

UNIVERSITA' DEGLI STUDI DI PADOVA

CORSO DI LAUREA MAGISTRALE IN INGEGNERIA ELETTRICA

TESI DI LAUREA MAGISTRALE

***MONITORAGGIO E MANUTENZIONE DI  
IMPIANTI FOTOVOLTAICI: SISTEMI DI  
SUPERVISIONE DEGLI IMPIANTI E  
CONTROLLO AI FINI DELL'ANTINTRUSIONE***

RELATORE : *Prof. RENATO GOBBO*

*DIPARTIMENTO DI INGEGNERIA INDUSTRIALE*

CORRELATORE : *Ing. MASSIMO NEGRISOLO*

*STUDIO BRUNELLO – NEGRISOLO*

LAUREANDO : *ELISA GIORIO*

ANNO ACCADEMICO : *2013-2014*



A te, papà



<b>Sommario</b>	pag.1
<b>Introduzione</b>	pag.3
<b>1.Generalità sugli impianti fotovoltaici</b>	pag.5
1.1. Energia solare	
1.2. Effetto fotoelettrico	
1.3. Cella fotovoltaica	
1.3.1 Circuito equivalente della cella	
1.3.2 Caratteristica tensione-corrente del modulo	
1.3.3 Tipi di celle fotovoltaiche	
<b>2.Descrizione di un impianto fotovoltaico e suoi componenti</b>	pag.15
2.1. Schema circuitale di un impianto fotovoltaico	
2.2. Componenti di un impianto fotovoltaico	
2.2.1 Modulo fotovoltaico	
2.2.2 Inverter	
2.2.3 Cablaggio	
2.2.4 Messa a terra e protezione dai contatti diretti	
2.2.5 Protezione da sovracorrenti e sovratensioni	
2.2.5.1 Protezioni dalle sovracorrenti	
2.2.5.2 Protezioni dalle sovratensioni	
2.3 Allacciamento alla rete dell'impianto fotovoltaico	
<b>3. Monitoraggio e manutenzione</b>	pag.63
3.1 Monitoraggio in loco	
3.1.1 Esame a vista	
3.1.2 Prove a vuoto e a carico sugli impianti	
3.1.3 Rilievi con termo camera	
3.1.4 Test ad elettroluminescenza	
3.2 Monitoraggio da remoto	
3.2.1 Software INGECON	
3.2.2 Software ESAPRO	
3.3 Manutenzione	
3.3.1 Manutenzione ordinaria	
3.3.2 Manutenzione straordinaria	
<b>4.Sistemi di videosorveglianza e antintrusione</b>	pag.99
4.1 Impianto di Cona	
4.2 Impianto di Monastier di Treviso	
4.3 Manutenzione	
<b>Conclusioni</b>	pag.111

<b>Ringraziamenti</b>	pag.113
<b>Appendice A</b>	pag.115
<b>Appendice B</b>	pag.119
<b>Appendice C</b>	pag.121
<b>Appendice D</b>	pag.122
<b>Bibliografia</b>	pag.125

## **Sommario**

Il problema affrontato in questo elaborato è la manutenzione e il monitoraggio di un impianto fotovoltaico, ai fini della supervisione e dell'antintrusione. Procedendo attraverso una dettagliata descrizione, con esempi concreti di quali sono le tipologie di manutenzioni richieste sia di tipo ordinario che straordinario, ci si sofferma su come queste garantiscano un corretto funzionamento degli impianti, evitando perdita di produttività. Altresì importante è risultato il monitoraggio dell'impianto da effettuare in loco o da remoto, ponendo l'attenzione su come questo può garantire le prestazioni dell'impianto stesso. Una parte fondamentale per un impianto è il sistema di videosorveglianza e allarme intrusione, per evitare furti di materiale molto appetibile per il mercato. Un impianto fotovoltaico è quindi molto interessante dal punto di vista elettrico, non solo come sistema produttivo ma anche per i molteplici sistemi che in esso vengono integrati.



## Introduzione

In questo lavoro di tesi è stato affrontato il monitoraggio e la manutenzione d'impianti fotovoltaici sia di terra che su tetto. La norma CEI 82-25 fornisce le indicazioni di massima su quali siano gli elementi caratterizzanti di un impianto fotovoltaico e come deve essere effettuata la manutenzione ai fini del mantenimento delle prestazioni. All'inizio dell'elaborato sono stati fatti dei cenni su qual è il principio fisico alla base della tecnologia fotovoltaica. Si è passato poi a descrivere la tipologia d'impianti fotovoltaici a oggi installati, focalizzando l'attenzione su quali sono i componenti essenziali per l'impianto. Per ogni componente è stato fatto un esempio pratico con riferimento a quanto visto durante i sopralluoghi negli impianti fotovoltaici di Cona (VE) e Monastier di Treviso (TV). Si tratta d'impianti di circa 1 MW, a terra, di cui si è approfondita la questione del monitoraggio, sia in loco che da remoto. Nel primo caso sono state effettuate diverse visite agli impianti con adeguata strumentazione per eseguire esame a vista e verifiche con termo camera per individuare eventuali Hot -spot presenti nei moduli, che ne compromettono il funzionamento. Nel secondo caso si è valutato quali sono le tipologie di software utilizzate per monitorare da remoto gli impianti, e quali sono le informazioni che restituisce il sistema. Un concetto strettamente legato al monitoraggio è la manutenzione degli impianti. Infatti, è necessario effettuare periodicamente manutenzioni di tipo ordinario, ma anche straordinario quando si verificano rotture improvvise di componenti o si richiedono adeguamenti del sistema a nuove norme. La manutenzione è fondamentale per il corretto funzionamento dell'impianto. In un impianto fotovoltaico non sono presenti soltanto i circuiti di potenza dedicati alla produzione di energia elettrica, ma anche sistemi di videosorveglianza e antintrusione per monitorare e proteggere il proprio investimento. Questa tipologia di sistemi viene di norma considerata come accessoria, ma risulta essere necessaria per evitare manomissioni volontarie dell'impianto con conseguente perdita economica. Lo scopo di questa tesi è mettere in luce i vari aspetti e problematiche che derivano dalla progettazione e gestione di un impianto fotovoltaico, non solo per quanto riguarda la parte produttiva, ma anche dal punto di vista della sicurezza.



# Capitolo 1: Generalità sugli impianti fotovoltaici

## 1.1 Energia solare

L'elemento chiave su cui si basa tutta la tecnologia fotovoltaica è il Sole. Esso è costituito principalmente da idrogeno (74% della massa) ed elio (25% della massa) ed è in grado di emettere radiazioni grazie alle reazioni nucleari, principalmente di fusione dell'idrogeno, che avvengono al suo interno. Considerando che ogni secondo circa  $6.2 \cdot 10^{11}$  kg di idrogeno si trasformano in elio, con una perdita di massa di circa  $4.26 \cdot 10^3$  kg; questi vengono trasformati in energia secondo la relazione di Einstein  $E=mc^2$ , dando luogo a un'energia di  $3.846 \cdot 10^{26}$ , che corrisponde a una potenza irradiata  $P_{irraggiata}=3.846 \cdot 10^{26}$  W. Di norma si fa spesso riferimento all'*irraggiamento solare* definito come l'intensità della radiazione elettromagnetica solare incidente su una superficie di area unitaria e si misura in  $W/m^2$ . Tale intensità è pari all'integrale della potenza associata a ciascun valore di frequenza dello spettro di radiazione solare. Il valore di irraggiamento solare calcolato considerando come superficie la Terra, al di fuori dell'atmosfera è fortemente variabile e dipendente dalle stagioni, come si può notare dalla fig. 1.1.

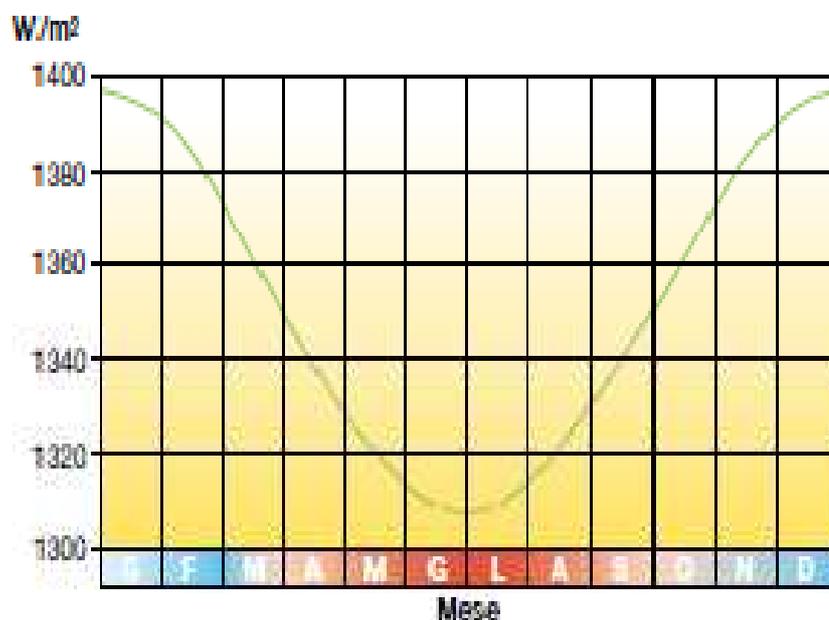


Fig. 1.1 –Radiazione extra-terrestre

Convenzionalmente si definisce *costante solare* l'irraggiamento medio al di fuori dell'atmosfera pari a  $1360 W/m^2$ . A causa del moto di rivoluzione della Terra, questo valore oscilla di un  $\pm 3\%$  con valore massimo nel periodo invernale e minimo nella stagione estiva.

Nell'attraversare l'atmosfera la radiazione solare si attenua a causa dei fenomeni di riflessione, assorbimento e diffusione, che si verificano per la presenza di vapore acqueo, gas e particelle solide in sospensione nell'atmosfera stessa, come mostrato in fig.1.2.

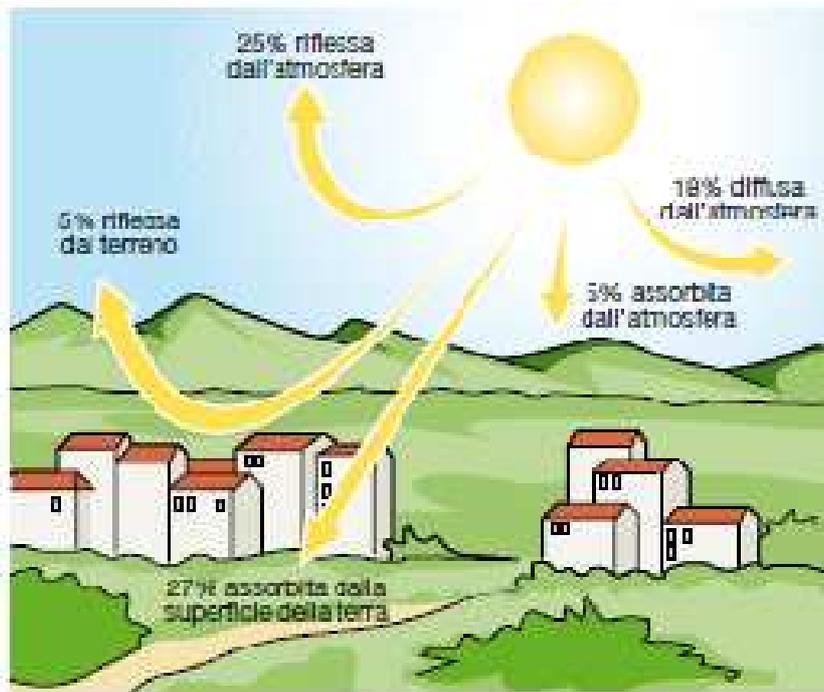


Fig. 1.2-Quote radiazione solare riflessa, assorbita e diffusa

Al livello del suolo, si registra quindi un'energia specifica minore della costante solare, con conseguente variazione nella composizione spettrale e nel contenuto energetico della radiazione.

Per tenere conto dei fenomeni di assorbimento è stata definita a livello internazionale la *massa d'aria unitaria* AM1 (Air Mass 1), intesa come lo spessore di atmosfera standard attraversata dai raggi solari in direzione perpendicolare alla superficie terrestre e misurato al livello del mare (fig.1.3).

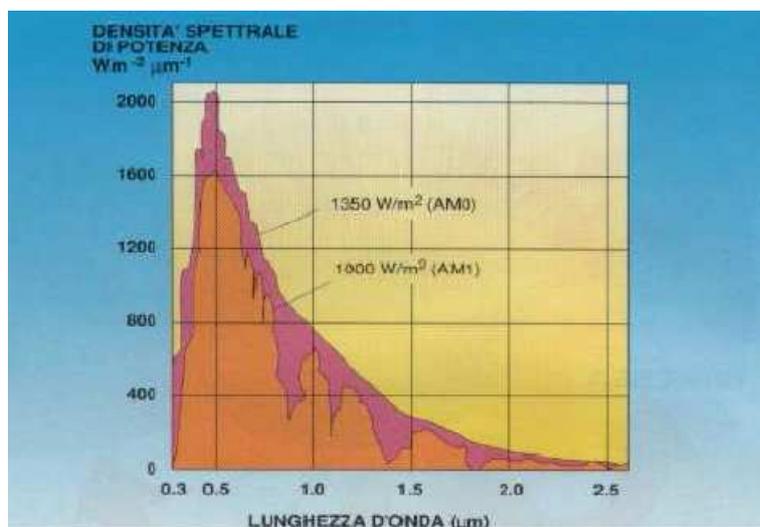


Fig.1.3-Diagramma della densità spettrale di potenza con AM0 (extraterrestre) e AM1 (attraversamento terrestre)

La curva AM0, corrispondente alla radiazione solare misurata al di fuori dell'atmosfera terrestre, risulta essere molto simile allo spettro di emissione di un corpo nero alla temperatura di 5760 K.

Alle latitudini europee è comunque spesso necessario far riferimento a spettri di radiazione ancora più attenuati rispetto all'AM1 (per esempio AM1.5, AM2 o anche maggiori a seconda dei casi), per tenere conto del percorso di attraversamento della radiazione nell'atmosfera dovuto alla più o meno pronunciata deviazione dei raggi solari rispetto allo zenit; come mostrato in fig.1.4:

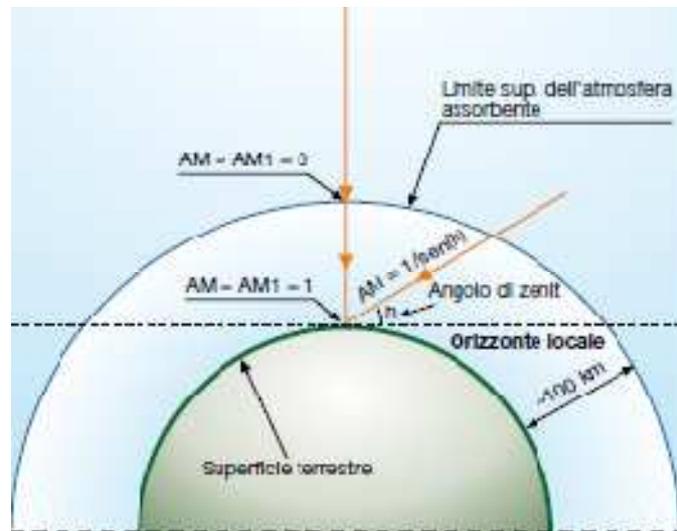


Fig.1.4-Valori della massa d'aria rispetto all'inclinazione dei raggi solari

A livello internazionale, al fine di stabilire delle condizioni di prova unificate a cui sottoporre i componenti fotovoltaici, si considera la curva AM1,5 come radiazione solare standard di riferimento.

