

# Regione ABRUZZO

Comuni di Lanciano - Paglieta - Atesa (CH)

OGGETTO:

## PROGETTO DEFINITIVO DI UN IMPIANTO FOTOVOLTAICO "CERRETINA"

LOCALIZZAZIONE:

LOCALITA' CERRETINA - COMUNE DI LANCIANO (CH)  
in catasto fg. 61 p.lle 12, 13, 58, 80, 98, 99, 102, 119, 120,  
121, 122, 127, 128, 129, 130, 134, 135, 137, 139, 140, 148, 149  
(Cavidotto Comune di Lanciano - Paglieta - Atesa)

PROPONENTE:



Sinergetica S.r.l.

Viale Conte di Ruvo, 30  
65127 - Pescara

PROGETTISTI :

Ing. Ergeo Fioriti  
Via F. La Valle 50  
66100 CHIETI

Arch. Gianluca Francavilla  
Via Nazionale Adriatica 186  
66023 Francavilla al Mare

COLLABORAZIONE :

Sinergetica S.r.l.  
Via Conte di Ruvo, 30  
65127 PESCARA

TIMBRO E FIRMA PROGETTISTI :



TITOLO ELABORATO:

RELAZIONE TECNICA

SCALA:

---

CODICE ELABORATO:

CER\_V.01 - R\_02

DATA: MARZO 2013

## ***Indice***

1. OGGETTO
2. NORMATIVA TECNICA DI RIFERIMENTO
3. CRITERI ADOTTATI PER LE SCELTE PROGETTUALI
4. DEFINIZIONI
5. DATI DI PROGETTO
6. DESCRIZIONE DEGLI IMPIANTI FOTOVOLTAICI
7. CALCOLI E VERIFICHE DI PROGETTO
  - 7.1 Variazione della tensione con la temperatura per la sezione cc
  - 7.2 Portata in regime permanente
  - 7.3 Protezione contro il corto circuito
  - 7.4 Misure di protezione contro i contatti indiretti
  - 7.5 Sistema in corrente continua IT e rete di terra
  - 7.6 Misure di protezione contro i contatti diretti
  - 7.7 Cabine di consegna MT
  - 7.8 Misure di protezione sul collegamento alla rete di distribuzione elettrica
  - 7.9 Misure di protezione contro gli effetti delle scariche atmosferiche
8. COLLEGAMENTI ELETTRICI
9. TRASFORMATORE IN RESINA
10. IMPIANTO DI TERRA
11. SISTEMA DI MONITORAGGIO
12. STIMA DELLA PRODUCIBILITA' DELL'IMPIANTO
13. SPECIFICHE TECNICHE DEI COMPONENTI
14. OPERE CIVILI
15. OPERE ELETTROMECCANICHE
16. SEQUENZA DELLE OPERAZIONI DI COSTRUZIONE
17. PROVE DI ACCETTAZIONE E MESSA IN SERVIZIO
18. MODALITA' DI DISMISSIONE DELL'IMPIANTO E RIPRISTINO DELLO STATO DEL LUOGO
19. ELETTRODOTTO DI CONNESSIONE
  - 19.1 Premessa
  - 19.2 Caratteristiche tecniche elettrodotto di connessione
  - 19.3 Caratteristiche costruttive e di esercizio
  - 19.4 Descrizione dell'opera e delle scelte progettuali
21. DOCUMENTI ALLEGATI

## **1. OGGETTO**

Lo scopo del presente documento è fornire una descrizione tecnica del progetto di realizzazione di un impianto di produzione di energia elettrica mediante l'utilizzo della fonte solare, quindi la trasformazione dell'energia solare in energia elettrica.

Il progetto descrive la realizzazione di un impianto fotovoltaico di potenza nominale pari a **1.938,6 kWp** denominato "CERRETINA". L'impianto sarà installato su appezzamento di terreno sito nell'area interposta tra il Fiume "Sangro" e il Torrente "Vallone Cerretine", nei pressi dell'area industriale del Consorzio ASI Sangro, univocamente individuato al Catasto Terreni del Comune di Lanciano (CH) al Foglio n. 61, p.lle 13, 58, 80, 98, 99, 102, 122, 127, 128, 130, 148, 149, 121, 129, 12, 119, 120, 134, 135, 137, 139, 140, al fine di produrre energia elettrica da immettere nella rete elettrica nazionale.

L'impianto sarà del tipo grid connected e l'energia elettrica prodotta sarà riversata in rete con allaccio in media tensione in modalità trifase.

L'impianto fotovoltaico e i relativi componenti saranno realizzati in piena conformità delle norme tecniche e di sicurezza vigente.

## **2. NORMATIVA TECNICA DI RIFERIMENTO**

Gli impianti fotovoltaici oggetto della presente relazione saranno realizzati in conformità alle vigenti Leggi/Normative tra le quali le seguenti principali:

- DPR 547/55: Norme per la prevenzione degli infortuni sul lavoro;
- Legge 186/68: Disposizione concernente la produzione di materiali, apparecchiature, macchinari, installazioni e impianti elettrici ed elettronici;
- Legge 46/90: Norme per la sicurezza degli impianti;
- DPR 447/91: Regolamento di attuazione della legge 5 marzo 1990, n.46, in materia di sicurezza degli impianti;
- D.Lgs 626/94: Attuazione delle direttive CEE, riguardanti il miglioramento della sicurezza e della salute dei lavoratori sul luogo di lavoro;
- D.Lgs 493/96: Attuazione delle direttive 92/58/CEE, concernente le prescrizioni minime per la segnaletica di sicurezza e/o di salute sul luogo di lavoro;
- DM 16 Gennaio 1996: - Norme tecniche relative ai criteri generali per la verifica di sicurezza delle costruzioni e dei carichi e sovraccarichi;
- Circolare 4 luglio 1996: Istruzioni per l'applicazione delle "Norme tecniche relative ai criteri generali per la verifica di sicurezza delle costruzioni e dei carichi e sovraccarichi";
- CEI 0-2: Guida per la definizione della documentazione di progetto per impianti elettrici;
- CEI 0-3: Guida per la compilazione dei documenti secondo la legge 46/90;

- Norma CEI 0-16 luglio 2007: "Regola tecnica di riferimento per la connessione di Utenti attivi e passivi alle reti AT ed MT delle imprese distributrici di energia elettrica;
- CEI 11-20: Impianti di produzione di energia elettrica e gruppi di continuità collegati a reti di I e II categoria;
- 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 20-19: Cavi isolati con gomma con tensione nominale non superiore a 450/750V;
- CEI 20-20: Cavi isolati con polivinilcloruro con tensione nominale non superiore a 450/750V;
- CEI 64-8: Impianti elettrici utilizzatori a tensione non superiore a 1000 V in corrente alternata e 1500V in corrente continua;
- CEI 81-1: Protezione delle strutture contro i fulmini;
- CEI EN 60099-1-2: Scaricatori;
- 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 61215: Moduli fotovoltaici in silicio cristallino per applicazioni terrestri. Qualifica del progetto e omologazione del tipo;
- CEI EN 61646: Moduli fotovoltaici a film sottile per usi terrestri. Qualifica del progetto e approvazione del tipo;
- CEI 110-1, 110-6, 110-8: per la compatibilità elettromagnetica (EMC);
- CEI EN 61724: Rilievo delle prestazioni dei sistemi fotovoltaici. Linee guida per la misura, lo scambio e l'analisi dei dati;
- Norme UNI/ISO per lo studio delle strutture meccaniche di supporto e di ancoraggio dei moduli fotovoltaici.

L'impianto è allacciato alla rete di Enel Distribuzione Spa. Le normative tecniche di allacciamento alla rete di Enel Distribuzione Spa:

- 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

### **3. CRITERI ADOTTATI PER LE SCELTE PROGETTUALI**

La realizzazione di un impianto fotovoltaico collegato alla rete elettrica di distribuzione ha principalmente lo scopo di immettere in rete l'energia prodotta.

In generale, l'applicazione della tecnologia fotovoltaica consente:

- la produzione di energia elettrica senza alcuna emissione di sostanze inquinanti;
- il risparmio di combustibile fossile;
- nessun inquinamento acustico;
- soluzioni di progettazione del sistema compatibili con le esigenze di tutela architettonica o ambientale (es. Impatto Visivo);
- il possibile utilizzo per l'installazione dell'impianto di superfici marginali (tetti, solai, terrazzi, terreni, ecc.)

Le scelte delle varie soluzioni sulle quali è stata basata la progettazione definitiva dell'impianto fotovoltaico sono le seguenti:

1. Soddisfazione di massima dei requisiti di base imposti dalla committenza;
2. Rispetto delle Leggi e delle normative di buona tecnica vigenti;
3. Conseguimento delle massime economie di gestione e di manutenzione degli impianti progettati;
4. Ottimizzazione del rapporto costi/benefici ed impiego di materiali componenti di elevata qualità, efficienza, lunga durata e facilmente reperibili sul mercato;
5. Riduzione delle perdite energetiche connesse al funzionamento dell'impianto al fine di massimizzare la quantità di energia elettrica immessa in rete.

L'impianto fotovoltaico oggetto della presente, è stato progettato con riferimento a materiali e/o componenti di fornitori primari, dotati di marchio di qualità, di marchiatura CE o di autocertificazione del Costruttore, attestanti la loro costruzione a regola d'arte secondo la normativa tecnica e la legislazione vigente.

### **4. DEFINIZIONI**

- a. Un impianto fotovoltaico è un sistema di produzione di energia elettrica mediante conversione diretta della radiazione solare in elettricità (effetto fotovoltaico), esso è costituito dal generatore fotovoltaico e dal gruppo di conversione;
- b. Il generatore fotovoltaico dell'impianto è l'insieme dei moduli fotovoltaici, collegati in serie/parallelo per ottenere la tensione/corrente desiderata;

- c. La potenza nominale (o massima, o di picco, o di targa) del generatore fotovoltaico è la potenza determinata dalla somma delle singole potenze nominali (o massime, o di picco o di targa) di ciascun modulo costituente il generatore fotovoltaico, misurate nelle condizioni standard di riferimento;
- d. Il gruppo di conversione è l'apparecchiatura elettronica che converte la corrente continua (fornita da generatore fotovoltaico) in corrente alternata per la connessione alla rete;
- e. Il distributore è il soggetto che presta il servizio di distribuzione e vendita dell'energia elettrica agli utenti;
- f. L'utente è la persona fisica o giuridica titolare di un contratto di fornitura dell'energia elettrica.

