamento delle parti attive.

L'alimentazione degli apparecchi utilizzatori avviene mediante l'uso di conduttori dotati di un isolamento che può essere rimosso solo mediante distruzione dello stesso, e tale da soddisfare le relative norme.

- Mediante involucri e barriere.

Il punto di connessione negli apparecchi utilizzatori è racchiuso in un involucro tale da assicurare un grado di protezione superiore a IP54 che impedisce il contatto delle parti attive con un dito; mentre le superfici orizzontali delle barriere o degli involucri che sono a portata di mano hanno un grado di protezione non inferiore a IP54. La rimozione di involucri o parte di essi è consentita solo mediante uso di chiave o attrezzo.

1.11 Protezione contro le sovratensioni di origine atmosferica/o manovre

(Norme CEI 64/8 sezione 443)

Devono essere prese in considerazione le sovratensioni che possono apparire all'origine dell'impianto, il livello ceramico previsto e il luogo nel quale sono installati e le caratteristiche dei dispositivi di protezione contro le sovratensioni, in modo che la probabilità di incidenti dovuti alle sollecitazioni di sovratensione sia ridotta ad un livello accettabile per la sicurezza delle persone e dei beni, e anche per la continuità di servizio prevista.

Inverter lato DC e AC e quadri CA: Protezione da varistori (con protezione termica sul lato CC) e scaricatori di sovratensioni. La struttura metallica di ancoraggio delle file di moduli sarà messa a terra con le modalità riportate al paragrafo 1.9.

1.12 Montaggio componenti

I montaggi delle opere elettromeccaniche saranno eseguiti a "perfetta regola d'arte".

I montaggi meccanici in campo, consistono principalmente in:

- Montaggio dei moduli sulle strutture di sostegno.

I montaggi elettrici in campo, consistono principalmente in:

- Collegamento elettrico dei moduli di ciascuna stringa;
- Posa in opera dei quadri di parallelo in corrente continua;
- Posa in opera degli inverter;
- Posa in opera della rete di terra;
- Posa dei cavi di collegamento tra i quadri di parallelo in corrente continua e i rispettivi inverter, mediante gli appositi cavidotti;
- Posa dei cavi di collegamento tra gli inverter e il quadro di parallelo in corrente alternata, mediante gli appositi cavidotti;

1.13 Collaudi

I collaudi consistono in prove di tipo e di accettazione, da eseguire in officina, verifiche dei materiali in cantiere e prove di accettazione in sito.

Prove di tipo

I componenti che costituiscono l'impianto devono essere progettati, costruiti e sottoposti alle prove previste nelle norme ed alle prescrizioni di riferimento. Di ciascun componente devono essere forniti i certificati per le prove di tipo attestanti il rispetto della normativa vigente.

Prove di accettazione in officina

Ove previsto, sono eseguite prove di accettazione a campione o sull'intera fornitura, atte a verificare il rispetto dei criteri di progettazione e i livelli di qualità richiesti. Tutti i materiali e le apparecchiature di fornitura devono essere corredati dai propri certificati di origine e garanzia.

Verifiche in cantiere

Prima del montaggio, tutti i materiali e le apparecchiature devono essere ispezionati e verificati, per accertare eventuali difetti di origine, rotture o danneggiamenti dovuti al trasporto. Al termine delle opere, tutti i materiali e le apparecchiature devono essere ispezionati e verificati, per accertare eventuali danni, dovuti ai lavori, o esecuzioni non a "regola d'arte".

Prove d'accettazione in sito

Congiuntamente all'Installatore/Appaltatore, sull'impianto fotovoltaico si eseguono le prove e i controlli di seguito elencati:

1. Esame a vista:

verifica che i componenti e i materiali corrispondano ai disegni e ai documenti di progetto, per quanto riguarda la quantità, la tipologia, il dimensionamento, la posa in opera e l'assenza di danni o difetti visibili di fabbricazione;

2. Verifica delle opere civili:

verifica della buona esecuzione delle opere civili e delle finiture, secondo i disegni e i documenti di progetto;