La radiazione media solare [in kWh/m<sup>2</sup>/giorno] a livello mondiale è rappresentata dall'atlante solare mondiale (fig.1.5), considerando un'inclinazione del piano di 30° a sud:

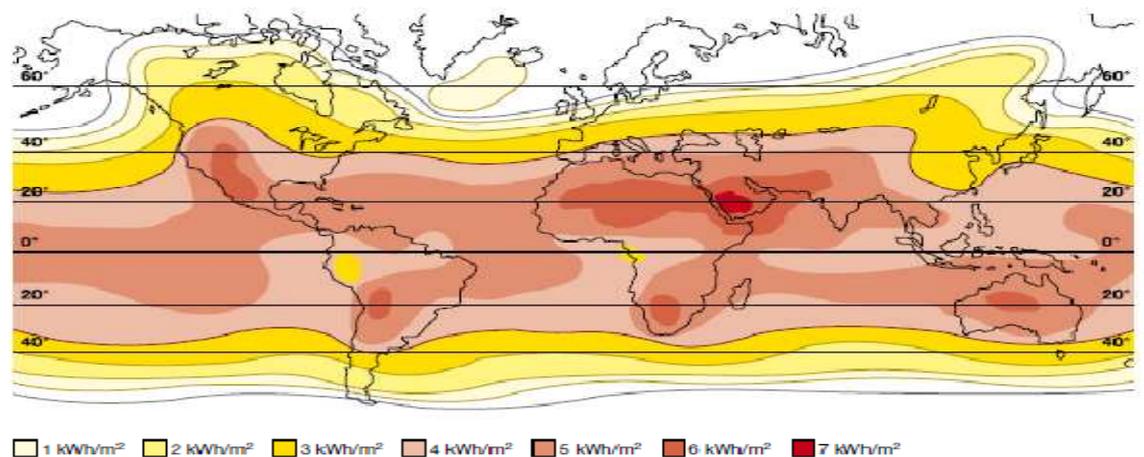


Fig. 1.5-Atlante solare mondiale

In Italia la radiazione media annuale varia dai 3.6 kWh/m<sup>2</sup>/giorno della Pianura Padana ai 4.7 kWh/m<sup>2</sup>/giorno della Sicilia.

Come mostrato in fig. 1.6, i valori di irraggiamento solare sulla superficie italiana sono compresi tra 900 kWh/m<sup>2</sup> delle zone più a Nord, fino a 1800 kWh/m<sup>2</sup> del Sud:

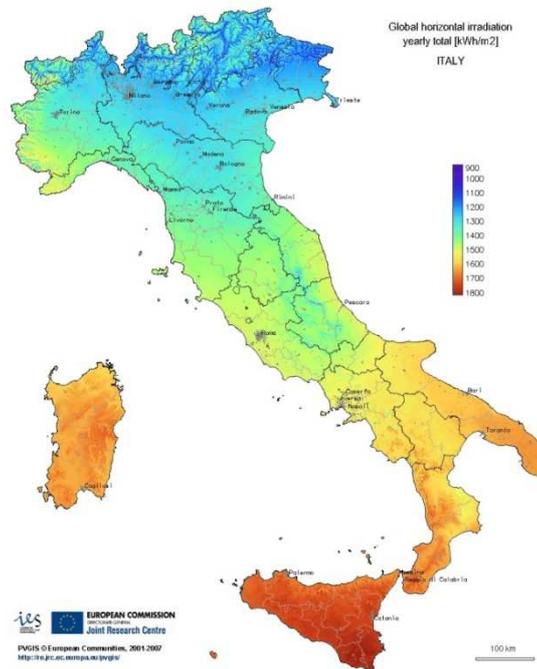


Fig.1.6-Irraggiamento solare sulla superficie italiana

Per quanto riguarda la progettazione in ambito fotovoltaico, il valore di radiazione massima al suolo viene assunto pari a 1000 W/m<sup>2</sup> con radiazione spettrale di riferimento.

## 1.2 Effetto fotoelettrico

La conversione fotovoltaica si basa sull'effetto fotoelettrico, cioè quel fenomeno per cui un materiale opportuno investito da radiazione luminosa emette elettroni. La luce incidente può essere considerata come un fascio di fotoni ,caratterizzato da una certa lunghezza d'onda, che trasporta una quantità di energia definita dalla relazione:

$$E = \frac{hc}{\lambda} \quad (1.1)$$

dove E è l'energia trasportata,

h è la costante di Plank (pari a  $6.626 \cdot 10^{-34}$  Js),

c è la velocità della luce (pari a  $3 \cdot 10^8$  m/s)

$\lambda$  è la lunghezza d'onda della radiazione considerata

Quando un elettrone del materiale viene colpito da un fotone ne assorbe l'energia. Se l'energia del fotone ha un valore sufficientemente elevato l'elettrone, presente nella banda di valenza del materiale, passa alla banda di conduzione; altrimenti l'energia viene dissipata sotto forma di calore.

Il materiale considerato è di norma un semiconduttore nel quale la banda di valenza e quella di conduzione sono separate da un piccolo gap di energia (circa 1.12 eV) che facilita il passaggio di elettroni da una banda all'altra. Esso è realizzato mediante giunzione P-N, ovvero una giunzione tra due semiconduttori in cui uno incorpora atomi di un elemento drogante di tipo P e l'altro atomi di tipo N. Ad esempio il silicio è un elemento tetravalente, cioè ogni atomo è legato ad altri quattro atomi uguali per mezzo dei quattro elettroni di valenza disponibili nelle orbite più esterne. Aggiungendo piccole quantità di un elemento pentavalente (come fosforo o arsenico), il quinto elettrone non impiegato in un legame va a occupare la banda di conduzione determinando un eccesso di portatori di carica negativa liberi: si ha un drogaggio di tipo N. Aggiungendo, invece, piccole quantità di elementi tetravalenti (come il boro) si generano dei legami instabili con gli atomi circostanti che tendono a intrappolare un elettrone per stabilizzarsi, lasciando una carica positiva non compensata chiamata lacuna e quindi un eccesso di cariche positive disponibili a condurre corrente. Nonostante la presenza di cariche positive e negative disponibili alla conduzione, i due semiconduttori risultano elettricamente neutri. Quando i due volumi vengono messi in contatto creando la giunzione, l'eccesso di elettroni della zona n tende a diffondere nella zona p; viceversa l'eccesso di lacune della zona p tende a diffondere nella zona n. Questo sbilanciamento di carica elettrica determina la creazione di un campo elettrico che si oppone alla diffusione e richiama elettroni verso la zona n e lacune verso la zona p. Si raggiunge una situazione di equilibrio quando il numero di cariche che si spostano in una direzione a causa della diffusione è compensato da un ugual numero di cariche che si spostano nella direzione opposta grazie al campo elettrico generatosi. In conseguenza a questo fenomeno una porzione di zona n, a ridosso della giunzione, presenta una quota di lacune non compensate dagli elettroni che sono migrati verso la zona p; viceversa una porzione di zona p, a ridosso della giunzione, presenta cariche negative non compensate. Questa porzione di spazio viene definita *regione di carica spaziale* ed è rappresentata in fig.1.7:

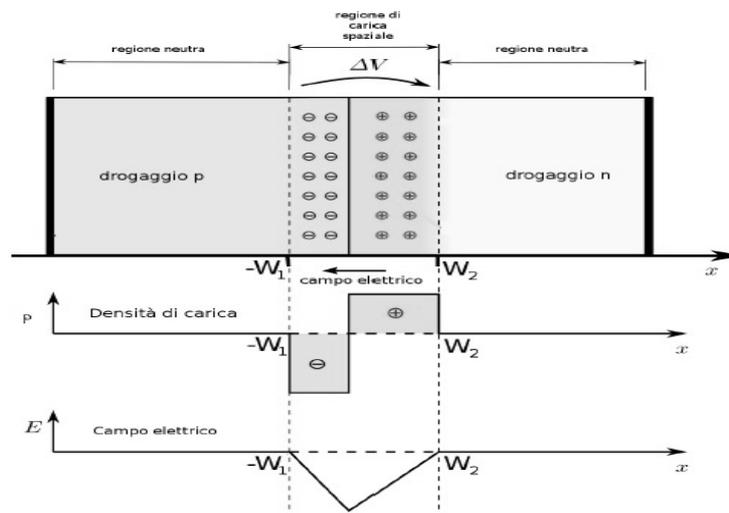


Fig. 1.7-Giunzione P-N e regione di carica spaziale

Una giunzione P-N si comporta come un diodo in cui l'anodo è costituito dalla regione drogata p, mentre il catodo è costituito dalla regione drogata n.

### 1.3 Cella fotovoltaica

Il componente principale del generatore fotovoltaico è la cella fotovoltaica in cui avviene la conversione della radiazione solare in corrente elettrica. La cella è costituita da una sottile fetta di materiale semiconduttore, di norma silicio, dello spessore di circa 0.3 mm e con una superficie

compresa tra i 100 e 225 cm<sup>2</sup>. In essa viene realizzata la giunzione P-N, come descritto in precedenza, la quale permette il passaggio di corrente in un solo verso.

### 1.3.1 Circuito equivalente della cella

Una cella fotovoltaica è sostanzialmente un generatore di corrente e può essere rappresentata dal circuito equivalente in fig. 1.8:

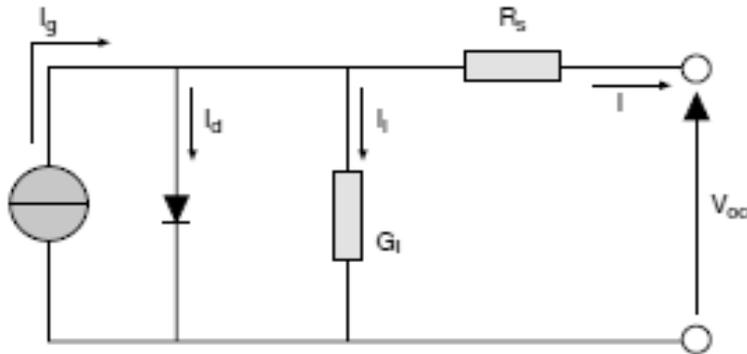


Fig.1.8-Circuito equivalente cella fotovoltaica

La corrente  $I$  ai morsetti d'uscita è pari alla corrente generata per effetto fotovoltaico  $I_g$  dal generatore ideale di corrente, tolte la corrente di diodo  $I_d$  e quella di dispersione  $I_l$ . La conduttanza di dispersione  $G_l$  tiene conto della corrente verso terra nel normale funzionamento. La resistenza  $R_s$  rappresenta la resistenza interna al flusso di corrente generata e dipende dallo spessore della giunzione P-N, da eventuali impurità presenti e dalle resistenze di contatto. Nel caso ideale si avrebbero  $R_s$  e  $G_l$  nulle; in realtà in una cella al silicio di alta qualità si possono avere valori di  $R_s=0.05-0.10 \Omega$  e di  $G_l=3-5 \text{ mS}$ . Ai fini dell'efficienza di conversione è molto rilevante anche una piccola variazione di  $R_s$ , mentre è meno influente una variazione di  $G_l$ .

Considerando il caso in cui il carico assorba una tensione a vuoto pari a :

$$V_{oc} = \frac{I_l}{G_l} \quad (1.2)$$

La corrente di diodo sarà data dall'espressione:

$$I_d = I_D \left[ e^{\frac{qV_{oc}}{AKT}} - 1 \right] \quad (1.3)$$

dove:

$I_D$  è la corrente di saturazione del diodo

$q$  è la carica dell'elettrone ( $1.6 \cdot 10^{-19} \text{ C}$ )

$A$  è il fattore d'identità del diodo e dipende dai fattori di ricombinazione all'interno del diodo stesso (per silicio cristallino è circa 2)

$K$  è la costante di Boltzmann ( $1.38 \cdot 10^{-23} \text{ J/K}$ )

$T$  è la temperatura assoluta in gradi K

La corrente erogata al carico può essere ottenuta dall'espressione:

$$I = I_g - I_d - I_l = I_g - I_D \left[ e^{\frac{qV_{oc}}{AkT}} - 1 \right] - G_l V_{oc} \quad (1.4)$$

Di norma il termine riguardante la corrente di dispersione verso terra  $I_l$  può essere trascurato rispetto agli altri. Questo permette di determinare sperimentalmente la corrente  $I_D$  di saturazione del diodo applicando la tensione a vuoto  $V_{oc}$  in una cella non illuminata e misurando la corrente che fluisce al suo interno.

### 1.3.2 Caratteristica tensione-corrente del modulo

La caratteristica tensione-corrente di un modulo fotovoltaico è rappresentata in fig. 1.9:

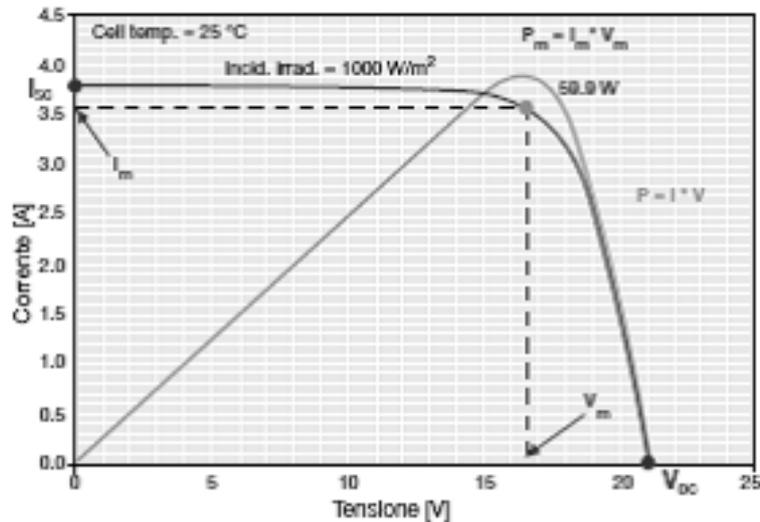


Fig.1.9-Caratteristica tensione-corrente

In condizioni di corto circuito la corrente generata è massima ( $I_{sc}$ ), mentre in condizioni di circuito aperto è massima la tensione a vuoto ( $V_{oc}$ ). In entrambe le due condizioni la potenza prodotta dal modulo è ovviamente nulla, mentre in tutte le altre all'aumentare della tensione aumenta la potenza prodotta fino al raggiungimento del punto di massima potenza  $P_m$  per poi diminuire repentinamente in prossimità della tensione a vuoto.

Oltre ai parametri sopra descritti possiamo considerare il *fattore di riempimento (fill factor) FF* della cella che determina la forma della curva caratteristica tensione-corrente ed è calcolato come rapporto tra la potenza massima e il prodotto della tensione a vuoto per la corrente di corto circuito ( $V_{oc} \cdot I_{sc}$ ). Per le usuali celle al silicio cristallino si aggira attorno a 0.75-0.80.

Se a una cella fotovoltaica è applicata una tensione dall'esterno in senso inverso rispetto a quello di normale funzionamento, la corrente prodotta rimane costante e la potenza è assorbita dalla cella. Oltre un certo valore di tensione inversa definita di break down, la giunzione P-N si perfora, analogamente a quanto avviene in un diodo, e la corrente raggiunge valori elevati causando un ulteriore danneggiamento della cella.

### 1.3.3 Tipi di celle fotovoltaiche

La maggior parte delle celle fotovoltaiche attualmente in commercio è costituita da semiconduttori in silicio. La ragione di questa scelta è principalmente dovuta al fatto che il

silicio, a differenza di altri elementi semiconduttori, è abbondantemente disponibile e largamente utilizzato nell'industria elettronica che, con la rapidissima espansione degli ultimi decenni, ha agevolato lo sviluppo degli attuali metodi di raffinazione lavorazione e drogaggio.

Fra i tipi di silicio utilizzati per la conversione dell'energia solare in elettrica, il più diffuso fin'ora è stato quello cristallino che rappresenta circa il 90% del mercato mondiale, suddiviso in monocristallino, circa il 35%, e policristallino, circa il 55%.