## 5. DATI DI PROGETTO

I dati riportati nel seguito risultano strutturati e suddivisi secondo quanto riportato nella Guida CEI 0-2.

### Modulo 1 - Dati di progetto di carattere generale

<b>Codice</b>	<b>Dati</b>	<b>Valori stabiliti</b>	<b>Note</b>
1.1	<b>Committente</b>	<b>SINERGETICA</b>	
1.2	<b>Progettisti</b>	<ul style="list-style-type: none"> <li>▪ Ing. Ergeo Fioriti Arch. Gianluca Francavilla</li> </ul>	
1.3	<b>Scopo del lavoro</b>	<b>Realizzazione di un impianto fotovoltaico collegato alle rete elettrica di media tensione</b>	
1.4	<b>Vincoli progettuali da rispettare</b>	<ul style="list-style-type: none"> <li>▪ Area soggetta a vincoli impedenti</li> <li>▪ Interfacciamento alla rete consentito nel rispetto delle norme CEI e delle prescrizione del gestore della rete locale</li> <li>▪ impatto visivo contenuto</li> <li>▪ Bassa visibilità dell'iniziativa</li> </ul>	
1.5	<b>Informazioni di carattere generale</b>	<ul style="list-style-type: none"> <li>▪ Sito raggiungibile con strada non asfaltata</li> <li>▪ Presenza di spazio disponibile non coperto per i materiali di cantiere</li> <li>▪ Presenza di rete telefonica (possibilità di collegamento via modem per il monitoraggio del funzionamento da remoto)</li> <li>▪ Assenza di rete LAN in prossimità dell'area di installazione</li> </ul>	

## Modulo 2 – Dati di progetto relativi alla superficie di posa

<b>Codice</b>	<b>Dati</b>	<b>Valori stabiliti</b>	<b>Note</b>
2.1	<b>Destinazione d'uso</b>	<ul style="list-style-type: none"> <li>▪ Industriale</li> </ul>	
2.2	<b>Superfici disponibili</b>	<ul style="list-style-type: none"> <li>▪ circa 50.000 m<sup>2</sup></li> </ul>	
2.3	<b>Descrizione area</b>	<ul style="list-style-type: none"> <li>▪ Terreno pianeggiante con strato vegetale uniforme</li> <li>▪ Non esistono volumi tecnici (acquedotto, linee elettriche sotterranee) sull'area interessata dall'installazione</li> <li>▪ L'area non risulta già recintata</li> <li>▪ Assenza di discese acqua piovana di superficie</li> <li>▪ Sull'area non sono presenti alberi d'alto fusto, arbusti di specie protette o piantagioni da spiantare</li> </ul>	

## Modulo 3 – Dati di progetto relativi alle influenze esterne

<b>Pos</b>	<b>Dati</b>	<b>Valori stabiliti</b>	<b>Note</b>
3.1	<b>Temperatura:</b> <ul style="list-style-type: none"> <li>▪ min/max all'aperto</li> <li>▪ media del giorno più caldo</li> <li>▪ media delle massime mensili</li> <li>▪ media annuale</li> </ul>	0°C/+40°C +33°C +26°C +17°C	Valori ricavati dalla letteratura tecnica riferiti ai luoghi di installazione (UNI 10349)
3.2	<b>Formazione di foschie/nebbie</b>	Possibile	
3.3	<b>Presenza di insetti:</b> <b>Presenza di polvere/sabbia:</b>	SI SI	Prevedere la protezione quadri da insetti
3.4	<b>Presenza di liquidi:</b> Tipo di liquido <ul style="list-style-type: none"> <li>▪ Possibilità di stillicidio</li> <li>▪ Esposizione alla pioggia</li> <li>▪ Esposizione agli spruzzi</li> <li>▪ Possibilità di getti d'acqua</li> <li>▪ Nebbia salina</li> </ul>	Acqua No No No No Si	

3.5	<b>Condizioni del terreno:</b> Carico specifico ammesso (N/m <sup>2</sup> ) <ul style="list-style-type: none"> <li>▪ Livello della falda freatica (m)</li> <li>▪ Profondità della linea di gelo</li> <li>▪ Resistività elettrica (<math>\Omega</math> m)</li> <li>▪ Resistività termica del terreno</li> </ul>	Da definire	
3.6	<b>Dati di ventosità (UNI 10349):</b> <ul style="list-style-type: none"> <li>▪ Direzione prevalente:</li> <li>▪ Media annuale:</li> <li>▪ Massima velocità di progetto:</li> <li>▪ Pressione del vento:</li> </ul>	N 4 m/s 130 km/h (D.M.16/1/96)	
3.7	<b>Carico di neve</b>	Per la zona III, così come riportato nel D.M. 16/1/91, il carico di neve sulla copertura è di 0,75 kPa	
3.8	<b>Effetti sismici</b>	Il sito non risulta ubicato in zona sismica	
3.9	<b>Livelli massimi di rumore</b>	n.a.	
3.10	<b>Condizioni ambientali speciali</b>	NO	

## 6. DESCRIZIONE DELL' IMPIANTO FOTOVOLTAICO

L'impianto è costituito dalle sezioni di produzione, conversione e trasporto.

L'impianto di produzione di energia elettrica è costituito da un campo fotovoltaico di potenza pari a **1.938,6 kWp** collegato in parallelo alla rete pubblica di distribuzione elettrica tramite n. 6 gruppi di conversione DC/AC modulari con consegna trifase in Media Tensione.

Il generatore fotovoltaico è installato a terra su strutture di sostegno fisse esposte azimutalmente a 180° N e con una inclinazione sul piano orizzontale pari a 30°.

Il generatore fotovoltaico di potenza nominale pari a **1.938,6 kWp**, valore questo inteso come somma delle potenze di targa o nominali di ciascun modulo misurata in condizioni standard (STC: Standard Test Condition), le quali prevedono un irraggiamento pari a 1000 W/m<sup>2</sup> con distribuzione dello spettro solare di riferimento di AM=1,5 e temperatura delle celle di 25°C, secondo norme CEI EN 904/1-2-3.

Il collegamento alla rete pubblica è effettuato in conformità alla norma CEI 0-16 e alla Delibera 08 marzo 2012 84/2012/R/eel.

L'impianto fotovoltaico è composto complessivamente da n. 7.180 moduli in silicio monocristallino alfasolar Pyramid 60M di potenza nominale pari a 270 Wp installati su opportune strutture di sostegno in ferro zincato infisse direttamente nel terreno.



La suddivisione in campi e stringhe è realizzata in modo da garantire il perfetto bilanciamento delle fasi ed è compiutamente rappresentata nello schema elettrico generale dell'impianto FV .

La tabella riepilogativa seguente illustra la potenza nominale e il numero totale dei moduli fotovoltaici del campo fotovoltaico previsto.

<b>Generatore FV</b>	<b>Denominazione Generatore FV</b>	<b>n. moduli FV</b>	<b>Tipologia e modello moduli FV</b>	<b>Tipologia installazione di</b>	<b>Potenza nominale installata (kWp)</b>
GFV	GFV	7.180	Monocristallino Alfasolar Pyramid 60M	Installazione su strutture di sostegno fisse infisse direttamente nel terreno	1.938,6
<b>Totale</b>		<b>7.180</b>			<b>1.938,6</b>

La trasformazione dell'energia elettrica da continua ad alternata trifase a 400V  $\pm$  15%, avviene tramite l'ausilio di n. 6 inverter DC/AC di tipo trifase. Gli inverter utilizzati in progetto (n. 6 Power One Aurora PVI-330.0-IT) provvisti di trasformatore di isolamento, dotati dei propri dispositivi di sezionamento e protezione, in grado di seguire il punto di massima potenza del proprio campo fotovoltaico sulla curva I-V caratteristica (funzione MPPT) e costruiscono l'onda sinusoidale in uscita con la tecnica PWM, così da contenere l'ampiezza delle armoniche entro valori stabiliti dalle norme.

La linea AC in uscita a 400V, sarà attestata sul quadro di interfaccia rete QEG\_BT provvisto di dispositivi di sezionamento e protezione (CEI 0-16) e del sistema di visualizzazione e comunicazione dati per telecontrollo via modem su PC.

L'inverter prende come tensione di riferimento quella della rete elettrica alla quale è collegato; pertanto non è in grado di erogare energia sulla rete qualora in questa non vi sia presenza di tensione. L'inverter è predisposto al collegamento, via linea seriale RS-485, ad un sistema di acquisizione dati (sia locale che eventualmente remoto), mediante un'opportuna scheda elettronica che sarà installata a bordo del convertitore stesso. Tutte le connessioni esterne, realizzate con connettori unipolari per la sezione c.c., dovranno presentare un grado di protezione non inferiore a IP65.

L'intera produzione netta di energia elettrica (autoconsumi esclusi) sarà immessa in rete con allaccio in MT a 20.000 V.

Con riferimento alle caratteristiche dei moduli fotovoltaici e degli inverter utilizzati, in allegato sono riportate le caratteristiche principali dei componenti usati per la progettazione dell'impianto.

## 7. CALCOLI E VERIFICHE DI PROGETTO

### 7.1 Variazione della tensione con la temperatura per la sezione c.c.

Occorre verificare che in corrispondenza dei valori minimi di temperatura esterna e dei valori massimi di temperatura raggiungibili dai moduli fotovoltaici risultino verificate tutte le seguenti disuguaglianze:

$$V_{pm,min} \geq V_{invMPPTmin}$$

$$V_{pm,max} \leq V_{inv MPPT max}$$

$$V_{oc,max} < V_{inv max}$$

dove:

$V_{pm}$  : tensione alla massima potenza delle stringhe fotovoltaiche;

$V_{inv MPPTmin}$  : tensione minima ammissibile dall'inverter per la ricerca del punto di massima potenza

$V_{inv MPPTmax}$  : tensione massima ammissibile dall'inverter per la ricerca del punto di massima potenza

$V_{oc}$  : tensione a vuoto delle stringhe fotovoltaiche

$V_{inv max}$  : tensione massima in corrente continua ammissibile ai morsetti dell'inverter

Considerando una variazione della tensione a circuito aperto di ogni cella in dipendenza della temperatura pari a  $-0.32 \text{ }^\circ\text{C}/^\circ\text{C}$  e i limiti di temperatura estremi pari a  $-10^\circ\text{C}$  e  $+70^\circ\text{C}$ ,  $V_m$  e  $V_{oc}$  assumono valori differenti rispetto a quelli misurati a STC ( $25^\circ\text{C}$ ).