3. Verifica delle opere meccaniche:

verifica della buona esecuzione dei montaggi meccanici e del corretto allineamento delle strutture, secondo i disegni e i documenti di progetto; verifica del serraggio della bulloneria, della corretta posa in opera dei quadri e delle apparecchiature;

4. Verifica della rete di terra:

verifica della corretta esecuzione della rete di terra, mediante i pozzetti di ispezione, in accordo con i disegni e i documenti di progetto;

5. Verifica dei collegamenti di terra:

verifica della corretta esecuzione dei collegamenti a terra di tutte le parti metalliche non in tensione e degli scaricatori nei quadri elettrici;

6. Verifica dei collegamenti elettrici:

verifica della corretta esecuzione dei cablaggi e delle marcature dei cavi, secondo i disegni e i documenti di progetto; controllo del serraggio dei cavi nei rispettivi morsetti e del corretto serraggio di pressacavi e raccordi;

7. Prova di isolamento verso terra:

verifica di tutti i collegamenti elettrici in c.c. e c.a. nelle seguenti condizioni:

a) temperatura ambiente: compresa tra 20 e 45 °C.

b) umidità relativa: compresa tra 45 e 85 %.

c) tensione di prova: 2000 Vcc per 1 minuto (tutte le apparecchiature elettroniche e i dispositivi di protezione, per i quali è dannoso tale livello di tensione, devono essere scollegati); la resistenza di isolamento dell'impianto deve essere adeguata ai valori prescritti dalla norma CEI 64-8/6.

8. Verifica degli organi di manovra e di protezione:

verifica della funzionalità di interruttori, sezionatori, contattori e scaricatori; controllo e regolazione delle soglie di intervento dei dispositivi.

9. Misura della resistenza di isolamento del campo fotovoltaico:

la misura, da eseguire con tensione di 1000 Vcc, sui morsetti del QPCC, deve essere superiore a 50/N MΩ in condizioni di tempo asciutto, e superiore a 20/N MΩ in condizioni di tempo piovoso (N = numero di moduli).

10. Misura delle tensioni e delle correnti del campo fotovoltaico:

le misure, per ciascuna stringa, sono effettuate sui quadri di parallelo

11. Verifica degli strumenti di misura:

verifica della funzionalità di contatori e indicatori.

1.14 Messa in esercizio

Congiuntamente con il gestore della rete elettrica di distribuzione, si eseguiranno le prove e i controlli di seguito elencati:

- prove funzionali sui quadri e sulle apparecchiature elettriche in corrente alternata BT
- avviamento degli inverter
- corretto funzionamento dell'impianto fotovoltaico nelle diverse condizioni di potenza generata e nelle varie modalità previste dal gruppo di condizionamento e controllo della potenza (accensione, spegnimento, mancanza rete, ecc.); secondo quanto è previsto all'art. 4 comma 4 del decreto 28 Luglio 2005, integrato dal Decreto 6 Febbraio 2006 si procede a verificare le due seguenti condizioni:

a) $P_{cc} > 0,85 \times P_{nom} \times I / I_{sc}$

dove:

- P_{cc} = potenza in corrente continua misurata all'uscita del generatore fotovoltaico, con precisione migliore del $\pm 2\%$;
- P_{nom} = potenza nominale del generatore fotovoltaico;
- I = irraggiamento misurato sul piano dei moduli, con precisione migliore del $\pm 3\%$ (deve essere $I > 600 \text{ W/m}^2$);
- I_{sc} = 1000 W/m^2 (irraggiamento in condizioni di prova standard);

b) $P_{ca} > 0,9 \times P_{cc}$

dove:

- P_{ca} = potenza attiva in corrente alternata, misurata all'uscita del gruppo di conversione della corrente continua in corrente alternata, con precisione migliore del $\pm 2\%$.

Tale condizione deve essere verificata per $P_{ca} > 90\%$ della potenza di targa del gruppo di conversione della corrente continua in corrente alternata.

1.15 Principali riferimenti normativi

RIFERIMENTI NORMATIVI E LEGISLATIVI

Le opere e le installazioni relative all'impianto in oggetto al presente progetto, devono essere eseguite a regola d'arte in conformità alle Norme applicabili CEI, IEC, UNI, ISO vigenti, anche se non espressamente richiamate nel seguito.