- Celle in silicio monocristallino

Si tratta di celle costituite da un unico cristallo regolare di silicio, caratterizzato da elevata purezza e ottenuto mediante due procedimenti: il metodo Czochralski e il metodo floating zone. Il primo consiste nell'introdurre un seme di silicio monocristallino in un fuso di silicio e di estrarlo molto lentamente imprimendo un moto rotatorio. Per mantenere il grado di purezza richiesto il processo si svolge in un crogiolo di quarzo e in atmosfera inerte. Il prodotto è un lingotto di forma cilindrica. Nel secondo metodo, un lingotto cilindrico viene fatto passare lentamente all'interno di un sistema di riscaldamento a radiofrequenza in modo da provocare la fusione locale di una parte del lingotto stesso. Le impurità contenute nel silicio tendono a diffondere e concentrarsi nella parte fusa, lasciando alle spalle un silicio con grado di purezza elevato che si solidifica in forma monocristallina.

Il lingotto ottenuto viene poi sagomato con la forma desiderata per ottimizzare la collocazione nei pannelli, con conseguente spreco ingente di materiale. Si ottiene una cella come in fig.1.10:



Fig.1.10-Cella in silicio monocristallino

- Celle in silicio policristallino

Si tratta di celle costituite da un insieme di cristalli di silicio disallineati tra loro, con un grado di purezza inferiore al precedente. Le fette vengono ricavate da lingotti ottenuti per fusione e possono avere già sezione quadrata con un conseguente minor spreco di materiale. Il costo è inferiore ma diminuisce anche l'efficienza di conversione. Si ottiene una cella come in fig. 1.11:



Fig. 1.11-Cella in silicio policristallino

- Celle in silicio amorfo

Il silicio amorfo è una forma non cristallina del silicio avente una struttura reticolare continua in cui alcuni atomi presentano legami deboli. Tali legami possono essere stabilizzati mediante aggiunta di idrogeno, dando origine al silicio amorfo idrogenato (a-Si-H). La struttura disordinata promuove l'assorbimento della radiazione solare, per cui spessori anche inferiori al micron sono sufficienti per avere un discreto assorbimento.

Un aspetto negativo del semiconduttore allo stato amorfo è quello di dare origine a dispositivi instabili che degradano significativamente la loro prestazione quando esposti al sole. Tale fenomeno è dovuto principalmente a variazioni strutturali nel materiale che riducono la sua fotoconduttività. Questo comporta una difficoltà non trascurabile nel valutare le effettive prestazioni di un impianto ed efficienza di conversione decisamente limitata (5-8% nel migliore di casi).

Per quanto riguarda la struttura della cella fotovoltaica, nel caso più semplice, essa risulta costituita da una singola giunzione in cui il materiale viene opportunamente drogato. Le giunzioni amorfie drogate non permettono la raccolta degli elettroni con lo stesso meccanismo delle giunzioni al silicio cristallino per cui si deve aggiungere fra le zone drogate P e N uno strato di silicio amorfo non drogato (zona intrinseca I), nel quale si genera un campo elettrico che permette la raccolta delle cariche elettriche (giunzione P-I-N). La cella a singola giunzione è di fatto poco usata ed è molto spesso sostituita dalle più complesse strutture a multi giunzione.

Sul fronte dei costi però, il silicio amorfo, presenta un processo produttivo con automazione molto spinta, con conseguente riduzione dei costi e aumento della velocità di produzione. Il prodotto finale è quindi di prestazione elettrica inferiore rispetto al silicio cristallino ma di costo unitario più contenuto.

- Celle in altri semiconduttori

In alternativa al silicio vengono realizzate celle in telloruro di cadmio (CdTe), solfuro di cadmio (CdS), arseniuro di gallio (GaAs). Tipicamente si tratta di celle a film sottile con varie proprietà, non molto diffuse a livello commerciale. Le celle in GaAs hanno un'efficienza e un costo molto elevati, e vengono impiegate principalmente in applicazioni spaziali o speciali.

- CIS (Copper-Indium-Selenium)

Si tratta di celle costituite da un semiconduttore composto da rame, indio e selenio depositati su un supporto di vetro. Rispetto alle celle in silicio il processo produttivo richiede meno stadi e di conseguenza i costi risultano più contenuti. D'altra parte l'efficienza di conversione è minore, seppur caratterizzata da un iniziale incremento del 10 % nei primi mesi di esposizione, con conseguente decremento, tipico delle celle fotovoltaiche, per il resto della vita.

- Celle multi giunzione

Si tratta di celle in grado di ovviare al problema tipico delle celle a semiconduttore per cui il comportamento ottimale lo si ottiene solo a una determinata lunghezza d'onda. Per

catturare la maggior parte dell'energia associata allo spettro della radiazione solare si utilizzano ,appunto, celle multi giunzione in cui giunzioni di diversi materiali semiconduttori vengono impilati in un'unica struttura: ogni strato è in grado di assorbire la radiazione a una determinata lunghezza d'onda. In questo modo il rendimento aumenta notevolmente fino al 40 % per esemplari a tre strati. Poiché i costi sono molto elevati vengono utilizzate per applicazioni speciali o nell'ambito della ricerca.

## Capitolo 2 : Descrizione di un impianto fotovoltaico e suoi componenti

### 2.1 Schema circuitale di un impianto fotovoltaico

Lo schema circuitale di un impianto fotovoltaico è differente a seconda che si tratti di un impianto a isola (stand-alone) o connesso alla rete (grid-connected). Nel primo caso, come mostrato in fig. 2.1, si tratta di impianti non collegati alla rete elettrica, costituiti da pannelli fotovoltaici e da un sistema di accumulo che garantisca l'erogazione di energia elettrica anche nei momenti di scarsa illuminazione o nelle ore di buio. Poiché la corrente erogata dal generatore fotovoltaico è di tipo continuo, se l'impianto utilizzatore funziona in corrente alternata è necessaria l'interposizione di un inverter. In questa tipologia di impianti il campo fotovoltaico è di norma sovradimensionato per consentire, durante le ore di sole, sia l'alimentazione del carico che la ricarica delle batterie di accumulo. Tali impianti risultano tecnicamente ed economicamente vantaggiosi qualora la rete elettrica sia assente o difficilmente raggiungibile, sostituendo spesso i gruppi elettrogeni. Attualmente le applicazioni più diffuse servono ad alimentare:

- apparecchiature per il pompaggio dell'acqua
- ripetitori radio, stazioni di rilevamento e trasmissione
- sistemi di illuminazione
- segnaletica su strade, porti e aeroporti
- alimentazione dei servizi nei camper
- impianti pubblicitari
- rifugi in alta quota.

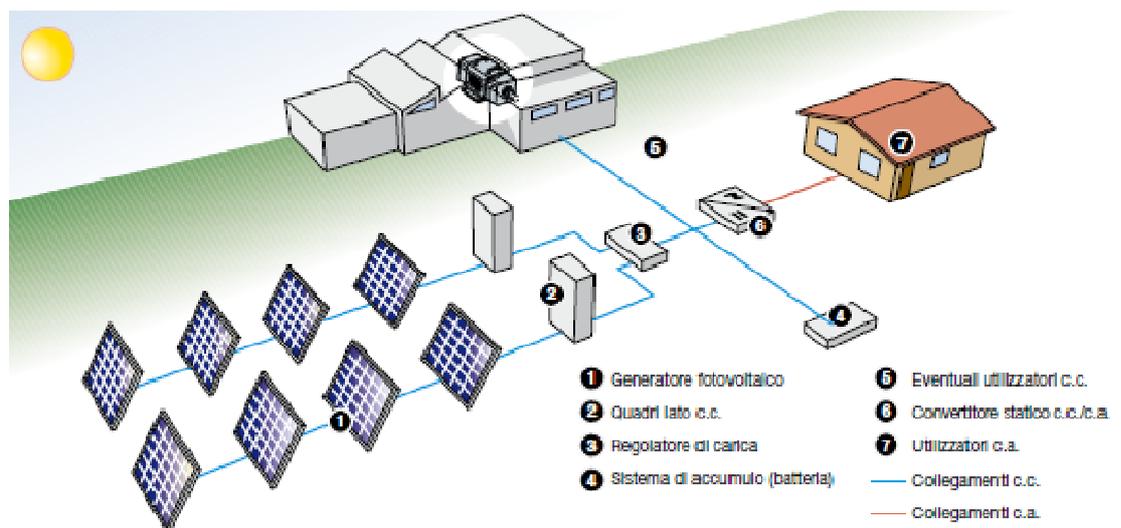


Fig. 2.1-Schema di un impianto fotovoltaico a isola

Nel secondo caso, come mostrato in fig.2.2, si tratta di impianti collegati permanentemente alla rete elettrica, da cui assorbono energia nelle ore in cui il generatore fotovoltaico non è in grado di

produrre l'energia necessaria a soddisfare il fabbisogno dell'impianto utilizzatore. Viceversa, se il sistema fotovoltaico produce energia elettrica in eccesso rispetto al fabbisogno dell'impianto utilizzatore, il surplus viene immesso in rete. I sistemi connessi permanentemente alla rete non necessitano quindi di batterie di accumulo. Questa tipologia di impianti integra il concetto di generazione distribuita, la quale si differenzia da quella centralizzata per la produzione non più concentrata nei pochi punti della rete in cui sono situate le grosse centrali tradizionali, ma in luoghi più vicini all'utilizzatore, limitando così le perdite di trasmissione e riducendo gli oneri economici del sistema elettrico. Inoltre la produzione di energia nelle ore di sole consente di ridurre la domanda alla rete durante il giorno, nelle ore in cui di norma si verifica la maggior richiesta energetica. Esiste però un limite alla realizzazione di questa tipologia di sistemi poiché la rete elettrica nazionale può accettare una quantità limitata di potenza immessa intermittente, superata la quale possono insorgere seri problemi di stabilità della rete stessa. In Italia si considera rischioso superare un valore tra il 10% e il 20% della potenza complessiva degli impianti di generazione tradizionali. Per ovviare a questo problema occorrerebbe accumulare per tempi sufficientemente lunghi l'energia elettrica prodotta intermittente, ai fini di immetterla in rete in forma più continua e stabile nel tempo.

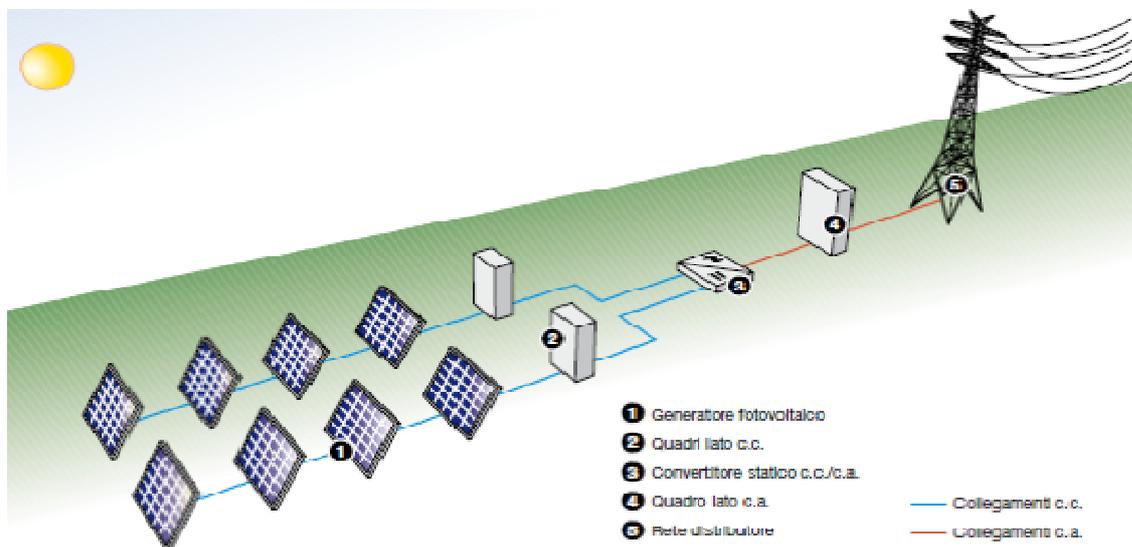


Fig.2.2-Schema di impianto fotovoltaico connesso alla rete

Sta prendendo piede nel mercato una terza tipologia di impianto fotovoltaico che costituisce il giusto compromesso tra le precedenti. Si tratta di un impianto connesso alla rete ma dotato di un sistema di accumulo elettrico. Nelle ore di maggiore produzione le batterie presenti nell'impianto si ricaricano in modo che quando l'impianto smette di produrre, cioè nelle ore notturne o con cielo coperto, è possibile utilizzare l'energia accumulata senza quindi gravare sulla rete. L'utente resta comunque connesso alla rete da cui attinge una volta esaurita la carica delle batterie.

## 2.2 Componenti di un impianto fotovoltaico

### 2.2.1 Modulo fotovoltaico

#### Struttura del modulo

Per poter utilizzare in maniera proficua l'energia prodotta dalle celle fotovoltaiche esse vengono riunite in moduli all'interno dei quali un certo numero di celle sono connesse in combinazioni serie e parallelo ai fini di ottenere tensione e corrente in uscita entro gli intervalli desiderati. Poiché le celle sono elementi fragili, la struttura del modulo deve soddisfare diverse caratteristiche:

- fornire consistenza meccanica all'insieme delle celle;
- proteggerle dalle sollecitazioni meccaniche provenienti dall'esterno (agenti atmosferici,vento,urti,ecc...);
- isolare elettricamente le celle verso l'esterno;
- resistere ai raggi ultravioletti,alle basse e alte temperature,agli sbalzi termici e all'abrasione;
- smaltire il calore per evitare un eccessivo riscaldamento delle celle con conseguente riduzione di efficienza;
- essere trasparente alla luce incidente;
- avere una durata di vita di almeno 20 anni.

La sezione di un modulo di silicio cristallino è mostrata in fig.2.3 ed è composta da:

- una lamina di protezione sul lato superiore esposto alla luce,caratterizzata da elevata trasparenza, di norma in vetro temprato;
- un materiale di incapsulamento per evitare il contatto diretto vetro-cella,eliminare gli interstizi dovuti alle imperfezioni superficiali delle celle ed isolare elettricamente la cella dal resto del modulo, di norma in VinilAcetato di Etilene (EVA);
- un substrato di supporto posteriore, di norma in vetro,metallo o plastica;
- una cornice metallica che funge da telaio,di norma in alluminio.

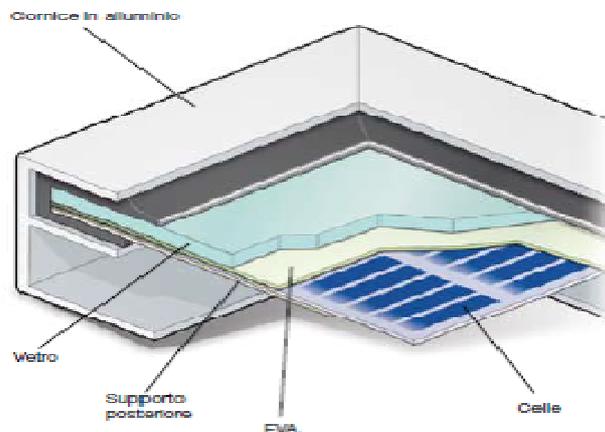


Fig.2.3-Sezione modulo fotovoltaico

Secondo la norma CEI 82-25 il valore di efficienza dei moduli fotovoltaici è 13-17 % per moduli al Silicio monocristallino, 11-14% per moduli al Silicio monocristallino, 5-10% per tecnologie basate sui film sottili (ad es. Silicio amorfo). I moduli fotovoltaici usualmente hanno dimensioni che variano fra 0.5 m<sup>2</sup> e 1,5 m<sup>2</sup>,ma sono disponibili in commercio anche moduli di dimensioni superiori a 2 m<sup>2</sup>.