Assumendo che tali grandezze varino linearmente con la temperatura, le precedenti disuguaglianze, nei vari casi, sono riportate in Tabella. In tutti i casi le condizioni di verifica risultano rispettate e pertanto si può concludere che vi è compatibilità tra le stringhe di moduli fotovoltaici e il tipo di inverter adottato.

Generatore fotovoltaico	Inverter	Condizione	Verifica
$V_m \text{ min } (+70^\circ\text{C}) = 512 \text{ V}$	$V_{inv MPPT min} = 485 \text{ V}$	$V_m \text{ min } \geq V_{inv MPPT min}$	SI
$V_m \text{ max } (-10^\circ\text{C}) = 826 \text{ V}$	$V_{inv MPPT max} = 850 \text{ V}$	$V_m \text{ max } \leq V_{inv MPPT max}$	SI
$V_{oc} (0^\circ\text{C}) = 802 \text{ V}$	$V_{inv max} = 1000 \text{ V}$	$V_{oc} \text{ max } < V_{inv max}$	SI

Tabella – Verifica dei limiti di tensione all'ingresso degli inverter

### 7.2 Portata dei cavi in regime permanente

Le sezioni dei cavi per i vari collegamenti sono state scelte in modo da assicurare una durata di vita soddisfacente dei conduttori e degli isolanti agli effetti termici causati dal passaggio della corrente elettrica per periodi prolungati in condizioni normali di funzionamento. Tutti gli interruttori automatici magnetotermici e magnetotermici differenziali di tipo "A" previsti a monte di ogni condotta, sul lato in corrente alternata, sono dimensionati in modo da proteggere i cavi sia dal sovraccarico, che dal cortocircuito.

Secondo la normativa CEI 64-8 le caratteristiche di funzionamento del dispositivo di protezione delle condutture elettriche dai sovraccarichi devono rispondere alle seguenti due condizioni:

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

dove

$I_B$  : corrente d'impiego del cavo

$I_N$  : portata del cavo in aria a 30°C, relativa al metodo d'installazione previsto nelle Tabelle I o II della Norma CEI-UNEL 35025

$I_Z$  : portata del cavo nella condizione d'installazione specificata (tipo di posa e temperatura ambiente)

$I_f$  : corrente che assicura l'effettivo funzionamento del dispositivo di protezione entro il tempo convenzionale in condizioni definite.

Per la parte in corrente continua, non protetta da interruttori automatici o fusibili nei confronti delle sovracorrenti e del corto circuito,  $I_B$  risulta pari alla corrente nominale dei moduli fotovoltaici in corrispondenza della loro potenza di picco ( $I_{MPP}$ ), mentre  $I_N$  e  $I_f$  possono entrambe essere poste uguali alla corrente di corto circuito dei moduli stessi, rappresentando questa un valore massimo non superabile in qualsiasi condizione operativa. In assenza di dispositivi di protezione contro le sovracorrenti, la seconda relazione non risulta applicabile alla parte in corrente continua.

E' quindi condizione sufficiente alla verifica della protezione dal sovraccarico che

$$I_B \leq I_Z$$

dove  $I_B$  corrisponde alla massima corrente erogabile dal campo fotovoltaico mentre  $I_Z$  è la corrente in regime permanente della conduttura elettrica. La seconda condizione risulta verificata utilizzando interruttori magnetotermici commerciali nei quali la corrente convenzionale di intervento  $I_f = 1,45 I_N$ .

### **7.3 Protezione contro il corto circuito**

Per la parte di circuito in corrente continua, la protezione contro il corto circuito è assicurata dalla caratteristica tensione-corrente dei moduli fotovoltaici che limita la corrente di corto circuito degli stessi a valori noti e di poco superiori alla loro corrente nominale. Pertanto, avendo già tenuto conto di tali valori nel calcolo della portata dei cavi in regime permanente, anche la protezione contro il corto circuito risulta assicurata.

Per ciò che riguarda il circuito in corrente alternata, la protezione contro il corto circuito è assicurata dal dispositivo limitatore contenuto all'interno dell'inverter.

L'interruttore magnetotermico posto a valle dell'inverter agisce da ricalzo all'azione del dispositivo di protezione interno.

Per gli impianti in corrente alternata occorre proteggere le condutture elettriche dalle correnti di corto-circuito provenienti dalla rete.

Bisognerà quindi verificare la condizione che:

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

dove:

- $I^2 t$  è l'integrale di Joule per la durata del corto circuito in  $A^2 s$ , cioè lasciata transitare nel cavo dalla corrente di corto-circuito.
- $K$  è la costante propria di ciascun tipo di conduttore;
- $S$  è la sezione del conduttore di protezione in  $mm^2$ .

In definitiva, analizzando le curve di intervento del dispositivo di protezione scelto, le sezioni dei cavi adottate, e le correnti di corto-circuito presunte nel punto di consegna dell'energia, dovrà verificarsi che in condizioni di corto-circuito l'energia lasciata transitare dal dispositivo di protezione, prima dell'intervento, non danneggi la conduttura elettrica interessata.

#### 7.4 Misure di protezione contro i contatti indiretti

Protezione contro i pericoli risultanti dal contatto con parti conduttrici che possono andare in tensione in caso di cedimento dell'isolamento principale, realizzata sul lato a 400 V<sub>ac</sub> dell'impianto mediante l'interruzione automatica dell'alimentazione secondo il paragrafo 413.1 della norma CEI 64.8, collegando all'impianto generale di terra tutte le masse presenti negli ambienti considerati ed impiegando interruttori automatici, il tutto coordinato in modo da soddisfare la condizione di cui all'art. 413.1.3.3. della norma CEI stessa.

Per quanto riguarda la protezione dei contatti indiretti sul lato corrente alternata, tutti i dispositivi elettrici connessi e quindi anche degli inverter ed i componenti del quadro di interfaccia, fanno parte dello stesso sistema elettrico classificabile come TT.

Quindi la protezione contro i contatti indiretti è assicurata dai seguenti accorgimenti:

- collegamento al conduttore di protezione PE di tutte le masse e le masse estranee dell'impianto;
- utilizzo di dispositivi di protezione a corrente differenziale di tipo "A".

Il coordinamento della protezione dai contatti indiretti avviene tramite la verifica in ogni punto dell'impianto della seguente disequazione:

$$R_e \times I_{dn} \leq U_L$$

dove:

- $U_L$  è la massima tensione di contatto ammissibile (max. 50 V);
- $I_{dn}$  è la corrente di intervento differenziale in Ampere (0,3 A);
- $R_a$  è il valore che esprime la somma di resistenza di terra nel punto di contatto in Ohm.

Gli stessi accorgimenti sopra descritti sono efficaci anche per quanto riguarda la protezione dei contatti indiretti sul lato corrente continua, considerando che la presenza del trasformatore di isolamento tra la sezione c.c. e c.a. negli inverter determina la classificazione del sistema in esame come IT. L'inverter e quanto contenuto nei quadri elettrici di impianto sono da considerarsi come sistema TN-S. La protezione contro i contatti indiretti è assicurata dai seguenti accorgimenti:

- collegamento al conduttore di protezione PE di tutte le masse, ad eccezione degli involucri metallici delle apparecchiature di Classe II (moduli fotovoltaici);
- i dispositivi di protezione intervengono in caso di primo guasto verso terra con un ritardo massimo di 0,4 secondi, oppure entro 5 secondi con la tensione sulle masse in quel periodo non superiore a 50 V.

### **7.5 Sistema in corrente continua (IT) e rete di terra**

Il sistema in corrente continua costituito dalle serie di moduli fotovoltaici e dai loro collegamenti agli inverter è un sistema denominato flottante cioè senza punto di contatto a terra.

La protezione nei confronti dei contatti indiretti è assicurata, in questo caso, dalle seguenti caratteristiche dei componenti e del circuito:

- protezione differenziale  $I_{\Delta N} \geq 30 \text{ mA}$ ;
- collegamento al conduttore PE delle carcasse metalliche.

L'elevato numero di moduli fotovoltaici, suggerisce misure di protezione aggiuntive rispetto a quanto prescritto dalle norme CEI 64-8, le quali consistono nel collegamento equipotenziale di ogni struttura di sostegno dei moduli fotovoltaici.

Si prevede pertanto di collegare con un conduttore equipotenziale da  $6 \text{ mm}^2$  un punto metallico per ogni struttura di fissaggio e, a tale proposito, in fase di montaggio dovrà essere verificato che tra le strutture metalliche non vi siano interposte parti isolanti costituite da anelli di plastica o gomma, parti ossidate o altro. Questo per far sì che, dati i numerosi punti di collegamento, si possa supporre con certezza la continuità elettrica per struttura. In fase di collaudo la continuità elettrica dovrà comunque essere verificata.

I circuiti equipotenziali così ottenuti faranno capo, ognuno con apposito capocorda e bullone, ad una sbarra di terra in rame forata. Un conduttore di terra di idonea sezione verrà steso per collegare i collettori sopra descritti.

### **7.6 Misure di protezione contro i contatti diretti**

Ogni parte elettrica dell'impianto, sia in corrente continua che in corrente alternata prima del trasformatore di media tensione d'uscita, è da considerarsi in bassa tensione.

La protezione contro i contatti diretti è assicurata dall'utilizzo dei seguenti accorgimenti:

- utilizzo di componenti dotati di marchio CE (Direttiva CEE 73/23);
- utilizzo di componenti aventi un idoneo grado di protezione alla penetrazione di solidi e liquidi;
- collegamenti effettuati utilizzando cavo rivestito con guaina esterna protettiva, idoneo per la tensione nominale utilizzata e alloggiato in condotto portacavi idoneo allo scopo. Alcuni brevi tratti di collegamento tra i moduli fotovoltaici non risultano alloggiati in tubi o canali ma fissati alle strutture di sostegno e quindi soggetti a sollecitazioni meccaniche prevedibili.

In ogni caso valgono le prescrizioni riportate nella Norma CEI 64-8 Parte 4 “Prescrizioni per la sicurezza”.