Le principali normative e leggi di riferimento per la progettazione dell'impianto fotovoltaico sono le seguenti:

- CEI 0-2: Guida per la definizione della documentazione di progetto per impianti elettrici.
- CEI 0-3: Guida per la compilazione della documentazione per la legge n. 46/1990.
- CEI 11-1: Impianti elettrici con tensione superiore ad 1kV in corrente alternata.
- CEI 11-20: Impianti di produzione di energia elettrica e gruppi di continuità collegati a reti di I e II categoria.
- CEI 11-35: Guida all'esecuzione delle cabine elettriche d'utente.
- CEI 17-1 Interruttori a corrente alternata a tensione superiore a 1000 V.
- CEI 17-6 Apparecchiatura prefabbricata con involucro metallico per tensioni da 1 a 52 kV.
- Norma CEI 17-11 Apparecchiatura a bassa tensione - Parte 3: Interruttori di manovra, sezionatori, interruttori di manovra-sezionatori e unità combinate con fusibili.
- CEI 17-13/1 Apparecchiature assiemate di protezione e di manovra per bassa tensione (quadri BT) - Parte 1: Apparecchiature soggette a prove di tipo (AS) e apparecchiature parzialmente soggette a prove di tipo (ANS).
- CEI 20-19: Cavi isolati con gomma con tensione nominale non superiore a 450/750 V.
- CEI 20-20: Cavi isolati con polivinilcloruro con tensione nominale non superiore a 450/750V.
- CEI 64-8: Impianti elettrici utilizzatori a tensione nominale non superiore a 1000 V in corrente alternata e a 1500 V in corrente continua.
- CEI 81-1: Protezione delle strutture contro i fulmini.

- CEI 81-3: Valori medi del numero di fulmini a terra per anno e per chilometro quadrato.
- CEI 81-4: Valutazione del rischio dovuto al fulmine.
- CEI EN 60904-1: Dispositivi fotovoltaici Parte 1: Misura delle caratteristiche fotovoltaiche tensione/corrente.
- CEI EN 60904-2: Dispositivi fotovoltaici - Parte 2: Prescrizione per le celle fotovoltaiche di riferimento.
- CEI EN 60904-3: Dispositivi fotovoltaici - Parte 3: Principi di misura per sistemi solari fotovoltaici per uso terrestre e irraggiamento spettrale di riferimento.
- CEI EN 61727: Sistemi fotovoltaici (FV) - Caratteristiche dell'interfaccia di raccordo con la rete.
- CEI EN 61215: Moduli fotovoltaici in silicio cristallino per applicazioni terrestri. Qualifica del progetto e omologazione del tipo.
- CEI EN 61000-3-2: 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 60555-1: Disturbi nelle reti d'alimentazione prodotti da apparecchi elettrodomestici e da equipaggiamenti elettrici simili - Parte 1: Definizioni.
- CEI EN 60439-1-2-3: Apparecchiature assiemate di protezione e manovra per bassa tensione.
- CEI EN 60445: Individuazione dei morsetti e degli apparecchi e delle estremità dei conduttori designati e regole generali per un sistema alfanumerico.
- CEI EN 60529: Gradi di protezione degli involucri (codice IP).
- CEI EN 60099-1-2: Scaricatori.
- UNI 10349: Riscaldamento e raffrescamento degli edifici. Dati climatici.
- UNI 8477 -1: Calcoli degli apporti per applicazioni in edilizia. Valutazione dell'energia raggiante ricevuta.
- CEI EN 61724: Rilievo delle prestazioni dei sistemi fotovoltaici. Linee guida per la misura, lo scambio e l'analisi dei dati.
- IEC 60364-7-712 Electrical installations of buildings - Part 7-712: Requirements for special installations or locations Solar photovoltaic (PV) power supply systems.
- DPR 547/1955 e L. 626/1994 per la sicurezza e prevenzione infortuni sul lavoro.
- Decreto – 22 gennaio 2008 n°37 disposizioni in materia di installazione degli impianti.