### **Controllo qualitativo**

Le caratteristiche elettriche,termiche e meccaniche dei moduli devono essere verificate attraverso prove di tipo,secondo la norma CEI EN 61215 per moduli al Silicio cristallino o la

norma CEI EN 61646 per moduli a film sottile. Ciascun modulo deve poi essere accompagnato da un foglio-dati e da una targhetta in materiale duraturo, posta sopra il modulo fotovoltaico, che riporti le principali caratteristiche del modulo stesso, come mostrato in fig.2.4:

PARAMETRI	FOGLIO DATI	TARGHETTA DATI
Nome del costruttore	Si	Si
Designazione di tipo	Si	Si
Tipo di celle e materiale	Si	-
Potenza nominale	Si	Si
Potenza minima garantita o tolleranza % di produzione	Si	Si
Tensione alla massima potenza	Si	Si
Corrente alla massima potenza	Si	Si
Tensione a vuoto	Si	Si
Corrente di corto circuito	Si	Si
Tensione massima ammessa dal sistema in cui viene inserito il modulo	Si	Si
Temperatura nominale di lavoro della cella (NOCT)	Si	Consigliato
Certificazioni	Si	Consigliato
Dimensioni esterne, spessore e peso	Si	-
Coefficienti di temperatura della tensione a vuoto e corrente di corto circuito	Si	-
Tipo di cornice, di rivestimento frontale e scatola di derivazione	Si	-

Fig.2.4- Principali caratteristiche dei moduli fotovoltaici riportate nel foglio dati e nella targhetta dati

Per rendere i dati di targa dei moduli confrontabili tra loro sono state definite delle condizioni di prova standard (STC: Standard Test Conditions); esse sono:

- Irraggiamento sul piano del modulo:  $1000 \text{ W/m}^2$
- Temperatura delle celle :  $25 \text{ }^\circ\text{C}$
- Distribuzione spettrale corrispondente a  $AM=1.5$

Nella realtà gli impianti funzionano spesso in condizioni ambientali molto diverse, in particolare per quanto riguarda la temperatura. E' stato quindi introdotto un parametro che definisce la temperatura delle celle in condizioni nominali (NOCT: Nominal Operating Cell Temperature). Le condizioni operative diventano le seguenti:

- Irraggiamento sul piano del modulo: 800 W/m<sup>2</sup>
- Temperatura dell'aria : 20 °C
- Velocità dell'aria sul retro del modulo : 1m/s
- Modulo funzionante a vuoto.

Il costruttore specifica la temperatura delle celle in condizioni nominali (NOCT), di solito compresa tra 40-50 °C; minore è il suo valore maggiore è la capacità della cella di smaltire calore.

La conformità dei moduli alle norme CEI è documentata tramite il Certificato di approvazione di tipo (Type approval certificate) e/o il Certificato di conformità (Conformity certificate). Il primo viene rilasciato da un laboratorio di prova accreditato; il secondo da un Organismo di certificazione. Entrambi i Certificati sono corredati da un Rapporto di prova. Un'ulteriore dimostrazione della qualità costruttiva dei moduli può essere costituita dal Certificato di controllo del processo produttivo di fabbrica (Factory Inspection Certificate) ,nel quale l'organismo di certificazione dichiara che sono stati eseguiti in fabbrica dei test periodici per verificare che i livelli qualitativi si mantengano costanti nel tempo e uguali a quelli rilevati in sede di prova.

Una tipologia di test che viene effettuata in laboratorio o in fabbrica è quella denominata: flash test. Essi vengono realizzati con l'ausilio di un simulatore solare che permette di ricreare l'effetto della luce solare sul modulo fotovoltaico, di cui vengono misurate le caratteristiche I-V per valutarne quindi il corretto funzionamento. Le caratteristiche di tensione e di corrente vengono determinate in modo indipendente alle condizioni di prova standard (STC).

### **Protezione**

Per quanto riguarda il sistema di protezione, ciascun modulo deve essere dotato di diodi di by-pass per garantire la continuità elettrica anche in caso di danneggiamento o ombreggiamento di una o più celle. In fase di progettazione va verificato che le caratteristiche dei diodi di by-pass ,cioè corrente diretta e tensione inversa, siano coordinate col progetto del campo fotovoltaico. Nel caso in cui il modulo sia provvisto di cassetta di terminazioni ,i diodi di by-pass potranno essere alloggiati nella stessa; in caso contrario dovranno essere cablati all'esterno del modulo e opportunamente protetti dagli agenti atmosferici.

### **Garanzie**

Poiché il modulo fotovoltaico è la parte più costosa dell'impianto di generazione diventa fondamentale la garanzia offerta dal costruttore. In generale, il costruttore fornisce un certificato di garanzia che comprende la garanzia di prodotto e la garanzia di prestazioni. In esso il costruttore garantisce che i propri prodotti ottemperino alle relative specifiche termiche e normative sulla qualità e che gli stessi siano di nuova fabbricazione. In particolare la garanzia di prodotto copre i difetti di fabbricazione e di materiale per almeno 10 anni dalla data di fornitura dei moduli; mentre la garanzia di prestazioni garantisce che la potenza erogata dal modulo, misurata in condizioni di prova standard, non sarà inferiore al 90 % della potenza minima del modulo per almeno 10 anni e al 80 % per almeno 20 anni. Al fine della verifica del periodo di validità della garanzia è opportuno che l'anno di fabbricazione dei moduli sia documentato. Al riguardo, la norma CEI EN 50380 prescrive che il numero di serie e il nome del costruttore siano apposti in modo indelebile e visibile sul modulo.

## Inclinazione ed orientamento

Il massimo rendimento di un modulo fotovoltaico si avrebbe qualora l'incidenza dei raggi solari fosse sempre di  $90^\circ$ . Nella realtà l'incidenza della radiazione solare varia sia con la latitudine, sia nel corso dell'anno con la declinazione solare. Infatti, a causa dell'inclinazione dell'asse di rotazione terrestre di circa  $23.45^\circ$  rispetto al piano dell'orbita terrestre intorno al Sole, ad una data latitudine, l'altezza dello stesso sull'orizzonte varia giorno per giorno. Il Sole si trova a  $90^\circ$  rispetto alla superficie terrestre all'equatore nei due giorni d'equinozio e lungo i paralleli dei tropici nei due giorni di solstizio, come mostrato in fig.2.5:

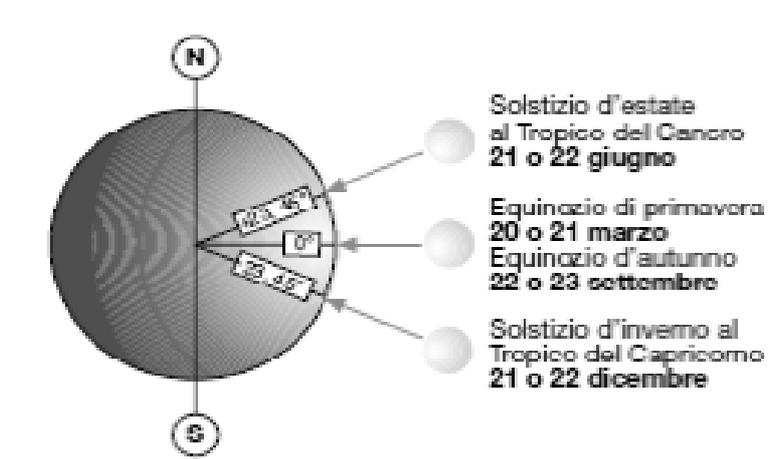


Fig.2.5-Inclinazione raggi solari

Al di fuori delle latitudini dei tropici, il Sole non potrà mai raggiungere lo Zenit rispetto alla superficie terrestre, ma sarà comunque alla sua altezza massima (dipendente dalla latitudine) rispettivamente nel giorno di solstizio d'estate nell'emisfero boreale e nel giorno di solstizio d'inverno nell'emisfero australe. Se si vogliono dunque inclinare i moduli in modo tale che siano colpiti perpendicolarmente dai raggi solari a mezzogiorno del giorno più lungo dell'anno, occorre conoscere l'altezza massima in gradi che il Sole raggiunge sopra l'orizzonte in tale momento, mediante la formula 2.1:

$$\alpha = 90^\circ - \text{lat} + \delta \quad (2.1)$$

dove:

lat è il valore in gradi della latitudine del sito d'installazione dei pannelli

$\delta$  è l'angolo di declinazione solare [ $23.45^\circ$ ]

Facendo il complementare di  $\alpha$  si ottiene l'angolo di inclinazione, detto di tilt, dei moduli rispetto al piano orizzontale in modo che essi vengano colpiti perpendicolarmente dai raggi solari al momento sopra indicato:

$$\beta = 90^\circ - \alpha \quad (2.2)$$

In realtà per determinare l'orientamento ottimale dei moduli è necessario considerare il percorso solare nella volta celeste nei diversi periodi dell'anno, come mostrato in fig.2.6:

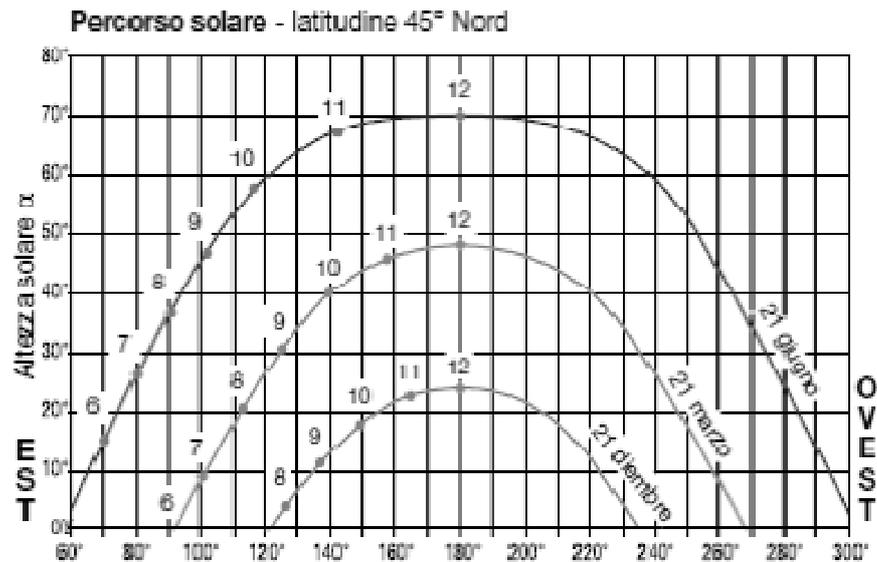


Fig.2.6-Percorso solare

I moduli di tipo fisso vanno orientati il più possibile a Sud nell'emisfero boreale per avere un maggiore irraggiamento della superficie alle ore 12:00 locali e una maggior radiazione complessiva giornaliera. L'orientamento dei moduli può essere indicato con l'angolo di Azimut di scostamento rispetto alla direzione ottimale, verso Sud per i siti nell'emisfero boreale o verso Nord per i siti nell'emisfero australe. Valori positivi dell'angolo di Azimut indicano un orientamento verso ovest, mentre valori negativi un orientamento verso est. Nei moduli a terra, la combinazione dell'inclinazione e dell'orientamento determina l'esposizione, come mostrato in fig. 2.7:

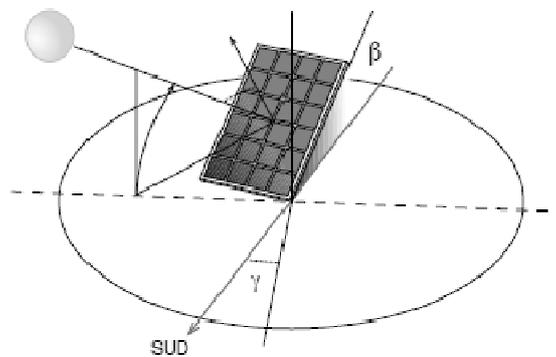


Fig.2.7-Inclinazione e orientamento moduli

In Italia, i moduli degli impianti di terra sono orientati il più possibile verso Sud con un'inclinazione di 30° rispetto al piano orizzontale.

Qualora invece i moduli siano installati sul tetto degli edifici, l'esposizione è vincolata dall'inclinazione e dall'orientamento delle falde del tetto. Un modulo non orizzontale riceve, oltre alla radiazione diretta e diffusa, anche la radiazione riflessa dalla superficie circostante in cui si trova.

### **Esempi di moduli fotovoltaici**

A titolo di esempio si prendono in considerazione i moduli fotovoltaici presenti negli impianti di Cona (VE) e Monastier di Treviso (TV), dei quali si allegano in appendice A le relative schede tecniche.

Nell'impianto fotovoltaico a terra di Cona (VE) sono presenti 3980 moduli fotovoltaici tipo Silfab di cui 3360 modello SLA245M di potenza pari a 245 Wp e 620 modello SLA240M di potenza pari a 240 Wp. Si tratta di moduli costituiti da celle in Silicio monocristallino, con una superficie di 1.6335 m<sup>2</sup> ciascuno, aventi dimensioni 1650x990x38 mm e peso 19 kg. Sul fronte troviamo uno spessore di 3.2 mm di vetro temprato, la laminazione è in EVA, mentre il retro è costituito da un multiplayer di polyester, più una struttura di alluminio anodizzato di 15 µm. In ogni modulo sono presenti 60 celle e 3 diodi di by-pass.

Le loro caratteristiche tecniche sono mostrate in fig.2.8:

Modello	SLA245M	SLA240M
Potenza nominale [Wp] Pn	245	240
Tensione alla massima potenza [V] Vmp	30.25	30.00
Corrente alla massima potenza [A] Imp	8.10	8.00
Tensione massima di circuito aperto [V] Voc	38.00	37.80
Corrente massima di corto circuito[A] Isc	8.45	8.40
Efficienza del modulo %	15.00	14.70

Fig.2.8

I moduli vengono collegati in serie per formare le stringhe, a loro volta collegate in parallelo per fornire l'energia richiesta. In questo impianto ogni stringa è formata da 20 moduli per un totale di 199 stringhe.

Il costruttore rilascia una garanzia sul prodotto di 10 anni e una garanzia sulle prestazioni di 10 anni al 90% della potenza nominale, di 25 anni al 80% della potenza nominale.

Nell'impianto fotovoltaico di terra di Monastier di Treviso (TV) sono presenti circa 4000 moduli fotovoltaici tipo Solaria modello S6P230 di potenza pari a 230 Wp. Si tratta di moduli costituiti da celle in Silicio policristallino, aventi dimensioni 1646x991x38 mm e peso 19 kg. Sul fronte troviamo uno spessore di 3.2 mm di vetro temprato, la laminazione è in EVA, mentre la struttura è in alluminio anodizzato. In ogni modulo sono presenti 60 celle e 3 diodi di by-pass. Le loro caratteristiche tecniche sono mostrate in fig.2.9:

Modello	S6P230
Potenza nominale [Wp] Pn	230
Tensione alla massima potenza [V] Vmp	30.19
Corrente alla massima potenza [A] Imp	7.62
Tensione massima di circuito aperto [V] Voc	37.31
Corrente massima di corto circuito[A] Isc	8.32
Efficienza %	14.1%

Fig.2.9

Il costruttore rilascia una garanzia sul prodotto di 10 anni e una garanzia sulle prestazioni di 10 anni al 90% della potenza nominale, di 25 anni al 80% della potenza nominale.