### **7.7 Cabina di consegna MT**

La cabina di consegna MT riceverà energia dalla centrale fotovoltaica attraverso la rete di media tensione. Il manufatto sarà costituito da una struttura prefabbricata autoportante completamente realizzata e rifinita nello stabilimento di produzione del Costruttore. La Cabina di Consegna sarà predisposta in box prefabbricato omologato per impianto fotovoltaico conforme alle norme CEI 0-16 e UE DG2092

Essa sarà costituita da tre locali distinti:

- locale di consegna accessibile esclusivamente da personale Enel;
- locale misure;
- locale utente.

La cabina di consegna MT sarà ubicata nelle immediate vicinanze del limite di recinzione, così come riportato all'interno degli elaborati di progetto.

Dal punto di vista elettrico, lo schema di connessione prevede la tipica configurazione di connessione di un utente attivo riportata al punto 8.7.2 della norma CEI 0-16. Tale schema prevede l'impiego di:

- un sistema di protezione generale;
- un sistema di protezione di interfaccia;
- sistema di misurazione dell'energia;
- un dispositivo di generatore (in grado di escludere dalla rete ciascun generatore singolarmente).

I primi tre punti verranno sviluppati nel paragrafo successivo, mentre il quarto punto non rientra nella progettazione oggetto del presente lavoro.

### **7.8 Misure di protezione sul collegamento alla rete di distribuzione elettrica**

La protezione del sistema di generazione fotovoltaica nei confronti sia della rete autoproduttrice che della rete di distribuzione pubblica è realizzata in conformità a quanto previsto dalla norma CEI 11-20 con riferimento a quanto contenuto nei documenti di unificazione Enel DK5740, CEI 0-16, DV1604 e DV604. L'impianto dovrà essere equipaggiato con un sistema di protezione che si articola su 3 livelli:

- Dispositivo del Generatore;
- Dispositivo di Interfaccia;
- Dispositivo Generale.

#### Dispositivo di generatore

L'inverter è internamente protetto contro il cortocircuito ed il sovraccarico; il verificarsi di un guasto interno provocano l'immediato distacco dell'inverter dalla rete elettrica.

L'interruttore automatico magnetotermico differenziale presente sull'uscita di ogni inverter agisce come ricalzo a tale funzione.

#### Dispositivo di Interfaccia

Il dispositivo di sicurezza deve provocare il distacco dell'intero sistema di generazione fotovoltaica in caso di guasto sulla rete elettrica. Esso è costituito dal Dispositivo di Interfaccia e dalla Protezione di Interfaccia (omologata DK 5740 Ed. 2.1).

Il riconoscimento di eventuali anomalie sulla rete avviene considerando come anomali le condizioni di funzionamento che fuoriescono da un determinato range di valori di tensione e frequenza così caratterizzati:

- minima tensione 0,85 Vn;
- massima tensione 1,15 Vn;
- minima frequenza 49,7 Hz - soglia 1;
- massima frequenza 50,3 Hz – soglia 1;
- minima frequenza 47,5 Hz – soglia 2;
- massima frequenza 51,5 Hz – soglia 2;
- massima tensione omopolare  $V_o$ .

La protezione offerta dal dispositivo di sicurezza impedisce, tra l'altro, che l'inverter continui a funzionare con particolari configurazioni di carico, anche nel caso di Black-out esterno. Questo fenomeno, detto funzionamento in isola, deve essere evitato assolutamente, perché in grado di provocare situazioni di grave pericolo per il personale addetto alla ricerca e riparazione dei guasti. Il dispositivo di interfaccia è costituito da un interruttore in esecuzione estraibile con sganciatore di apertura a mancanza di tensione.

#### Dispositivo Generale

Il dispositivo generale ha la funzione di salvaguardare il funzionamento della rete nei confronti di guasti nel sistema di generazione elettrica. Il dispositivo generale è composto da un interruttore con sganciatore di apertura e sezionatore da installare sul lato rete ENEL dell'interruttore. Per i dettagli si veda la CEI 0-16. Al dispositivo è associata una protezione generale che ha il compito di aprire l'interruttore in modo

tempestivo e selettivo rispetto al dispositivo della rete pubblica, onde evitare che i guasti sull'impianto del cliente produttore provochino la disalimentazione di tutta l'utenza sottesa alla stessa linea MT.

#### Sistema di misura dell'energia prodotta

Il sistema di misura dell'energia elettrica prodotta (misure GME e UTF) è collocato all'interno della cabina di consegna ed è in grado di rilevare e registrare, per ciascuna ora, l'energia elettrica immessa in rete.

Il sistema di misura è conforme alle disposizioni dell'Autorità dell'energia elettrica e il gas (AEEG) e alle norme CEI, in particolare sarà dotato di sistemi meccanici di sigillatura che garantiscano da manomissioni o alterazioni dei dati di misura.

Saranno pertanto installati gli opportuni contatori, TA e TV inseriti come da schema unifilare allegato.

Il sistema di misura è idoneo a consentire la tele-lettura dell'energia elettrica prodotta da parte del distributore.

#### **7.9 Misure di protezione contro gli effetti delle scariche atmosferiche**

Il posizionamento dell'impianto fotovoltaico non modifica il profilo di rischio riducendo di fatto la probabilità che le strutture siano fulminate direttamente. La scelta di realizzare o meno un impianto LPS é demandata a valutazioni successive ed indipendenti dal presente progetto. Nel caso venga deciso di realizzare un LPS si dovrà provvedere all'integrazione delle strutture metalliche dell'impianto FV nel LPS stesso.

Indipendentemente dalla presenza di LPS é stata adottata una strategia di prevenzione e gestione dei danni arrecati dalle fulminazioni indirette.

Per quanto riguarda la fulminazione indiretta, l'abbattersi di scariche atmosferiche in prossimità dell'impianto può provocare il concatenamento del flusso magnetico associato alla corrente di fulmine con i circuiti dell'impianto fotovoltaico, così da provocare sovratensioni in grado di mettere fuori uso i componenti del sistema tra cui in particolare gli inverter. I morsetti degli inverter sono protetti internamente con varistori a pastiglia.

A tal proposito, la protezione contro le fulminazioni indirette è attuata mediante percorsi di cablaggio minimi al di fuori dei canali di protezione, privi di spiri e con i conduttori di andata e ritorno mantenuti raggruppati. Sono inoltre adottate le misure di protezione del quadro elettrico di interfaccia ed in particolare:

- realizzazione dei necessari collegamenti equipotenziali.
- installazione di SPD all'ingresso del quadro di interfaccia rete (c.a.).
- installazione di SPD all'ingresso di ogni quadro CC.

Gli ingressi e le uscite degli inverter sono protette da SPD.



## **8. COLLEGAMENTI ELETTRICI**

I terminali di ognuna delle stringhe confluiranno verso i quadri di parallelo con percorso prima libero e poi in canalina portacavi. Il percorso dai quadri di parallelo a quelli di sezione, da questi agli inverter ed agli scomparti MT avverrà sempre in cavidotto interrato.

Assieme ai cavi di potenza, dal generatore fotovoltaico andranno posati, all'interno della medesima canalizzazione, anche i collegamenti equipotenziali delle strutture di fissaggio; si dovranno collegare tutti i traversi insieme tramite uno spezzone di cavo G/V, fissato con capocorda ad occhiello e bullone in acciaio inox. La serie delle strutture di ciascuna stringa dovrà quindi essere collegata alla barra equipotenziale.

## **9. TRASFORMATORE IN RESINA**

Si prevede l'utilizzo di n. 2 trasformatori in resina di potenza nominale pari a 1.000 kVA cadauno.

Il trasformatore sarà trifase a due avvolgimenti con isolamento in resina, raffreddato ad aria e calcolato per un servizio continuativo.

Tale trasformatore sarà conforme alle norme CEI 14-12 (e successivi aggiornamenti) ed avrà le caratteristiche meccaniche ed elettriche qui appresso riportate.

Caratteristiche meccaniche:

- strutture in profilati di acciaio dotate di accorgimenti antivibrazioni;
- raffreddamento naturale ed isolamento in resina;
- commutatore primario a tre posizioni ( $\pm 2 \times 2,5\%$ ) manovrabile a mano a trasformatore disinserito;
- numero di avvolgimenti secondari: 1;
- collegamento: triangolo - stella (DYN 11) con neutro collegato a terra;
- temperatura dell'ambiente di installazione: massimo 45°C;
- morsetti primari: n. 3;
- morsetti secondari : n. 3 + N;
- carrello in profilati di acciaio con ruote orientabili e dispositivo di blocco delle ruote stesse;
- morsetti di messa a terra;
- golfari per il sollevamento del trasformatore completo.

Per quanto riguarda il livello di rumore dei trasformatori si porrà la massima cura affinché tale livello non superi i 62 db, misurato secondo le norme DIN.

Caratteristiche elettriche:

- potenza nominale per servizio continuativo: 1.000 kVA
- frequenza nominale: 50 Hz
- tensione nominale del primario: 20.000 V
- tensione nominale del secondario a vuoto: 400 V

- tensione di cto – cto: 6%
- avvolgimento MT: triangolo
- avvolgimento BT: stella con neutro riportato all'esterno
- gruppo CEI: Dyn 11

I trasformatori saranno equipaggiati con i seguenti accessori:

- 3 isolatori M.T. tipo UNEL;
- 4 isolatori B.T. tipo UNEL;
- morsetto di terra;
- targhette indicatrici delle caratteristiche;
- n. 3 termosonde sui tre nuclei;
- termometro a quadrante;
- termosonda sul nucleo centrale collegata ai relè di media tensione.

I trasformatori saranno posti in opportuni cassoni di contenimento completo di finestre blindate di ispezione, con illuminazione, aperture di aerazione e blocchi a chiave con i relativi interruttori MT di protezione.

## **10. IMPIANTO DI TERRA**

La cabina di trasformazione dovrà essere dotata di adeguata rete di terra a cui saranno collegati:

- il centro stella dell' avvolgimento secondario (neutro);
- le carpenterie metalliche;
- le carcasse dei trasformatori;
- le manopole dei sezionatori;
- i comandi degli interruttori automatici;
- i telai delle finestre e delle porte metalliche;
- i cassoni di contenimento delle apparecchiature.

I suddetti collegamenti faranno capo singolarmente ad un collettore di terra posizionato all'interno della cabina di trasformazione, allo scopo di eseguire le necessarie misurazioni.