### 2.2.2. Inverter

L'inverter è una macchina statica che converte la corrente continua generata dai moduli in corrente alternata che viene iniettata in rete nel caso di impianto connesso alla rete; altrimenti resa disponibile all'utente per impianto ad isola. Lo schema di principio di un inverter monofase è mostrato in fig.2.10:

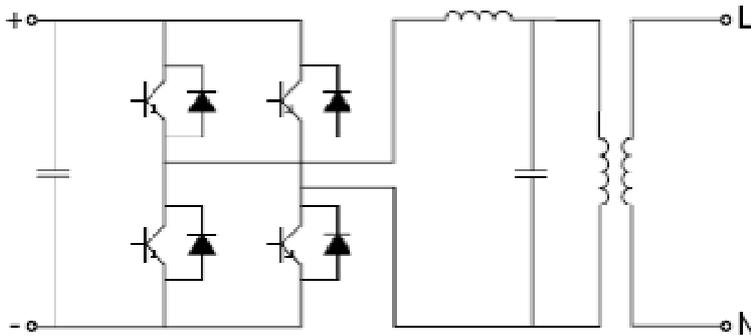


Fig.2.10-Schema di principio di un inverter monofase

I transistor utilizzati come interruttori statici, sono pilotati da un segnale di apertura-chiusura che nella forma più semplice fornirebbe andamenti per tensione e corrente, come mostrato in fig.2.11:

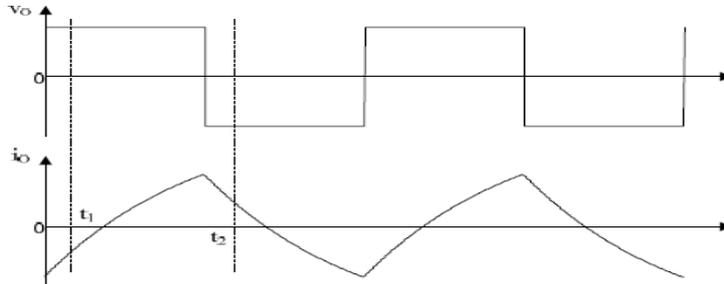


Fig.2.11- Andamenti tensione-corrente in uscita dall'inverter

Per avvicinarsi il più possibile ad un'onda sinusoidale si utilizza la tecnica più sofisticata di modulazione della larghezza d'impulso PWM (Pulse Width Modulation), che consente di ottenere una regolazione sia sulla frequenza che sul valore efficace della forma d'onda in uscita.

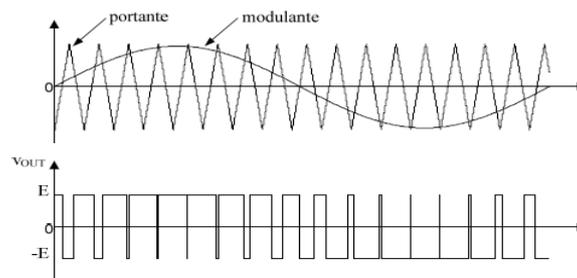


Fig.2.12-Funzionamento PWM

### Inseguitore del punto di massima potenza

La potenza fornita da un generatore fotovoltaico dipende dal punto in cui esso si trova ad operare. Per ottimizzare l'energia prodotta dall'impianto si deve adeguare il generatore al carico, in modo che il punto di funzionamento corrisponda sempre a quello di massima potenza. A tale scopo si utilizza nell'inverter un dispositivo denominato inseguitore del punto di massima potenza MPPT (Maximum Power Point Tracking) che individua istante per istante la coppia di valori tensione-corrente del generatore per la quale la potenza fornita è massima. Partendo dalla curva tensione-corrente del generatore fotovoltaico, mostrata in fig.2.13, il punto di massimo trasferimento di potenza corrisponde al punto di tangenza tra la caratteristica tensione-corrente per un dato valore di radiazione solare e l'iperbole di equazione  $V \cdot I = \text{cost}$ . I dispositivi MPPT commercialmente utilizzati individuano il punto di massima potenza sulla curva caratteristica del generatore provocando ad intervalli regolari delle piccole variazioni di carico che determinano scostamenti dei valori di tensione e di corrente, valutando se il nuovo prodotto I-V è maggiore o minore al precedente. Se si presenta un aumento si continuano a variare le condizioni di carico nella direzione considerata. Nel caso contrario si modificano le condizioni nel verso opposto.

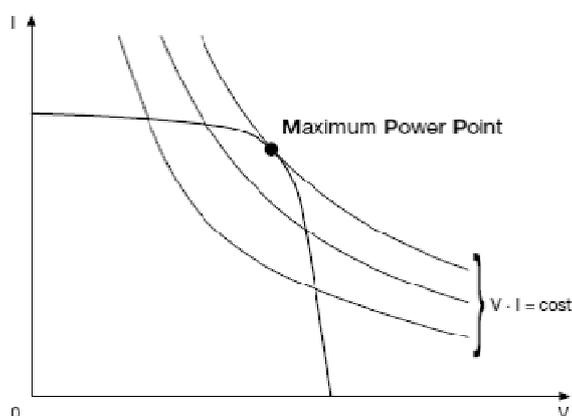


Fig.2.13-Punto di massima potenza per un generatore fotovoltaico

### L'oggetto inverter

Negli impianti fotovoltaici l'oggetto inverter non comprende soltanto l'inverter vero e proprio ma anche altri convertitori statici e dispositivi utili per realizzare l'interfacciamento completo tra generatore fotovoltaico e carico. La configurazione interna cambia a seconda che sia progettato per funzionamento ad isola o connesso alla rete.

Lo schema a blocchi di un inverter per funzionamento ad isola è mostrato in fig.2.14. Il convertitore DC/DC interposto tra il generatore fotovoltaico e la batteria, oltre ad adattare la tensione generata a quella di batteria implementa la funzione di Maximum Power Point Tracking (MPPT). All'interno dell'inverter troviamo: un convertitore DC/DC che eleva la tensione di batteria fino ad un valore opportuno; questa tensione alimenta lo stadio di inverter vero e proprio, seguito da un filtro per eliminare le armoniche. L'uscita viene infine connessa al carico, il quale stabilisce la corrente prelevata e quindi la potenza assorbita. In questa tipologia di sistema l'inverter si comporta come un generatore di tensione.

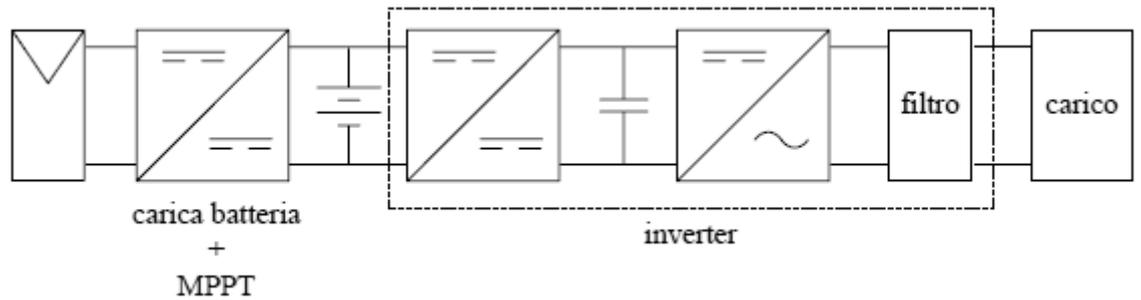


Fig.2.14-Schema a blocchi inverter in un impianto ad isola

Lo schema a blocchi di un inverter per un impianto connesso alla rete è mostrato in fig.2.15. Il generatore fotovoltaico è connesso direttamente allo stadio inverter, la cui uscita è connessa alla rete per mezzo di un filtro per armoniche. Il condensatore posto in parallelo al generatore fotovoltaico ha il compito di assorbire il ripple di corrente prodotto dall'inverter in modo che la corrente erogata dai moduli sia praticamente continua. Senza quest'accorgimento il ripple di corrente dovrebbe essere sostenuto dai moduli con conseguente peggioramento delle condizioni di funzionamento.

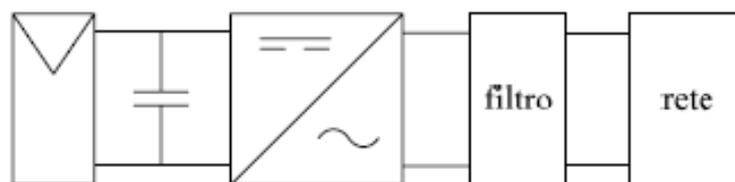


Fig.2.15-Schema a blocchi inverter in un impianto connesso alla rete

In questa tipologia di impianti lo stadio di inverter non deve imporre la tensione ma adattarsi a quella imposta dalla rete, si comporta quindi come un generatore di corrente.

Una configurazione più raffinata è quella mostrata in fig. 2.16, nella quale viene aggiunto un convertitore DC/DC all'ingresso e un trasformatore in uscita per realizzare l'isolamento galvanico.

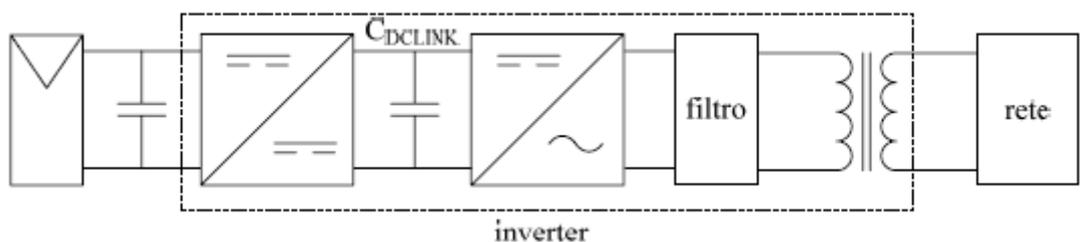


Fig.2.16-Schema a blocchi inverter con convertitore e trasformatore

Il sistema in questo caso risulta più complesso e costoso, ma si hanno diversi vantaggi migliorando flessibilità e prestazioni.

## **Sincronizzazione con la rete e compatibilità elettromagnetica**

Affinché l'inverter sia in grado di iniettare potenza in rete la frequenza della corrente che genera deve essere la stessa della rete. La frequenza di rete è una grandezza molto stabile, ma non è sempre esattamente 50 Hz. Tipicamente si possono apprezzare variazioni della frequenza di rete di  $\pm 0.2$  Hz. L'inverter deve essere quindi in grado di sincronizzarsi alla frequenza di rete e inseguirne le variazioni. Il problema non è semplice specialmente se si considera la non idealità della forma d'onda della tensione: contenuto armonico, rumore, disturbi, variazioni rapide. Inoltre, il tempo di risposta del sistema di sincronizzazione alle variazioni della frequenza di rete deve essere piccolo, inferiore al tempo di intervento delle protezioni. Esistono diversi modi per sincronizzare un inverter alla rete; i più noti sono:

- Metodi basati sul filtraggio a trasformata di Fourier discreta DFT (Discrete Fourier Transform)
- Metodi basati su PLL (Phase Locked Loop)

Gli inverter per fotovoltaico sono realizzati con dispositivi a semiconduttore che commutano ad alta frequenza (fino a 20 kHz); durante queste commutazioni si generano dei transitori veloci di tensione che possono propagarsi ai circuiti elettrici ed alle apparecchiature vicine dando luogo ad interferenze. Per ridurle al minimo è consigliabile evitare l'installazione vicino ad apparecchi sensibili e seguire le prescrizioni del costruttore ponendo attenzione alla messa a terra dell'inverter e collegandolo il più a monte possibile nell'impianto dell'utente, utilizzando cavi separati per ingresso nel campo fotovoltaico e per uscita in c.a.

## **Dati di targa**

Per consentire il dimensionamento dell'impianto e la scelta dell'inverter più appropriato, vengono forniti dal costruttore i seguenti dati di targa:

### Lato generatore fotovoltaico

- Potenza nominale e potenza massima in c.c.
- Corrente nominale e corrente massima in c.c.
- Tensione nominale e tensione massima in c.c.
- Campo di variazione della tensione di MPPT in funzionamento normale

### Lato rete c.a.

- Potenza nominale in c.a. e potenza massima erogabile continuamente dal gruppo di conversione, nonché il campo di temperatura ambiente alla quale tale potenza può essere erogata
- Corrente nominale erogata in c.a.
- Corrente massima erogata in c.a.
- Distorsione e fattore di potenza

- Efficienza di picco e condizioni d'ingresso/uscita a cui si ottiene la massima efficienza di conversione
- Efficienza a carico parziale (al 5%,10%,20%,30%,50%) e al 100% della potenza nominale del gruppo di conversione.

### Rendimento

Per valutare la resa energetica del gruppo di conversione si può far riferimento alle curve tipiche di rendimento dell'inverter mostrate in fig.2.17:

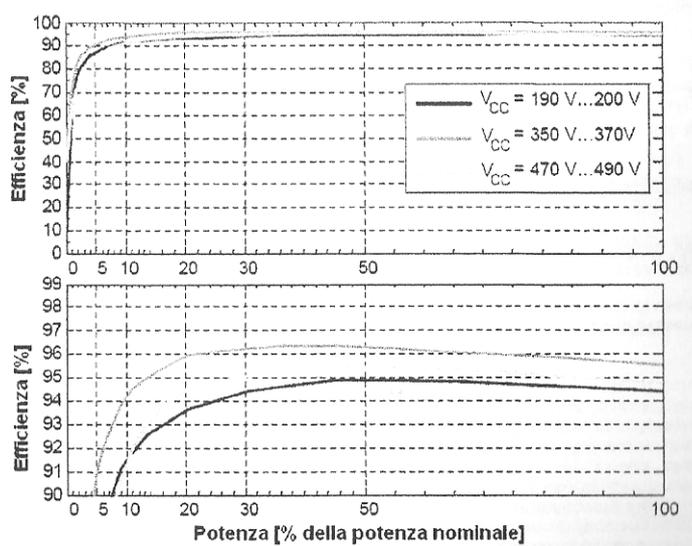


Fig.2.17-Tipiche curve di rendimento di inverter e dettaglio tra 90% e 100%

Si nota che il rendimento massimo si ottiene tra il 40% e l'80% della potenza nominale dell'inverter, corrispondente al livello di potenza al quale l'inverter lavora per la maggior parte del periodo di funzionamento. Il valore di rendimento massimo è indicato dal costruttore, ma non è un parametro esauriente ai fini del dimensionamento dell'inverter, poiché quest'ultimo lavora per la maggior parte del tempo in condizioni di carico parziale. Per tener conto di questo aspetto è stato introdotto il rendimento europeo, il quale pondera i diversi regimi a carico parziale in base alla percentuale temporale riferita al periodo di funzionamento dell'inverter; permette quindi di confrontare i diversi prodotti in base alla radiazione solare specifica del territorio e alla resa dell'inverter nelle condizioni reali di esercizio.

Un ulteriore parametro per valutare la qualità dell'inverter è il rendimento minimo garantito dato dal rapporto fra la potenza  $P_{ca}$  in uscita e la potenza  $P_{cc}$  in ingresso dell'inverter, con  $P_{ca} > 30\%$  della potenza nominale in uscita.

### Configurazione del gruppo di conversione e scelta dell'inverter

La scelta del modello di inverter e della sua taglia va effettuata in base alla potenza nominale fotovoltaica ad esso collegata. Si può stimare la taglia dell'inverter, scegliendo tra 0.80 e 0.90 il rapporto tra potenza attiva erogata nella rete del distributore e la potenza nominale del generatore fotovoltaico. Questo rapporto tiene conto della diminuzione di potenza dei moduli fotovoltaici nelle reali condizioni operative e del rendimento dell'inverter. Tale rapporto è fortemente dipendente dalle condizioni di installazione dei moduli che possono far variare consistentemente la potenza generata. Per questo motivo l'inverter è provvisto di una limitazione automatica della potenza erogata, che consente di ovviare alle situazioni in cui la potenza generata diventa maggiore di quella prevista.