Saranno montate su bulloni zincati, verniciate in giallo e le connessioni fra le stesse saranno realizzate con saldatura a castorin. Una rete elettro saldata (lato 10x10 diametro 3mm), posta sotto il pavimento e collegata alla barra di cui sopra, concorrerà a rendere equipotenziale tutto il locale al fine di evitare i rischi di tensione di passo. L'intero sistema di terra soddisferà alle corrispondenti norme CEI 11-1 con particolare riguardo alle tensioni di passo e di contatto.

Il dimensionamento dei componenti dell'impianto sarà eseguito tenendo conto dei valori della corrente di guasto monofase a terra nel punto di consegna e del tempo di intervento delle protezioni dell'Ente erogatore.

I conduttori di protezione, per i collegamenti al nodo di terra unico delle masse metalliche di tutte le apparecchiature/conduitture elettriche in AC e di tutte le eventuali masse metalliche estranee accessibili, saranno costituiti da corda di rame flessibile, isolata in PVC giallo-verde, di tipo non propagante l'incendio a Norme CEI 20-22. Saranno costituiti da cavi unipolari facenti parte della stessa conduttura dei conduttori attivi e da anime di cavi multipolari. I conduttori impiegati per collegamenti equipotenziali avranno sezione minima pari alla metà della sez. del conduttore di protezione principale dell'impianto con il limite inferiore di 6 mm<sup>2</sup>. I morsetti di collegamento alle masse metalliche avranno caratteristiche tali da assicurare un contatto sicuro nel tempo.

I conduttori di terra e di protezione avranno sezione adeguata per sopportare le eventuali sollecitazioni meccaniche alle quali potrebbero essere sottoposti in caso di guasti, calcolata e/o dimensionata secondo quanto stabilito dalle norme CEI. La sezione dei conduttori sarà tale che la massima corrente di guasto non provocherà sovratemperature inammissibili per essi. Tutti i conduttori isolati costituenti l'impianto avranno colorazione giallo-verde e la loro destinazione sarà identificata, nei punti principali di connessione, mediante targhette.

Detti conduttori in parte saranno contenuti all'interno dei cavi multipolari impiegati per l'alimentazione delle varie utenze, in parte costituiranno dorsali indipendenti comuni a più circuiti. Le giunzioni fra elementi del dispersore devono essere protette contro le corrosioni. Il conduttore di protezione in dorsale, se isolato, non deve essere interrotto ad ogni scatola di derivazione, ma semplicemente liberato dall'isolamento per il tratto corrispondente al morsetto di derivazione; si deve quindi fare uso di morsetti passanti. La sezione del conduttore di protezione principale rimarrà invariata per tutta la sua lunghezza.

## **11. SISTEMA DI MONITORAGGIO**

Il sistema di monitoraggio prevede la possibilità di evidenziare le grandezze di interesse del funzionamento dell'impianto attraverso opportuno software di interfaccia su di un PC collegato al sistema di acquisizione dati via RS485 e attraverso modem anche da remoto.

L'hardware del sistema sarà composto da:

- acquisitore dati (data logger dotato anche di ingressi per le grandezze meteo);
- interfaccia RS 485;
- sensore di temperatura ambiente;
- sensore di irraggiamento;
- sensore di vento (velocità e direzione);

- linea RS 485.

La memorizzazione è relativa ai dati presentati più temperatura ambiente, tensione e corrente dal generatore fotovoltaico con campionamento a 15 minuti.

Il software di visualizzazione e controllo del sistema di conversione e dei dispositivi ad esso collegati (sensori), dovrà permettere una gestione ottimizzata dell'impianto in aggiunta alla memorizzazione dei dati caratteristici.

## 12. STIMA DELLA PRODUCIBILITA' DELL'IMPIANTO

Per determinare la producibilità dell'impianto, si è fatto riferimento ai dati di radiazione solare disponibili dai database UNI, ENEA e PVGIS, per 1 kWp di potenza installata ed alle seguenti condizioni di installazione:

- esposizione a 180° N e moduli installati sulle strutture fisse;
- angolo di tilt di 30°;

Il calcolo dell'efficienza dell'impianto fotovoltaico deve essere effettuato considerando un fattore di perdita complessiva del sistema (BOS), fattore che tiene conto delle perdite sia sul lato DC che sul lato AC ( es.: rendimento del gruppo di conversione, perdite sui cavi elettrici, ecc).

Questo fattore di perdita è stimato al 20% dell'efficienza del campo fotovoltaico.

Pur considerando i pannelli installati in maniera da non essere mai ombreggiati, è stato scelto per criteri cautelativi un fattore di riduzione delle ombre del 98%, che tiene conto di eventuali possibili fenomeni di ombreggiamento sul campo fotovoltaico.

L'energia producibile su base annua dal sistema fotovoltaico è data dalla seguente relazione:

$$E = I \times A \times K_{\text{ombre}} \times \eta_{\text{moduli}} \times \eta_{\text{bos}} \quad [\text{kWh/anno}]$$

dove:

I :	Radiazione globale media annua incidente	1670 kWh/m <sup>2</sup>
A :	superficie del piano dei moduli	11488 m <sup>2</sup>
K <sub>ombre</sub> :	coefficiente di riduzione delle ombre	98 %
η <sub>moduli</sub> :	rendimento di conversione dei moduli	16,8 %
η <sub>bos</sub> :	rendimento del resto del sistema	78 %

Pertanto applicando la formula si ottiene:

$$E = 1670 \times 11488 \times 0,98 \times 0,168 \times 0,78 = 2.463.717 \text{ [kWh/anno]}$$

Il valore appena calcolato è l'energia elettrica che il sistema fotovoltaico produrrà in un anno se non vi sono interruzioni nel servizio.

### **13. SPECIFICHE TECNICHE DEI COMPONENTI**

Per la descrizione dettagliata dei componenti si fa riferimento ai data sheet riportati in allegato ed ai disegni di progetto.

### **14. OPERE CIVILI PREVISTE**

#### *a. Strade di servizio e accesso*

Le strade di accesso esistenti permetteranno un facile accesso dei mezzi al sito di installazione. Le stradine di servizio saranno realizzate come piste in terra battuta.

#### *b. Livellamento*

L'area necessaria all'installazione dei moduli fotovoltaici, sarà livellata di modo che presenti una pendenza massima di  $\pm 200$  mm. Saranno realizzate apposite pendenze per il defluvio dell'acqua piovana.

#### *c. Scavi*

E' prevista l'esecuzione di scavi per la posa dei cavidotti per il cablaggio elettrico.

Gli scavi necessari per la posa dei cavi avranno ampiezza massima di 1 m e profondità massima di 0,8 m. La larghezza dello scavo varia in relazione al numero di linee elettriche che saranno posate.

Gli scavi, effettuati con mezzi meccanici, saranno realizzati evitando che le acque scorrenti alla superficie del terreno non abbiano a riversarsi nei cavi.

I materiali rinvenuti dagli scavi a sezione ristretta, realizzati per la posa dei cavi, saranno momentaneamente depositate in prossimità degli scavi stessi o in altri siti individuati nel cantiere. Successivamente lo stesso materiale sarà riutilizzato per il rinterro.

#### *d. Svellimento piantumazione agricola esistente*

Qualora per l'installazione dei moduli e per la realizzazione di piazzali di servizio e manovra saranno rimossi alcuni alberi, è previsto in tal caso l'espianto ed il reimpianto in conformità a leggi e normative vigenti in materia, oltre che la preliminare autorizzazione da parte del competente Ispettorato all'Agricoltura.

#### *e. Recinzione e cancelli d'accesso*

La recinzione sarà realizzata infissa con sovrastante rete grigliata di altezza 2.00 mt in acciaio, zincata e colorata. La recinzione prevede cancello carrabile e pedonabile realizzati in lamiera di acciaio zincata a caldo.

#### *f. Cabine elettriche*

Si utilizzeranno cabine elettriche prefabbricate di consistenza simile a quelle normalizzate ENEL. Per la climatizzazione della cabina elettrica si utilizzeranno ventole aspiranti.

### **15. OPERE ELETTROMECCANICHE**

I montaggi delle opere meccaniche consistono principalmente in:

- Posa in opera delle strutture di sostegno dei moduli
- Montaggio dei moduli sulle strutture.

I montaggi elettrici in campo, consistono principalmente in:

- Collegamento elettrico dei moduli di ciascuna stringa;
- Posa in opera degli inverter;
- Posa dei cavi di collegamento tra le stringhe fotovoltaiche i quadri di parallelo;
- Posa dei cavi di collegamento tra i quadri di parallelo ed i quadri di sezione
- Posa dei cavi di collegamento tra i quadri di sezione e gli inverter, nei rispettivi tubi/canali portacavi predisposti;
- Posa dei cavi di collegamento tra l'inverter e scomparti MT;
- Posa in opera dei collegamenti alla rete di terra.

## **16. SEQUENZA DELLE OPERAZIONI DI COSTRUZIONE**

La sequenza delle operazioni previste sarà la seguente:

- 1 Allestimento del cantiere secondo normativa di sicurezza e recinzione provvisoria delle aree di lavoro;
- 2 Preparazione del terreno di posa;
- 3 Scavi per alloggiamento cavidotti, platea di appoggio cabina elettrica;
- 4 Assemblaggio delle strutture di sostegno dei moduli fotovoltaici;
- 5 Posa della cabina elettrica e connessione alla MT;
- 6 Installazione dei quadri di parallelo e di sezione;
- 7 Cablaggio elettrico sezione in cc ed in ca;
- 8 Montaggio e cablaggio moduli.

## **17. PROVE DI ACCETTAZIONE E MESSA IN SERVIZIO**

I componenti che costituiscono l'impianto sono progettati, costruiti e sottoposti alle prove previste nelle norme ed alle prescrizioni di riferimento.

In particolare, **prima dell'inizio dei lavori di montaggio** in cantiere, il controllo dei componenti sarà del tipo visivo - meccanico, e riguarderà:

- Accertamento della corrispondenza dei componenti con quanto riportato nel progetto;
- Accertamento della presenza di eventuali rotture o danneggiamenti dovuti al trasporto.