Nella scelta della tipologia del gruppo di conversione occorre tener conto che il tipo di connessione alla rete del distributore dipende dalla potenza dell'impianto. Per potenze nominali del gruppo di conversione superiori a 6 kW, si adotta la connessione trifase alla rete elettrica; per potenze inferiori si può effettuare una connessione monofase. Qualora sia adottata la connessione trifase, questa può essere ottenuta utilizzando inverter con uscita trifase oppure inverter monofasi in configurazione trifase (tipicamente connessi tra una fase di rete e il neutro). Il gruppo di conversione può essere costituito da un solo inverter (gruppo di conversione ad inverter centralizzato) o da più inverter (gruppo di conversione multi - inverter). Nel caso in cui si utilizzino più inverter monofasi in configurazione trifase, è opportuno che essi siano distribuiti equamente sulle tre fasi della rete del distributore in modo da minimizzare lo squilibrio nelle potenze erogate. Secondo la norma CEI 11-20 questo squilibrio deve essere contenuto entro i 6 kW e verificato in qualsiasi condizione d'esercizio dell'impianto. Ciascuna delle due soluzioni presenta vantaggi e svantaggi che vanno valutati di volta in volta. In generale, un unico inverter di taglia elevata ha costi per unità di potenza inferiori ed efficienze elevate; mentre più inverter di taglia minore sono adatti per l'installazione in esterno e permettono di migliorare l'affidabilità del sistema avendo una riserva.

### Esempi di inverter

A titolo di esempio si prendono in considerazione gli inverter installati negli impianti di Cona (VE) e Monastier di Treviso (TV), dei quali si allegano in appendice B le relative schede tecniche.

Nell'impianto di Cona (VE) sono stati installati 2 inverter trifase modello INGECON SUN 500 TL di dimensioni 3060x820x1970 mm ciascuno. Ogni inverter dispone di 4 sistemi avanzati di monitoraggio del punto di massima potenza (MPPT) totalmente indipendenti. Per migliorarne il rendimento ogni inverter è stato munito di 4 ingressi indipendenti ed eliminato il trasformatore di bassa tensione. La vita utile per ciascun inverter è stimata di oltre 20 anni con garanzia di 5 anni estendibile a 25 anni.

Le caratteristiche principali di questa tipologia di inverter sono mostrate in fig. 2.18:

<b>Ingresso (DC) Ingecon® Sun 500 TL</b>	
Potenza fotovoltaica	500 - 650 kWp (1)
Potenza massima di ingresso	367 kW
Range di tensione	405 - 750 Vdc
Massima tensione	900 Vdc (2)
Corrente massima complessiva	1420 A
Ingressi CC	16
MPPT	4
<b>Uscita (AC) Ingecon® Sun 500 TL</b>	
Potenza nominale LT	500 kW (3)
Potenza nominale HP	550 kW (4)
Corrente massima complessiva	1472 A
Tensione nominale	3 x 220 Vac, 11
Freq. nominale	50/60 Hz
Reattanza sub-transitoria	0,7% (5)
Distorsione armonica (THD)	< 3% (6)
cos φ	1 (7)
<b>Alimentazioni ausiliarie Ingecon® Sun 500 TL</b>	
Alimentazione notturna	Opzione
Alimentazione ausiliaria (ventilazione, contattore)	220V, Max 20A, 2560W (8)
<b>Efficienza Ingecon® Sun 500 TL</b>	
Efficienza massima	98,1%
Efficienza europea	97,7%
Efficienza @ $P_{inverter} = 5\%$ Potenza nominale	95,4%
Efficienza @ $P_{inverter} = 10\%$ Potenza nominale	97,1%
Efficienza @ $P_{inverter} = 20\%$ Potenza nominale	97,6%
Efficienza @ $P_{inverter} = 30\%$ Potenza nominale	98,1%
Efficienza @ $P_{inverter} = 50\%$ Potenza nominale	98,0%
Efficienza @ $P_{inverter} = 100\%$ Potenza nominale	97,2%
Consumo notturno	< 5 W
Consumo in standby	120 W
<b>Caratteristiche generali Ingecon® Sun 500 TL</b>	
Temperatura ambiente	-10°C a +65°C
Umidità ambiente massima	90% senza condensazione
Grado di protezione	IP20
Dimensioni (LxHxD)	3060mm x 820mm x 1970 mm
Dimensioni imballaggio (LxPxA)	3700mm x 900mm x 2000 mm
Peso	2500kg

Fig.2.18- Valori caratteristici inverter INGECON 500 TL

La curva di rendimento è mostrata in fig.2.19:

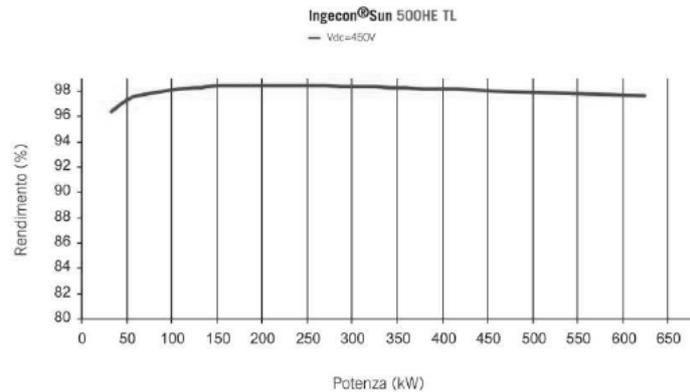


Fig.2.19-Rendimento inverter INGECON 500 TL

Nell'impianto di Monastier di Treviso (TV) sono stati installati 2 inverter: uno modello INGECON SUN 500 TL di dimensioni 3060x820x1970 mm ; l'altro modello INGECON SUN 375 TL di dimensioni 3000x820x1970 mm. La prima tipologia di inverter è stata descritta precedentemente. Per quanto riguarda l'inverter INGECON 375 TL dispone di 3 sistemi avanzati di monitoraggio del punto di massima potenza (MPPT) totalmente indipendenti. Per migliorare il rendimento è stato munito di tre ingressi indipendenti ed eliminato il trasformatore di bassa tensione. La vita utile è stimata di oltre 20 anni con garanzia di 5 anni estendibile a 25 anni.

Le caratteristiche principali di questa tipologia di inverter sono mostrate in fig. 2.20:

<b>Ingresso (DC) Ingecon® Sun 375 TL</b>	
Potenza fotovoltaica	424 - 488 kWp <sup>(1)</sup>
Potenza massima di ingresso	425 kW
Range di tensione	405 - 750 Vdc
Massima tensione	900 Vdc <sup>(2)</sup>
Corrente massima complessiva	1072 A
Ingressi CC	12
MPPT	3
<b>Uscita (AC) Ingecon® Sun 375 TL</b>	
Potenza nominale HT	375 kW <sup>(3)</sup>
Potenza nominale HP	412 kW <sup>(4)</sup>
Corrente massima complessiva	1104 A
Tensione nominale	3 x 220 Vac, IT
Freq. nominale	50/60 Hz
Reattanza sub transitoria	67% <sup>(5)</sup>
Distorsione armonica (THD)	< 3% <sup>(6)</sup>
Cos φ	1 <sup>(7)</sup>
<b>Alimentazioni ausiliarie Ingecon® Sun 375 TL</b>	
Alimentazione notturna	Opzione
Alimentazione ausiliari (ventilazione, contattore)	220V; Max 16,7A; 2140W <sup>(8)</sup>
<b>Efficienza Ingecon® Sun 375 TL</b>	
Efficienza massima	98,1%
Efficienza europea	97,7%
Efficienza @ P <sub>uscita</sub> = 5% Potenza nominale	95,4%
Efficienza @ P <sub>uscita</sub> = 10% Potenza nominale	97,1%
Efficienza @ P <sub>uscita</sub> = 20% Potenza nominale	97,9%
Efficienza @ P <sub>uscita</sub> = 30% Potenza nominale	98,1%
Efficienza @ P <sub>uscita</sub> = 50% Potenza nominale	98,0%
Efficienza @ P <sub>uscita</sub> = 100% Potenza nominale	97,2%
Consumo notturno	< 5 W
Consumo in standby	90 W
<b>Caratteristiche generali Ingecon® Sun 375 TL</b>	
Temperatura ambiente	da -10°C a +65°C
Umidità ambiente massima	90% senza condensazione
Grado di protezione	IP20
Dimensioni (LxPxH)	3000mm x 820mm x 1970 mm
Dimensioni Imballo (LxPxH)	3100mm x 900mm x 2000 mm
Peso	1900 kg

Fig.2.20-Valori caratteristici inverter INGECON 375 TL

### 2.2.3 Cablaggio

La scelta dei cavi da utilizzare in un impianto fotovoltaico deve tenere conto che essi devono essere in grado di sopportare, per la durata di vita dell'impianto stesso (almeno 20-25 anni), severe condizioni ambientali in termini di elevata temperatura, precipitazioni atmosferiche e radiazioni ultraviolette.

Anzitutto i cavi devono avere una tensione nominale adeguata a quella dell'impianto. In corrente continua, la tensione d'impianto non deve superare del 50% la tensione nominale dei cavi che si riferisce al loro impiego in c.a.; come mostrato in fig.2.21:

corrente alternata (V)	corrente continua (V)
300/500	450/750
450/750	675/1125
600/1000	900/1500

Fig.2.21-Valori di tensione dei cavi

I cavi in lato c.c. si distinguono in cavi solari (o di stringa) che collegano tra loro i moduli e la stringa al primo quadrato di sottocampo o direttamente all'inverter, e in cavi non solari che sono utilizzati a valle del primo quadro. La prima tipologia di cavi è installata nella parte posteriore dei moduli stessi, laddove la temperatura può raggiungere i 70°C-80°C. Devono quindi essere in grado di sopportare elevate temperature e resistere ai raggi ultravioletti, se installati a vista. Pertanto si utilizzano cavi particolari, usualmente unipolari con isolamento e guaina in gomma, tensione nominale 0.6/1 kV, con temperatura massima di funzionamento non inferiore a 90°C e con una elevata resistenza ai raggi UV. La seconda tipologia di cavi viene installata a valle del primo quadro, si trova ad una temperatura ambiente non superiore a 30°C -40°C, dato che sono lontani dai moduli. Tali cavi non hanno resistenza contro i raggi UV, pertanto, se posati all'esterno, devono essere protetti dalla radiazione solare in tubi o canali ed essere comunque muniti di guaina per uso esterno. Se invece vengono posati all'interno di edifici valgono le regole usuali degli impianti elettrici.

Per i cavi installati sul lato c.a. dell'inverter vale quanto detto per i cavi non solari lato c.c.

#### **Sezione e portata**

La sezione di un cavo deve essere tale per cui:

- la sua portata  $I_z$  non sia inferiore alla corrente d'impiego  $I_b$ ;
- la caduta di tensione ai suoi capi sia entro i limiti imposti.

Nelle condizioni di normale funzionamento ogni modulo eroga una corrente prossima a quella di corto-circuito, sicché la corrente d'impiego per il circuito stringa è assunta pari a:

$$I_b = 1.25 * I_{sc} \quad (2.3)$$

dove  $I_{sc}$  è la corrente di corto circuito in condizioni di prova standard e la maggiorazione del 25% tiene conto di valori di irraggiamento superiori a 1kW/m<sup>2</sup>.

Quando l'impianto fotovoltaico è di grosse dimensioni e suddiviso in sottocampi, i cavi che collegano i quadri di sottocampo all'inverter devono condurre una corrente d'impiego pari a:

$$I_b = y \cdot 1.25 \cdot I_{sc} \quad (2.4)$$

dove  $y$  è il numero di stringhe del sottocampo afferenti allo stesso quadro.

La portata  $I_0$  dei cavi è indicata dai costruttori usualmente a 30°C in aria libera. Per tener conto delle condizioni di posa e di temperatura, la portata  $I_0$  deve essere ridotta di un coefficiente pari a:

- $k_1 = 0.58 \cdot 0.9 = 0.52$  per i cavi solari;
- $k_2 = 0.58 \cdot 0.91 = 0.53$  per i cavi non solari.

Il fattore 0.58 tiene conto della posa sul retro dei pannelli dove la temperatura ambiente raggiunge i 70°C, il fattore 0.9 della posa in tubo o canale dei cavi solari, il fattore 0.91 della posa in tubo esposto al sole dei cavi non solari.

Negli impianti fotovoltaici la caduta di tensione ammessa è del 1-2% , anziché del 4% per gli impianti utilizzatori, ai fini di limitare il più possibile la perdita di energia prodotta per effetto Joule sui cavi.

### **Esempi di cavi**

A titolo di esempio si prendono in considerazione i cavi installati negli impianti di Cona (VE) e Monastier di Treviso (TV), dei quali si allegano in appendice C le relative schede tecniche.

Negli impianti sono state utilizzate diverse tipologie di cavi per soddisfare i requisiti richiesti dalla normativa:

#### **linee elettriche lato c.a.**

Per la realizzazione dei circuiti di energia in bassa tensione lato c.a. sono stati utilizzati i seguenti tipi di cavo:

- FG7R 0.6/1kV : conduttore in corda rotonda flessibile di rame rosso ricotto, isolante in gomma HEPR ad alto modulo, guaina in PVC di qualità Rz colore grigio;
- N07V-K : cavo unipolare isolato in PVC senza guaina, per tensioni nominale 450/750 V, non propaganti l'incendio, non propaganti fiamma, con conduttore in corda flessibile in rame; utilizzato per l'impianto di messa a terra.

#### **Linee elettriche lato c.c.**

Cavi tipologia solare (FG21M21): cavi unipolari con conduttore in rame stagnato, doppio isolamento. Caratteristiche tecniche minime richieste:

- Resistenza all'ozono
- Resistenza ai raggi UV
- Conduttore in trefoli sottili di rame stagnato
- Isolamento conduttore in polietilene reticolato nero privo di alogeni
- Guaina esterna in polietilene modificata reticolata colore nero, non propagante la fiamma e priva di alogeni

- Tensione di prova 4kV
- Temperatura di funzionamento -40°C +125°C
- Temperatura massima di corto circuito 210°C
- Tensione nominale  $U_0 \geq 0.9$
- Resistenza di isolamento  $> 200 \text{ M}\Omega$  secondo la normativa ISO 6722
- Minimo raggio di curvatura 5 volte il diametro esterno per posa fissa

Inoltre continuano ad essere presenti i cavi FG7R.

Le varie tipologie di cavi afferiscono alla cassetta di stringa e si presentano nell'impianto come mostrato in fig.2.22:



*N07V-K FG7R FG21M21*

Fig. 2.22- Cassetta di stringa con cavi afferenti

#### 2.2.4 Messa a terra e protezione dai contatti diretti

Un sistema elettrico fotovoltaico isolato sembrerebbe apparentemente più sicuro per le persone che toccano una parte attiva, in realtà la resistenza di isolamento delle parti attive verso terra non è infinita e la persona è dunque attraversata da una corrente che si richiude attraverso tale resistenza. Tale corrente aumenta con la tensione verso terra dell'impianto e con l'estensione dello stesso, poiché diminuisce la resistenza d'isolamento verso terra. Inoltre il fisiologico decadimento degli isolanti con il passare del tempo e la presenza di umidità, riduce ulteriormente la resistenza di isolamento stessa. Pertanto negli impianti estesi la corrente che attraversa una persona in contatto con la parte attiva può causare folgorazione e quindi il vantaggio dei sistemi isolati rispetto a quelli connessi a terra si presenta solo nei piccoli impianti.

## Impianti con trasformatore

Un sistema fotovoltaico può essere connesso a terra solo se è separato galvanicamente dalla rete elettrica, per esempio tramite trasformatore. Per analizzare il sistema di isolamento o messa a terra occorre differenziare le masse a monte e a valle del trasformatore.

### Masse a monte del trasformatore

#### *Impianti con sistema IT*

In questo tipo di impianto le parti attive risultano isolate da terra, mentre le masse sono connesse a terra, come mostrato in fig.2.21:

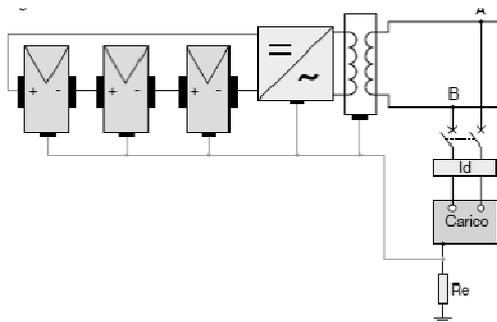


Fig. 2.21-impianto con sistema IT

In questo caso la resistenza  $R_e$  di messa a terra delle masse deve soddisfare la condizione:

$$R_e \leq 120 / I_d \quad (2.5)$$

Dove  $I_d$  è la corrente di primo guasto a terra, non nota a priori ma generalmente molto piccola negli impianti di dimensioni modeste. Di conseguenza la resistenza di terra  $R_e$  dell'impianto utilizzatore, dimensionata per un guasto in rete, soddisfa solitamente la relazione (2.5).

Nel caso di doppio guasto a terra, essendo il generatore fotovoltaico un generatore di corrente, la tensione assunta dalle masse interconnesse deve essere inferiore a:

$$I_{cc} * R_{eqp} \leq 120V \quad (2.6)$$

dove

$I_{cc}$  è la corrente di corto circuito delle celle interessate

$R_{eqp}$  è la resistenza del conduttore che collega tra loro le masse affette da guasto.

Se ad esempio  $R_{eqp} = 1\Omega$  (valore ipotizzato per eccesso), la (2.6) è soddisfatta per  $I_{cc}$  non superiore a 120A, il che è usuale negli impianti di modeste dimensioni; la tensione di contatto nell'eventualità di un secondo guasto a terra non risulta quindi pericolosa. Nei grandi impianti, occorre invece ridurre entro limiti ammissibili la probabilità che si verifichi un secondo guasto a terra, eliminando il primo guasto a terra rilevato dal controllore di isolamento (presente nell'inverter o esterno).

#### *Impianti con sistema TN*

In questo tipo di impianto le parti attive e le masse sono connesse allo stesso impianto di terra. In tal modo si è in presenza di un sistema TN lato continua (fig.2.22).

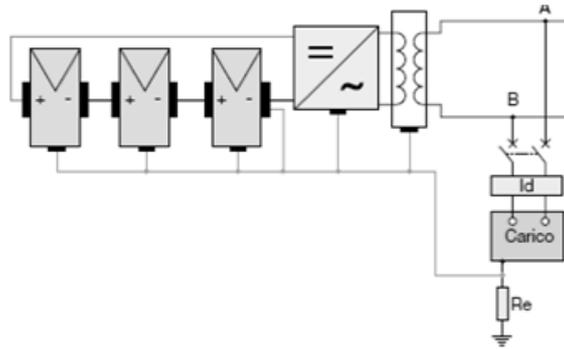


Fig.2.22-Impianto con sistema TN

In presenza di un guasto a terra si ha un corto circuito come negli usuali sistemi TN, ma tale corrente può non essere rilevata dai dispositivi di massima corrente perché la caratteristica dei sistemi fotovoltaici è quella di generare correnti di guasto con valori non molto superiori alla corrente nominale. Pertanto, sulla pericolosità di tale guasto, valgono le considerazioni relative al secondo guasto per un impianto IT del paragrafo precedente.

#### Masse a valle del trasformatore

Prendiamo in considerazione il sistema rete-utente di tipo TT. Le masse facenti parte dell'impianto utilizzatore protette tramite interruttore differenziale posto agli inizi dell'impianto utilizzatore stesso (fig. 2.23), risultano protette sia nei confronti della rete, sia del generatore fotovoltaico.

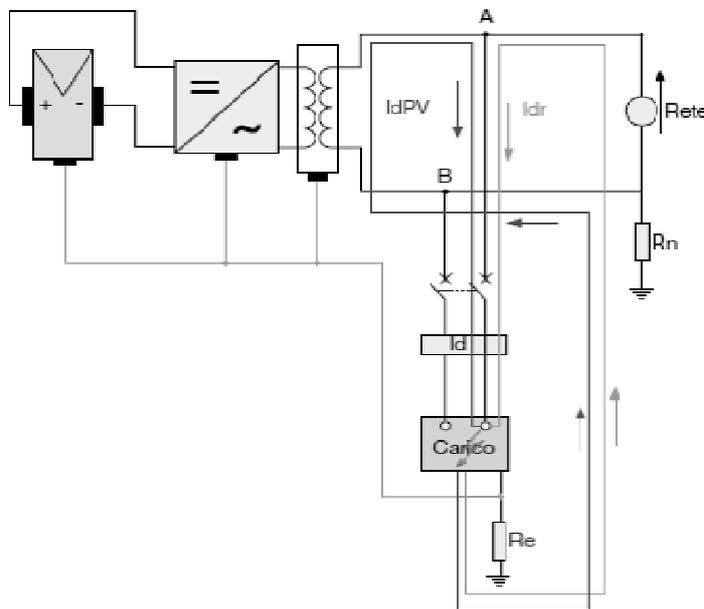


Fig.2.23-impianto con sistema TT

Non può essere presente una massa tra il punto di parallelo A-B e la rete, poiché verrebbe meno la condizione normativa che tutte le masse in un impianto utilizzatore in un sistema TT devono essere protette mediante un interruttore differenziale. Per le masse a monte del parallelo A-B, quali ad esempio la massa del trasformatore o dell'inverter se il trasformatore è incorporato, occorre interporre un differenziale come in figura 2.24, il quale rileva le correnti di dispersione provenienti sia dalla rete che dal generatore fotovoltaico. Quando il differenziale interviene per corrente di guasto a terra, l'inverter va in stand-by per mancanza di tensione di rete.

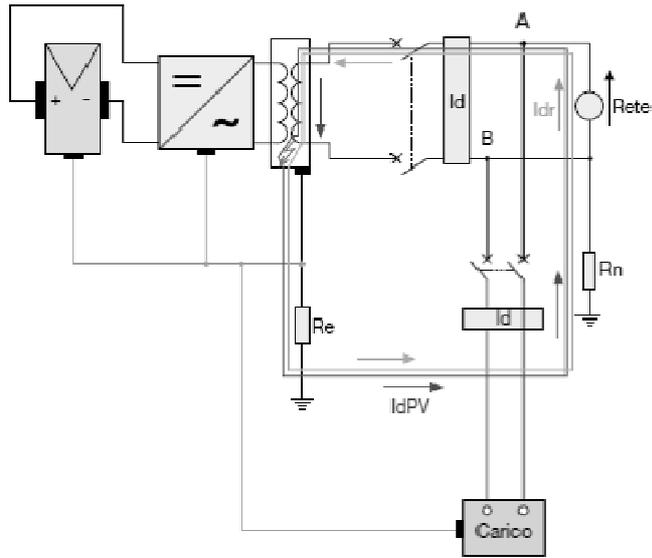


Fig.2.24-Impianto con sistema TT e differenziale

Se invece il sistema rete-utente fosse di tipo TN, per entrambe le possibilità di alimentazione, cioè dalla rete o dal generatore fotovoltaico, non sono necessari gli interruttori differenziali purché la corrente di guasto lato alternata determini l'intervento dei dispositivi di sovracorrente entro i tempi prescritti dalla norma.

### Impianti senza trasformatore

In assenza del trasformatore di separazione tra l'impianto fotovoltaico e la rete, l'impianto fotovoltaico stesso dovrà essere isolato da terra nelle sue parti attive e diventa un'estensione della rete di alimentazione, la quale ha in genere un punto di messa a terra. Per le masse dell'impianto utilizzatore ed a monte del parallelo A-B continua concettualmente a valere quanto descritto nel paragrafo precedente. Sul lato c.c. un guasto a terra sulle masse, determina l'intervento dell'interruttore differenziale posto a valle dell'inverter (fig. 2.25). Dopo l'intervento del differenziale, l'inverter va in stand-by per mancanza di tensione di rete ed il guasto resta comunque alimentato dal generatore fotovoltaico. Essendo il sistema fotovoltaico di tipo IT vale quanto indicato nel paragrafo precedente su tali sistemi.

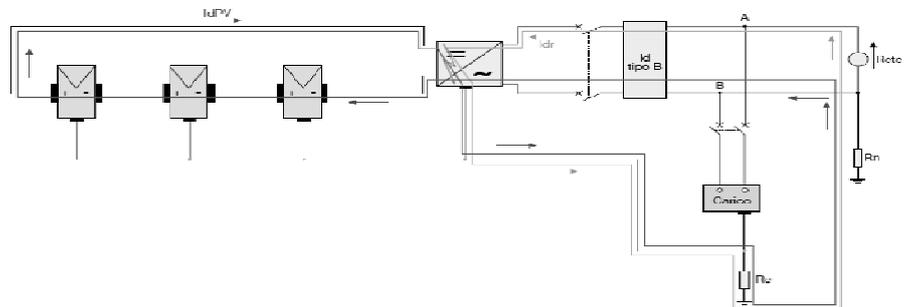


Fig.2.25- Impianto senza trasformatore

Per guasti a terra lato c.c. e sulle masse a monte del parallelo A-B, l'interruttore differenziale a valle dell'inverter è attraversato da una corrente differenziale che non è alternata. Pertanto tale dispositivo deve essere di tipo B, a meno che l'inverter sia per costruzione tale da non iniettare correnti continue di guasto a terra (secondo la norma CEI 64-8/7). Il differenziale di tipo B è in

grado di rilevare le seguenti tipologie di correnti di guasto a terra: alternata, pulsante unidirezionale e continua.

### **Esclusione dal collegamento a terra**

Secondo la norma CEI 82-25, la messa a terra di protezione di tutte le parti di un impianto e tutte le messe a terra di funzionamento dei circuiti e degli apparecchi devono essere effettuate collegando le parti interessate a un impianto di terra che si consiglia essere unico.

I sistemi a tensione nominale minore o uguale a 50 V se a corrente alternata o a 120 V se in corrente continua (non ondulata) possono essere realizzati anche come sistemi a bassissima tensione di sicurezza SELV (Safety Extra Low Voltage) quando:

- sono alimentati da sorgenti autonome o di sicurezza
- hanno una separazione di protezione verso altri sistemi elettrici
- non hanno punti a terra.

La sorgente autonoma può essere una batteria, un piccolo gruppo elettrogeno, un trasformatore di sicurezza o anche un generatore fotovoltaico.

La separazione verso altri sistemi elettrici può essere o un isolamento doppio o rinforzato oppure un schermo metallico messo a terra.

Il sistema SELV non deve avere punti a terra perché la terra può introdurre nel sistema un potenziale pericoloso. Questa tipologia di sistemi sono sicuri dal punto di vista del contatto diretto ed indiretto almeno nei luoghi ordinari. Nei luoghi speciali, quali cantieri o ad uso medico, i limiti di tensione del sistema sono 25 Vca o 60 Vcc.

### **Esempi di impianti di messa a terra**

A titolo di esempio si prendono in considerazione gli impianti di messa a terra realizzati negli impianti di Cona (VE) e Monastier di Treviso (TV).

In entrambi gli impianti si possono trovare diversi tipi di classificazioni per il lato c.a., il lato c.c. e i servizi ausiliari. In relazione allo stato di neutro e alla situazione delle masse l'impianto lato c.a. e lato c.c. viene classificato come "sistema IT", cioè dotato di neutro isolato da terra, mentre le masse sono connesse ad un impianto di terra comune. Nell'impianto di Cona (VE) l'alimentazione dei sistemi ausiliari viene classificata come sistema TT, mentre a Monastier di Treviso (TV) siamo in presenza un sistema TN-S.

#### 2.2.5 Protezioni da sovracorrenti e sovratensioni

Nella fase di progettazione di un impianto fotovoltaico occorre prevedere, ove necessario, la protezione delle diverse sezioni dell'impianto contro sovracorrenti e sovratensioni di origine atmosferica per evitare danni all'impianto stesso e malfunzionamento delle apparecchiature.

##### 2.2.5.1 Protezioni dalle sovracorrenti

#### **Protezioni dalle sovracorrenti lato c.c.**

*Protezione dei cavi*

Dal punto di vista della protezione contro i sovraccarichi, non è necessario proteggere i cavi se essi sono scelti con una portata non inferiore alla corrente massima che li può interessare, pari a  $1.25 \cdot I_{sc}$ .

Per quanto riguarda il corto circuito, i cavi lato c.c. sono interessati da tale sovracorrente in caso di:

- guasto tra le polarità del sistema fotovoltaico;
- guasto a terra nei sistemi collegati a terra;
- doppio guasto a terra nei sistemi isolati da terra.

Un corto circuito su un cavo di collegamento stringa quadro di sottocampo (guasto 1 di figura 2.25) viene

alimentato simultaneamente a monte dalla stringa in questione ( $I_{cc1} = 1.25 \cdot I_{sc}$ ) ed a valle da tutte le altre  $x-1$  stringhe connesse allo stesso inverter ( $I_{cc2} = (x-1) \cdot 1.25 \cdot I_{sc}$ ). Se l'impianto fotovoltaico è di piccole dimensioni con sole due stringhe ( $x=2$ ), si ha che  $I_{cc2} = 1.25 \cdot I_{sc} = I_{cc1}$  per cui non è necessario proteggere i cavi di stringa da corto circuito. Viceversa se all'inverter sono collegate tre o più stringhe ( $x \geq 3$ ) la corrente  $I_{cc2}$  è maggiore della corrente d'impiego ed occorre pertanto proteggere da corto circuito i cavi se la loro portata è inferiore a  $I_{cc2}$ , ossia  $I_z < (x-1) \cdot 1.25 \cdot I_{sc}$ .

Un corto circuito tra un quadro di sottocampo ed il quadro d'inverter (guasto 2 della figura 2.25) viene alimentato a monte dalle  $y$  stringhe in parallelo del sottocampo ( $I_{cc3}$ ) ed a valle dalle restanti  $(x-y)$  stringhe afferenti allo stesso quadro d'inverter.

La corrente di corto circuito  $I_{cc3} = y \cdot 1.25 \cdot I_{sc}$  coincide con la corrente d'impiego del circuito tra quadro di sottocampo e di inverter, mentre la corrente  $I_{cc4} = (x-y) \cdot 1.25 \cdot I_{sc}$  è maggiore della corrente d'impiego se  $x-y > y \Rightarrow x > 2y$ . In tal caso occorre proteggere il cavo da corto circuito se la sua portata è inferiore a  $I_{cc4}$ , ossia  $I_z < (x-y) \cdot 1.25 \cdot I_{sc}$ .