Prima dell'emissione del certificato di regolare esecuzione dell'impianto e, comunque, prima del ripiegamento del cantiere, il controllo riguarderà la verifica dell'integrità dei componenti e della realizzazione dell'impianto a "perfetta regola d'arte". La verifica consisterà nel controllare:

- il corretto montaggio delle strutture dei moduli;
- la continuità elettrica e le connessioni tra moduli;
- la corretta esecuzione dei cablaggi in congruenza con quanto riportato nel progetto;
- la messa a terra delle masse;
- l'isolamento dei circuiti elettrici dalle masse;
- il corretto funzionamento dell'impianto fotovoltaico nelle diverse condizioni di potenza generata e nelle varie modalità previste dal gruppo di conversione (accensione, spegnimento, mancanza rete, ecc.).

Secondo quanto è previsto dalla Specifica Tecnica di Fornitura (ENEA), verrà effettuata la verifica tecnico-funzionale dell'impianto, mediante la seguente procedura:

- verifica della condizione:  $P_{cc} > 0,85 P_{nom} * I / I_{STC}$ , ove:

$P_{cc}$  è la potenza (in kW) misurata all'uscita del generatore fotovoltaico, con precisione migliore del 2%;

$P_{nom}$  è la potenza nominale (in kW) del generatore fotovoltaico;

$I$  è l'irraggiamento (in W/m<sup>2</sup>) misurato sul piano dei moduli, con precisione migliore del 3%;

$I_{STC}$  pari a 1000 W/m<sup>2</sup>, è l'irraggiamento in condizioni standard;

Tale condizione deve essere verificata per  $I > 600 \text{ W/m}^2$ .

- verifica della condizione:  $P_{ca} > 0,9 P_{cc}$ , ove:

$P_{ca}$  è la potenza attiva (in kW) misurata all'uscita del gruppo di conversione, con precisione migliore del 2%;

La misura della potenza  $P_{cc}$  e della potenza  $P_{ca}$  deve essere effettuata in condizioni di irraggiamento ( $I$ ) sul piano dei moduli superiore a 600 W/m<sup>2</sup>.

Le verifiche sopra riportate dovranno essere effettuate a lavori ultimati, dall'installatore dell'impianto, che dovrà essere in possesso di tutti i requisiti previsti dalle leggi in materia e dovrà emettere una dichiarazione (secondo il fac-simile allegato alla Specifica Tecnica di fornitura redatta dalla ENEA), firmata e siglata in ogni parte atta ad attestare l'esito delle verifiche e la data in cui le stesse sono state effettuate.

## **18. MODALITA' DI DISMISSIONE DELL'IMPIANTO E RIPRISTINO DELLO STATO DEL LUOGO**

Al termine della vita utile dell'impianto avverrà la dismissione completa dell'impianto e il ripristino del sito in condizioni analoghe allo stato originario. Il soggetto proponente ha l'obbligo della rimessa in ripristino dello stato dei luoghi, a suo carico.

La dismissione dell'impianto avverrà tramite opportuna rimozione di tutti gli elementi costitutivi l'impianto stesso, la loro separazione per tipologia di rifiuto e il loro corretto recupero e smaltimento tramite ditte specializzate e autorizzate.

La società che assumerà la gestione dell'impianto si impegna a separare accuratamente i materiali riciclabili da quelli non riciclabili prodotti e che tali materiali saranno portati da ditte autorizzate nelle apposite aree di stoccaggio per il recupero o lo smaltimento finale; si precisa che i materiali risultanti dalle lavorazioni per l'installazione dell'impianto non hanno alcuna natura tossico-nociva.

Lo smantellamento dell'impianto previsto a fine vita sarà costituito dalle seguenti fasi principali di lavorazione:

1. completo smontaggio e rimozione dei moduli fotovoltaici;
2. smontaggio delle strutture di sostegno;
3. estrazione dei pali in acciaio dal terreno;
4. rimozione dei cavidotti interrati e dell'intera recinzione;
5. rimozione dei locali cabine prefabbricati e di tutte le apparecchiature contenute, compresa l'asportazione delle eventuali parti in cemento presenti sotto le stesse.

Una volta completato l'intero smantellamento dell'impianto, i moduli saranno consegnati a società autorizzate allo smantellamento ed al riciclo dei materiali componenti i pannelli fotovoltaici. Di fatto il modulo fotovoltaico è completamente riciclabile, circa il 90% dei componenti potrà essere recuperato o riciclato; materiali come vetro, alluminio, acciaio, corde e cavi di rame potranno essere recuperati.

Dal momento che la maggior parte del materiale di risulta dalla dismissione dell'impianto è recuperabile esso possiede un alto valore commerciale in quanto rifiuto riciclabile e recuperabile; i maggiori costi dovranno invece essere sostenuti per la suddivisione del modulo fotovoltaico in rifiuti primari, ma anche in questo caso buona parte di essi possiede un buon valore commerciale (alluminio, silicio, rame, etc.).

Per il ripristino dell'area utilizzata per la realizzazione dell'impianto fotovoltaico verranno eseguite tutte quelle operazioni atte a favorire il ritorno dello stato dei luoghi ante-operam, ovvero lo smantellamento della recinzione perimetrale, la rimozione di tutte le siepi o alberature posizionate esclusivamente per mitigare l'impatto visivo dell'impianto sull'ambiente circostante, la rimozione dell'intero impianto come descritto in precedenza e ripristino dell'andamento naturale del terreno nel caso di eventuali sterri o riporti.

Le strutture di sostegno entro e fuori terra costituite da tubolari in acciaio zincato, profili in alluminio e viti in acciaio infisse nel terreno, saranno scomposti in elementi semplici e potranno essere recuperati o riutilizzati.

La componentistica ed i materiali elettrici non riutilizzabili saranno trasportati in discariche autorizzate e potranno essere riciclati e riutilizzati dopo essere stati opportunamente lavorati da soggetti specializzati. Dopo il completo smontaggio dell'impianto, il terreno potrà essere restituito al patrimonio agricolo per essere nuovamente lavorato.



## **19. ELETTRDOTTO DI CONNESSIONE**

### **19.1 Premessa**

L'elettrodotto in oggetto sarà realizzato per collegare alla rete di distribuzione MT di Enel Distribuzione s.p.a. l'impianto di produzione.

L'accesso all'area interessata dall'intervento avverrà in prossimità del Fosso Vallone-Cerretine, mentre l'accesso alla cabina elettrica di consegna avverrà da Strada privata accessibile da S.S. 652, in quest'ultimo ingresso sarà previsto inoltre un ampio spazio di manovra per i mezzi di trasporto. Tale spazio permetterà il regolare transito di mezzi necessari in fase di costruzione, in fase di esercizio dell'impianto e durante le manutenzioni.

La progettazione, inoltre, comprenderà anche tutte le opere e le infrastrutture connesse quali ad esempio la cabina di consegna MT per la connessione alla rete elettrica pubblica.

Le opere, data la loro specificità, sono da intendersi di interesse pubblico, indifferibili ed urgenti ai sensi di quanto affermato dall'art.1 comma 4 della legge 10/91 e ribadito dall'art. 12 comma 1 del Decreto Legislativo 387/2003, nonché urbanisticamente compatibili con la destinazione agricola dei suoli come sancito dal comma 7 dello stesso articolo del decreto legislativo.

La cabina di consegna MT sarà ubicata nelle immediate vicinanze del limite di recinzione, così come riportato all'interno degli elaborati di progetto.

In tale cabina prefabbricata sarà presente il locale di consegna, ad uso esclusivo dell'Enel e il locale misure ad uso comune sia del distributore che del committente.

### **19.2 Caratteristiche tecniche elettrodotto di connessione**

L'elettrodotto di connessione in media tensione collegherà il campo fotovoltaico "CERRATINA" della potenza nominale di 1.938,6 kWp alla rete MT del distributore. Tale soluzione prevede:

La connessione dell'impianto con la rete elettrica di distribuzione pubblica di proprietà del concessionario Enel Distribuzione sarà garantita dalla costruzione di un elettrodotto in cavo sotterraneo che collegherà la cabina di consegna alla rete MT di distribuzione ENEL.

Per minimizzare l'impatto sul territorio del cavidotto di connessione alla rete di distribuzione MT è stato previsto in corrispondenza della viabilità esistente.

Il percorso dell'elettrodotto è stato inoltre definito secondo i seguenti requisiti:

- tracciato più breve ;
- percorso su viabilità esistente;
- rispetto dei vincoli paesaggistico - storico - ambientali esistenti nell'area attraversata;
- scelta della migliore condizione di posa in ragione delle interferenze con altri sottoservizi presenti.

Verrà posta particolare attenzione per quanto riguarda l'eventuale interferenza che il nuovo elettrodotto potrà avere con linee di telecomunicazione esistenti e a riguardo le lavorazioni per la posa delle tubazioni dovranno rispettare le norme CEI 11-17 e CEI 103-6.

### **19.3 Caratteristiche costruttive e di esercizio**

L'energia elettrica prodotta dall'impianto fotovoltaico e opportunamente trasformata in media tensione sarà ceduta alla rete di distribuzione nazionale mediante l'interposizione di un elettrodotto collocato all'interno di uno scavo a sezione ristretta e posto su di un letto di sabbia o terreno vagliato. Il cavo sarà in alluminio, ad elica visibile con isolamento estruso, tipo ARE4H1RX 12/20 kV, con la sezione di 185 mm<sup>2</sup>. La conduttura interrata utilizzata ha una sezione di 185 mmq con conduttore in alluminio con isolamento in EPR per la quale risulta una portata nominale secondo la IEC 60364-5-52 di 236 A, ben superiore alla corrente di impiego calcolata.

Il tracciato dei cavidotti sarà eventualmente integrato e dotato di pozzetti di manovra realizzati in cls armato e provvisti di idonei chiusini carrabili.

### **19.4 Descrizione dell'opera e delle scelte progettuali**

Partendo dalle condizioni al contorno individuate nei paragrafi precedenti, si sono studiate le caratteristiche dell'impianto elettrico di connessione alla rete MT Enel con l'obiettivo di rendere funzionale e flessibile l'intero parco fotovoltaico.

I percorsi delle linee elettriche, illustrati all'interno degli elaborati grafici allegati, potranno essere meglio definiti in fase costruttiva. All'atto dell'esecuzione dei lavori, i percorsi delle linee elettriche saranno accuratamente verificati e definiti in modo da:

- evitare interferenze con strutture, travi, parti di altri impianti ed effetti di qualunque genere;
- evitare curve inutili e percorsi tortuosi;
- assicurare una facile posa o infilaggio delle condutture;
- effettuare una posa ordinata e ripristinare la condizione ante-operam.

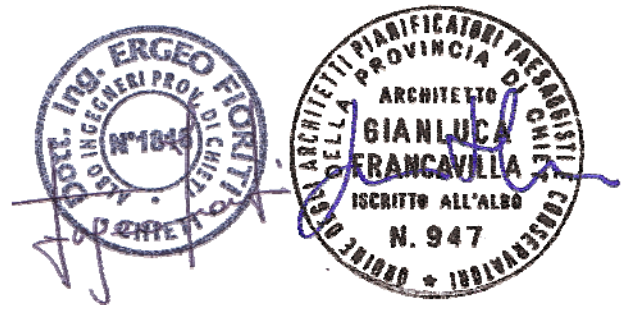
## **20. DOCUMENTI ALLEGATI**

1. DATA SHEET MODULI FOTOVOLTAICI
2. DATA SHEET DISPOSITIVI DI CONVERSIONE STATICA

I TECNICI

Ing. Ergeo Fioriti

Arch. Gianluca Francavilla



Con la nuova Smart-Diode-Technology



Made in Germany

## Modulo solare alfasolar Pyramid 60M

Dal 1993, noi della alfasolar lavoriamo al miglioramento di moduli solari. In questi anni abbiamo acquisito notevole esperienza nella scelta dei materiali e nell'affidabilità nel processo produttivo in quanto costituiscono la base per un prodotto di così lunga durata di un modulo solare.

Con la serie di moduli solari "alfasolar Pyramid" vi presentiamo una linea di prodotti innovativi ed esclusivi con un gran numero di vantaggi, per facilitare così la vostra scelta considerata l'ampia offerta presente sul mercato.

- **Elevato rendimento dei moduli solari fino al 16,9%**
  - Ottimo rapporto prezzo/prestazione

- **Alta resa energetica**

- Fino al 5% di maggiore resa con la tecnica a piramide
- Eccellente comportamento a carico parziale grazie alla saldatura particolarmente efficace delle celle solari selezionate

- **Lunga durata**

- 4mm di vetro e telaio d'alluminio estremamente stabile in color argento o nero
- Incasso sicuro del bordo sensibile del vetro con silicone resistente agli UV
- Rendimento stabile nel corso degli anni
- Pellicola posteriore a 3 strati, resistente all'isolamento ed altamente stabile in bianco o nero



- **Opportuni componenti aggiuntivi**

- Supporto di montaggio alfasolar A2 per alta stabilità, installazione veloce e 10 anni di garanzia
- Cavi solari Radox e Titanex collaudati
- Alimentatori di rete prodotti da leader del mercato



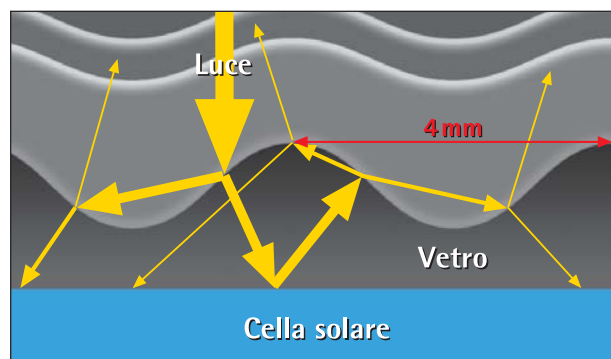
- **Migliore prestazione di garanzia**

- 10 anni di garanzia sul prodotto, 25 anni di garanzia lineare sul rendimento\*
- Maggior rendimento garantito nel tempo

\* veda le nuove condizioni di garanzia di alfasolar

- **Produzione in Germania**

- stabilimento di Hannover, Germania, all'avanguardia nei metodi di assemblaggio
- esperienza produttiva dal 2001



- Vetro strutturato a piramide con effetto autopulente
- 3,5% di maggiore potenza con irraggiamento verticale
- 20% di maggiore potenza con irraggiamento obliquo (80°)

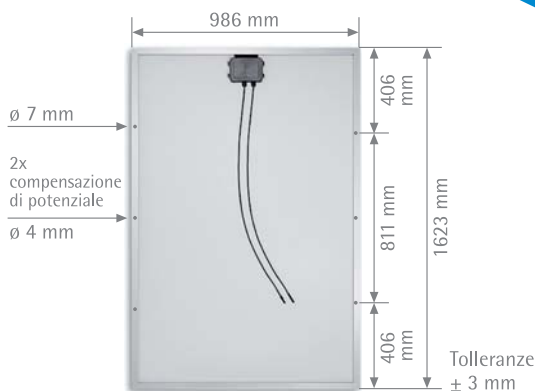
I moduli alfasolar sono da sempre prodotti all'avanguardia della tecnica. Per saperne di più, ricevere la nostra brochure e scoprire le peculiarità della serie di moduli solari alfasolar Pyramid, non esitate a contattarci. Saremo lieti di mettere a disposizione tutta la nostra professionalità.

### alfasolar GmbH

Ahrensburger Straße 4-6  
D-30659 Hannover

### Distribuzione:

Tel. +49 (0) 511 261 447-10  
Fax +49 (0) 511 261 447-50  
export@alfasolar.de



Celle monocrystalline ad alta prestazione, di elevata stabilità ed affidabilità. Rendimento fino al 20 %

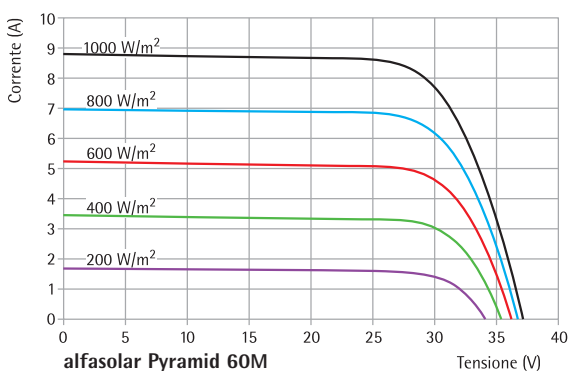


Vetro piramidale speciale per maggior resa con irraggiamento 40 - 70°

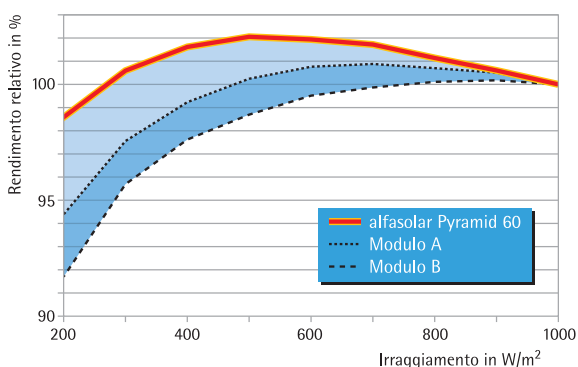


Scatola di giunzione di qualità e di facile manutenzione con la nuova Smart-Diode-Technology

### Curva caratteristica V-I per diversi valori di irraggiamento



### Ottimo comportamento con luce debole



### Caratteristiche meccaniche

Dimensioni/Peso	1623 x 986 x 35 mm/20,4 kg
Tipo di cella	60 celle solari monocrystalline
Scatola di giunzione ISBT™-Technology	IP 65 con connettori H+S-Twistlock 2 x 1,0 m cavo Radox 1 x 4 mm <sup>2</sup> A x L x P = 141 x 101 x 28 mm
Diodi di bypass	sostituiti da ISBT™-Technology
Distanza verticale dei fori	811 mm/Dimensione foro M 6

### Valori limite/Qualifiche

Temperature limite dei moduli	da -40 a +85°C
Tensione massima di sistema consentita	1.000 V
Carico superficiale di pressione/depressione	5400 N/m <sup>2</sup> / 2400 N/m <sup>2</sup> *
Intensità massima di corrente inversa	18 A
Umidità a 85°C	85 % relativa
Tolleranza	± 2,5 Wp
Classe di applicazione/resistenza al fuoco	(secondo IEC 61730) A/C

\* veda le istruzioni di montaggio di alfasolar

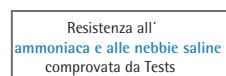
### Caratteristiche termiche

$\alpha [I_K]$	+4,3 mA/°C	$\gamma [P_{mpp}]$	-0,41 %/°C
$\beta [U_L]$	-123,0 mV/°C	NOCT	45 ± 2 °C

Caratteristiche elettriche	alfasolar Pyramid 60M				
Potenza $P_{max}$ sotto STC (Wp)	250	255	260	265	270
Corrente di cortocircuito $I_{sc}$ (A)	8,71	8,76	8,81	8,86	8,91
Tensione a vuoto $U_{oc}$ (V)	37,75	37,92	38,09	38,26	38,43
Corrente in MPP $I_{mpp}$ (A)	8,16	8,29	8,42	8,55	8,68
Tensione in MPP $U_{mpp}$ (V)	30,67	30,79	30,91	31,03	31,15
Fattore di riempimento (%)	76,11	76,84	77,56	78,27	78,96
Potenza su superficie (W/m <sup>2</sup> )	156,22	159,35	162,47	165,60	168,72

Eccellente comportamento a carico parziale; con moderato irraggiamento di 200 W/m<sup>2</sup> si raggiunge il 98 % +/-0,5% del rendimento STC. Precisione di misura della potenza massima +/-4%.

Caratteristiche elettriche (800 W/m <sup>2</sup> , NOCT, AM 1.5)	alfasolar Pyramid 60M				
	250	255	260	265	270
Potenza massima $P_{max}$ (Wp)	190,98	194,68	198,70	202,45	206,51
Corrente di cortocircuito $I_{sc}$ (A)	7,02	7,06	7,10	7,14	7,18
Tensione a vuoto $U_{oc}$ (V)	35,65	35,82	35,99	36,16	36,33
Corrente in MPP $I_{mpp}$ (A)	6,59	6,69	6,80	6,90	7,01
Tensione in MPP $U_{mpp}$ (V)	28,98	29,10	29,22	29,34	29,46



# PVI-CENTRAL-250/300

**AURORA®**  
Inverter Fotovoltaici

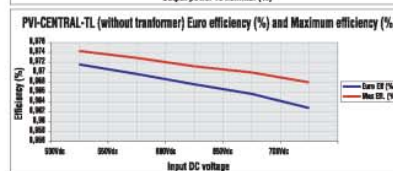
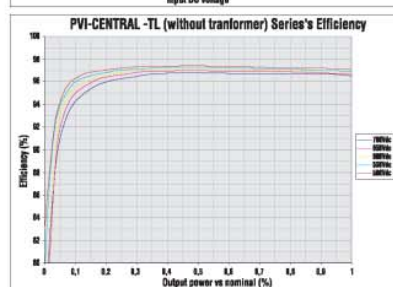
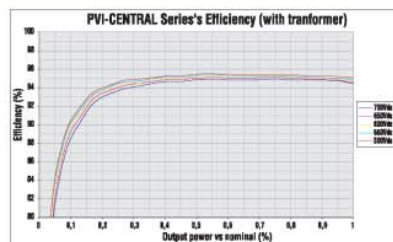
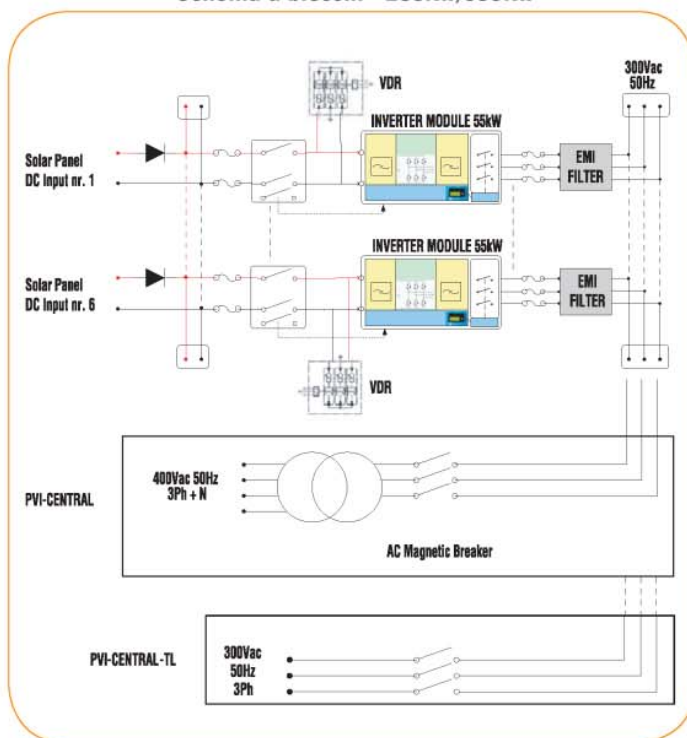
## Specifica Generale Modello Centralizzato PVI-CENTRAL-250/300-IT PVI-CENTRAL-250/300-TL-IT

### I VANTAGGI DI AURORA

- Multi canale di ingresso con opzione "Master-Slave" (6 moduli da 55KWac in parallelo con unico MPPT) oppure "Multi-Master" (6 cluster da 55KWac indipendenti e 6 canali MPPT distinti), o Multi-Master/Slave (triplo MPPT, ciascuno costituito da una coppia di moduli in parallelo)
- Bassissimo rumore acustico grazie alla elevata frequenza di commutazione (18kHz)
- Alta efficienza di conversione
- Configurazione modulare con unità di conversione indipendenti da 55kW
- Distribuzione, protezione e sezionamento DC e AC integrati.
- Macchina predisposta per il collegamento senza accessori aggiuntivi.
- Ridotta sensibilità al singolo guasto che riduce la potenza complessiva di soli 55kW
- Disponibile anche versione senza trasformatore interno BT/BT per connessione diretta ad una cella di media tensione (con trasf. esterno BT/MT).



### Schema a blocchi - 250Kw/330Kw





CARATTERISTICHE	PVI-CENTRAL-250	PVI-CENTRAL-250-TL	PVI-CENTRAL-300	PVI-CENTRAL-300-TL
<b>Parametri di ingresso</b>				
Potenza massima PV consigliata (kWp)	-	-	-	-
Totale (configurazione master/slave)	295	295	354	354
Per canale (configurazione multi-master)	59	59	59	59
Tensione massima di ingresso ammissibile (Vdc)	900	900	900	900
Campo di tensione MPPT di ingresso (Vdc)	465 - 850 (550 nominale)	465 - 850 (550 nominale)	465 - 850 (550 nominale)	465 - 850 (550 nominale)
Numero di inseguitori MPPT indipendenti	5	5	6	6
Configurazione multi-master	3	3	3	3
Configurazione multi-master/slave	1	1	1	1
Configurazione master/slave	615	615	738	738
Massima corrente totale di ingresso (Adc)	123	123	123	123
Configurazione multi-master (per modulo)	< 3%	< 3%	< 3%	< 3%
Ondulazione residua DC	5	5	6	6
Numero di ingressi DC	5x120mmq (M10)	5x120mmq (M10)	6x120mmq (M10)	6x120mmq (M10)
Massima sezione cavi DC (per ogni polarità)				
<b>Dotazioni di serie - Ingresso</b>				
Controllo di isolamento lato DC	Si, con allarme	Si, con allarme	Si, con allarme	Si, con allarme
Protezioni lato DC integrate				
Inversione polarità e corrente inversa (per ogni ingresso)	Si, con diodo serie	Si, con diodo serie	Si, con diodo serie	Si, con diodo serie
Fusibili DC (per ogni ingresso, entrambi i poli)	125A/1000V	125A/1000V	125A/1000V	125A/1000V
Interruttore sezionatore sotto carico DC (per ogni ingresso)	125A/1000V	125A/1000V	125A/1000V	125A/1000V
Protezione sovratensioni di ingresso (con monitoraggio)	5 (1 per ogni ingresso)	5 (1 per ogni ingresso)	6 (1 per ogni ingresso)	6 (1 per ogni ingresso)
<b>Parametri di uscita</b>				
Potenza nominale AC, PACnom (fino a 50°C, kW)	275	275	330	330
Corrente nominale AC (Arms)	405	540	486	648
Campo di tensione di uscita AC (Vrms)	3 x 400 +/-15%	3 x 300 +/-20%	3 x 400 +/-15%	3 x 300 +/-20%
Frequenza nominale (Hz)	50 / 60	50 / 60	50 / 60	50 / 60
Fattore di Potenza (cos φ)	>0.99 (@ Pac nominale)	>0.99 (@ Pac nominale)	>0.99 (@ Pac nominale)	>0.99 (@ Pac nominale)
Distorsione corrente AC (THD%)	< 4% (@ Pac nominale)	< 4% (@ Pac nominale)	< 4% (@ Pac nominale)	< 4% (@ Pac nominale)
Frequenza di commutazione convertitori (kHz)	18	18	18	18
Massima sezione cavi AC (per fase)	2x240mmq (M12)	2x240mmq (M12)	2x240mmq (M12)	2x240mmq (M12)
<b>Dotazioni di serie - Uscita</b>				
Contattore AC (distacco notturno del trasformatore)	No	No	No	No
"Interruttore AC (Magnetotermico) (*) (Lato 380Vac del trasformatore)"	Si (*)	Si	Si (*)	Si
Protezione sovratensioni lato AC (ingresso AUX e uscita AC)	Si	Si	Si	Si
<b>Rendimento complessivo</b>				
Rendimento massimo % (@ Vin nom)	95,50%	97,50%	95,50%	97,50%
Rendimento Euro % (@ Vin nom)	94,50%	96,90%	94,50%	96,90%
<b>Dati Ambientali</b>				
Grado di protezione ambientale	IP20	IP20	IP20	IP20
Temperatura ambiente di esercizio	-10°C...+50°C	-10°C...+50°C	-10°C...+50°C	-10°C...+50°C
Portata d'aria richiesta (immissione)	5000m3/h	5000m3/h	6000m3/h	6000m3/h
Umidità relativa (senza condensazione)	< 95%	< 95%	< 95%	< 95%
Rumore acustico (dBA @ 1mt)	<75	<72	<78	<75
<b>Alimentazione Ausiliaria</b>				
Alimentazione ausiliaria esterna	3x400Vac + N, 50/60Hz	3x400Vac + N, 50/60Hz	3x400Vac + N, 50/60Hz	3x400Vac + N, 50/60Hz
Massimo consumo in funzionamento	<0.2% PACnom	<0.15% PACnom	<0.2% PACnom	<0.15% PACnom
Consumo notturno (W)	<75W	<75W	<90W	<90W
<b>Interfaccia comunicazione/utente</b>				
Porta di comunicazione (per PC / Datalogger)	1 x RS485 (RS485, USB)	1 x RS485 (RS485, USB)	1 x RS485 (RS485, USB)	1 x RS485 (RS485, USB)
Comunicazione con quadri stringa (PVI-STRINGCOMB)	1 x RS485 (RS485, 2)	1 x RS485 (RS485, 2)	1 x RS485 (RS485, 2)	1 x RS485 (RS485, 2)
Comunicazione remota opzionale	WEBLOGGER (Ethernet, GPRS)	WEBLOGGER (Ethernet, GPRS)	WEBLOGGER (Ethernet, GPRS)	WEBLOGGER (Ethernet, GPRS)
Interfaccia utente	Display a 2 linee (su ciascun modulo)	Display a 2 linee (su ciascun modulo)	Display a 2 linee (su ciascun modulo)	Display a 2 linee (su ciascun modulo)
<b>Caratteristiche Meccaniche</b>				
Dimensioni (WxHxD) (mm)	1250 x 2100(*) x 810 +	1250 x 2100(*) x 810	1250 x 2100(*) x 810 +	1250 x 2100(*) x 810
(*) Escluso condotto di uscita	1250 x 1055(*) x 810 (trafo box)		1250 x 1055(*) x 810 (trafo box)	
Peso complessivo (kg)	1600	1000	1700(*)	1100(*)
Peso modulo 55kW (kg)	65	65	65 (*)	65 (*)
<b>Certificazioni</b>				
EMC	*EN 61000-6-2, EN 61000-6-4 ; EN 61000-3-11; EN 61000-3-12			
Conformità CE	Si			
Connessione alla rete	DKS940 Ed. 2.2, VDEW, RD1663/2000			

## SOMMARIO DEI MODELLI

CODICE DEI MODELLI	CONFIGURAZIONE
PVI-CENTRAL-250-IT	con trasformatore
PVI-CENTRAL-250-TL-IT	senza trasformatore
PVI-CENTRAL-300-IT	con trasformatore
PVI-CENTRAL-300-TL-IT	senza trasformatore