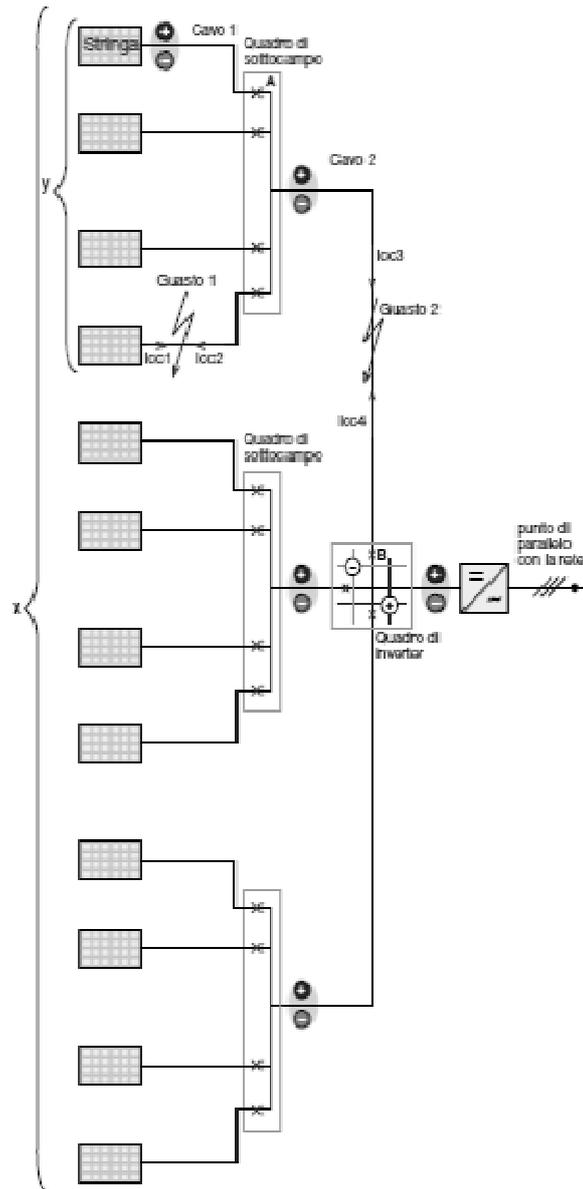


Fig.2.25-Protezione dei cavi

In fig.2.25 :

A rappresenta il dispositivo di protezione posto nel quadro di sottocampo dedicato alla protezione del cavo “1” di connessione tra stringa e quadro stesso

B rappresenta il dispositivo di protezione posto nel quadro di sottocampo dedicato alla protezione del cavo “2” di connessione tra quadro di inverter e di sottocampo

Y è il numero di stringhe afferenti allo stesso quadro di sottocampo

X è il numero complessivo di stringhe afferenti al medesimo inverter

*Protezione delle stringhe contro la corrente inversa*

In seguito ad ombreggiamento o guasti una stringa diventa passiva, assorbendo e dissipando la potenza elettrica generata dalle altre stringhe collegate in parallelo allo stesso inverter tramite una corrente che attraversa la stringa in questione in senso inverso a quello di normale funzionamento, con possibili danni ai moduli. Questi ultimi sono in grado di sopportare una corrente inversa compresa generalmente tra 2.5 e 3 volte la  $I_{sc}$ . Poiché con x stringhe in parallelo

collegate allo stesso inverter la corrente massima inversa è pari a  $I_{inv} = (x-1) * 1.25 * I_{sc}$ , non è necessario proteggere le stringhe se  $I_{inv} \leq 2.5 * I_{sc}$  ossia  $(x-1) * 1.25 \leq 2.5 \Rightarrow x \leq 3$ .

#### *Comportamento dell'inverter*

Il contributo al corto circuito lato continua dell'inverter può provenire dalla rete e dalla scarica dei condensatori interni all'inverter stesso. La corrente dalla rete è dovuta ai diodi di ricircolo del ponte inverter che in tal caso agiscono da ponte raddrizzatore. Tale corrente è limitata dalle impedenze del trasformatore e degli induttori che fanno parte del circuito di uscita e dai fusibili di protezione dell'inverter

sul lato c.a. scelti in modo da limitare gli effetti termici di eventuali guasti interni sui semiconduttori. Pertanto l' $I^2t$  che potrà passare sarà quindi normalmente ridotto. Indicativamente un valore di corrente finale (condensatori interni completamente scarichi) di  $10I_n$  può essere un valore limite superiore. Questa corrente è presente nel caso di inverter con isolamento galvanico a 50Hz, mentre è nulla nel caso di inverter senza trasformatore. Infatti questi inverter hanno normalmente un convertitore c.c./c.c. in ingresso per garantire il funzionamento su un range ampio della tensione del generatore fotovoltaico; tale convertitore, per sua tipologia costruttiva, comprende almeno un diodo di blocco che impedisce il contributo al corto circuito della corrente da rete. La corrente di scarica dei condensatori è limitata dai cavi tra inverter e guasto e si esaurisce con andamento esponenziale: minore è l'impedenza del tratto di cavo, maggiore sarà la corrente iniziale, ma minore sarà la costante di tempo della scarica. L'energia che fluisce è limitata a quella inizialmente immagazzinata nel condensatore. Inoltre qualora in serie ad uno dei due poli vi sia un diodo di blocco o altro dispositivo simile, questo contributo al corto circuito è nullo.

In ogni caso il corto circuito lato c.c. causa un abbassarsi della tensione continua, l'inverter sicuramente si spegne e dovrebbe sconnettersi dalla rete. Normalmente i tempi di spegnimento dell'inverter sono dell'ordine di qualche millisecondo, mentre i tempi di sconnessione possono essere dell'ordine di qualche decina di millisecondi. Nell'intervallo tra lo spegnimento e la sconnessione, la rete può causare gli effetti sopra descritti, mentre i condensatori interni, se coinvolti, partecipano fino alla loro completa scarica. Gli effetti sia della rete che dei condensatori interni sul cortocircuito sono unicamente di natura transitoria e solitamente non sono tali da condizionare il dimensionamento dei dispositivi di protezione, manovra e sezionamento posti sul lato c.c. Occorre però valutare caso per caso l'opportunità di tale scelta: in particolare una corrente di scarica dei condensatori molto elevata, associata a lunghe costanti di tempo, potrebbe obbligare ad aumentare il potere d'interruzione degli interruttori.

#### *Scelta dei dispositivi di protezione*

Per la protezione contro i cortocircuiti lato c.c., i dispositivi devono ovviamente essere idonei all'uso in c.c. ed avere una tensione nominale d'impiego  $U_e$  uguale o maggiore alla massima tensione del generatore fotovoltaico pari a  $1.2 U_{oc}$ . I dispositivi di protezione devono inoltre essere installati alla fine del circuito da proteggere procedendo dalle stringhe verso l'inverter, ovvero nei vari quadri di sottocampo ed inverter, poiché le correnti di corto circuito provengono dalle altre stringhe, ossia da valle e non da monte. Al fine di evitare interventi intempestivi nelle condizioni di ordinario funzionamento, i dispositivi di protezione posti nel quadro di sottocampo (dispositivo A della figura 2.25) devono avere una corrente nominale pari a:

$$I_n \geq 1.25 * I_{sc} \quad (2.7)$$

Questi dispositivi devono proteggere:

- le singole stringhe contro la corrente inversa;

- il cavo di collegamento stringa-sottoquadro (cavo 1 della figura 2.25) se quest'ultimo ha una portata inferiore alla corrente di corto circuito massima delle altre x-1 stringhe collegate allo stesso quadro inverter, ossia se:

$$I_z < I_{cc2} = (x - 1) * 1.25 * I_{sc} \quad (2.8)$$

Ai fini della protezione della stringa, la corrente nominale del dispositivo di protezione (interruttore termomagnetico o fusibile) non deve essere superiore a quella indicata dal costruttore per la protezione dei pannelli; qualora il costruttore non fornisca indicazioni si assume :

$$1.25 * I_{sc} \leq I_n \leq 2 * I_{sc} \quad (2.9)$$

A fronte della semplicità di utilizzo dei fusibili, occorre tuttavia prestare attenzione nel dimensionamento e nella scelta di tali dispositivi, che oltre ad avere una corrente nominale data dalla relazione (2.9), dovrebbero possedere una caratteristica d'intervento di tipo gPV ( secondo la normativa IEC 60269-6), essere inseriti in appositi portafusibili ed in grado di dissipare la potenza sviluppata nelle peggiori condizioni di funzionamento.

Ai fini della protezione del cavo di connessione, il dispositivo di protezione deve essere scelto in modo tale che sia soddisfatta la relazione seguente per ogni valore di corto circuito fino ad un massimo di  $(x-1) * 1.25 * I_{sc}$ :

$$(I^2 t) \leq K^2 S^2 \quad (2.10)$$

Dove:

$(I^2 t)$  e l'integrale di Joule per la durata del cortocircuito (in  $A^2 s$ );

K e una costante caratteristica del cavo dipendente dal tipo di conduttore e di isolante;

S e la sezione del cavo (in  $mm^2$ ).

Il potere d'interruzione del dispositivo non deve essere inferiore alla corrente di corto circuito delle altre x-1 stringhe, ossia:

$$I_{cu} \geq (x-1) * 1.25 * I_{sc} \quad (2.11)$$

I dispositivi posti nel quadro d'inverter devono proteggere da corto circuito i cavi di collegamento quadro di

sottocampo-quadro d'inverter se questi hanno una portata inferiore a  $I_{cc4} = (x-y) * 1.25 * I_{sc}$  (fig. 2.25). In tal caso i dispositivi devono soddisfare le relazioni (2.7) e (2.10), mentre il loro potere d'interruzione deve essere non inferiore alla corrente di corto circuito delle altre x-y stringhe, ossia:

$$I_{cu} \geq (x-y) * 1.25 * I_{sc} \quad (2.12)$$

Infine, il cavo di collegamento quadro d'inverter-inverter non deve essere protetto se la sua portata è scelta almeno pari a :

$$I_z \geq x * 1.25 * I_{sc} \quad (2.13)$$

### Protezione dalle sovracorrenti lato c.a.

Poiché il cavo che collega l'inverter al punto di parallelo con la rete è in genere dimensionato per avere una portata superiore alla massima corrente che può erogare l'inverter, non è necessaria la protezione da sovraccarico. Tuttavia il cavo deve essere protetto da corto circuito alimentato dalla rete mediante un dispositivo di protezione posto in prossimità del punto di parallelo con la rete. Per proteggere tale cavo può essere utilizzato l'interruttore generale dell'impianto utilizzatore se l'energia specifica lasciata passare è sopportata dal cavo. Tuttavia l'intervento dell'interruttore generale pone fuori servizio l'intero impianto utilizzatore.

Negli impianti multi - inverter, (figura 2.26) la disposizione di una protezione per ogni linea consente, nel caso di guasto su un inverter, il funzionamento degli altri inverter, purché gli interruttori posti su ogni linea siano selettivi con l'interruttore generale.

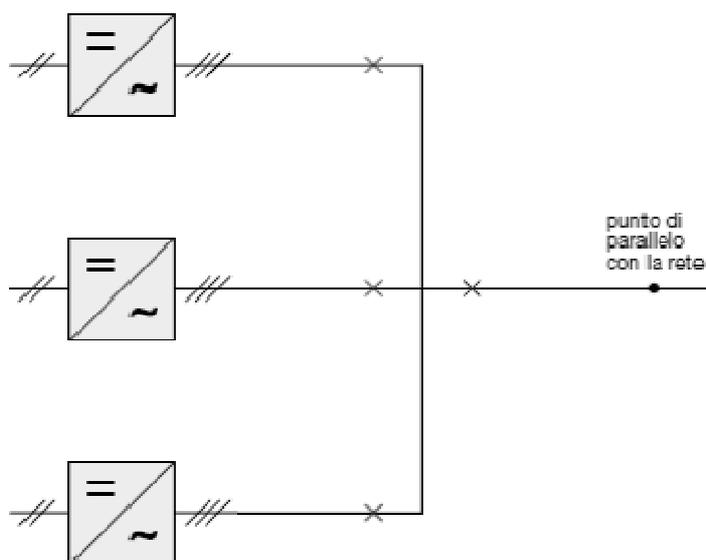


Fig.2.26-Protetezioni impianto multi - inverter

### Scelta dei dispositivi di manovra e sezionamento

E' opportuna l'installazione di un dispositivo di sezionamento su ogni stringa, al fine di consentire interventi di verifica o manutenzione sulla stringa stessa, senza dover porre fuori servizio altre parti dell'impianto fotovoltaico. L'inverter deve poter essere sezionato sia sul lato c.c., sia su quello c.a. per permettere la manutenzione escludendo entrambe le sorgenti di alimentazione (rete e generatore fotovoltaico).

Sul lato c.c. dell'inverter deve essere installato un dispositivo di sezionamento azionabile sotto carico, quale un interruttore di manovra-sezionatore. Sul lato c.a. deve essere previsto un dispositivo di sezionamento generale. Può essere utilizzato il dispositivo di protezione installato nel punto di parallelo con la rete; se tale dispositivo non è in prossimità dell'inverter è preferibile l'installazione di un dispositivo di sezionamento subito a valle dell'inverter stesso.

#### 2.2.5.2 Protezioni dalle sovratensioni

Gli impianti fotovoltaici possono essere soggetti a sovratensioni di origine atmosferica, sia dirette quando il fulmine colpisce la struttura, sia indirette quando un fulmine cade a terra in prossimità della struttura o colpisce linee elettriche che afferiscono all'impianto; o a sovratensioni interne di

manovra. Le sovratensioni possono causare avarie nelle apparecchiature elettriche e possono essere pericolose per l'incolumità delle persone.

### **Fulminazione diretta**

Un sistema di protezione contro la fulminazione diretta LPS ( Lightning Protection System) viene sempre installato negli impianti nel caso in cui ci siano specifici e significativi rischi per le persone. La Norma prevede l'obbligo di installare un LPS a seguito di un'accurata verifica del rischio che dipende da molti fattori tra i quali l'eventuale variazione di altezza di un edificio a seguito dell'installazione di un impianto fotovoltaico su tetto. Se il rischio di perdite di vite umane è troppo elevato e quindi non tollerabile, si procede all'installazione di suddetti dispositivi; altrimenti viene lasciato al progettista la scelta di installazione.

Qualora un impianto fotovoltaico sia installato sul terreno il rischio d'incendio per fulminazione diretta è molto limitato e il pericolo maggiore per le persone è rappresentato dalle tensioni di passo e di contatto. Quando la resistività superficiale supera i 5 k $\Omega$ m (es. terreno roccioso, asfaltato di almeno 5 cm di spessore o ricoperto da uno strato di ghiaia di almeno 15 cm) non è necessario adottare alcun provvedimento, dato che le tensioni di contatto e di passo sono trascurabili. Se invece il terreno ha una resistività uguale o inferiore a 5 k $\Omega$ m occorrerebbe teoricamente verificare se sono necessarie delle misure di protezione contro le tensioni di passo e contatto. Tuttavia, in tal caso la probabilità di fulminazione è molto ridotta, pertanto il problema si presenta solamente per impianti molto estesi.

### **Fulminazione indiretta**

Anche nel caso in cui il fulmine non colpisca direttamente la struttura dell'impianto fotovoltaico, occorre comunque adottare delle misure per attenuare le sovratensioni indotte da un'eventuale fulminazione indiretta quali:

- la schermatura dei circuiti per ridurre il campo magnetico all'interno dell'involucro con conseguente riduzione delle sovratensioni indotte;
- la riduzione dell'area della spira del circuito indotto, collegando in modo opportuno i moduli tra loro, intrecciando i conduttori ed avvicinando il più possibile il conduttore attivo al PE.

La caduta di un fulmine in prossimità di una struttura può dar luogo a danni alle apparecchiature all'interno della struttura stessa sia per accoppiamento resistivo che induttivo. L'accoppiamento resistivo si verifica quando un fulmine colpisce una linea elettrica connessa alla rete: la tensione dovuta al passaggio di corrente del fulmine e dall'impedenza della linea può superare la tensione massima dei cavi e delle apparecchiature, dando luogo a scariche che possono danneggiare le apparecchiature stesse e/o dar luogo ad incendi. L'accoppiamento induttivo si verifica invece per il fatto che la corrente di fulmine è di natura impulsiva e produce un campo elettromagnetico velocemente variabile nel tempo che può indurre sovratensioni sia tra conduttori attivi che tra conduttori attivi e terra.

Le sovratensioni che, seppur limitate, possono generarsi devono essere scaricate verso terra mediante SPD (Surge Protective Device) per proteggere le apparecchiature. Gli SPD sono di fatto dei dispositivi ad impedenza variabile in funzione della tensione applicata: alla tensione nominale dell'impianto presentano un'impedenza molto elevata, mentre in presenza di una sovratensione riducono la loro impedenza, derivando la corrente associata alla sovratensione e mantenendo quest'ultima entro determinati valori.

A seconda delle modalità di funzionamento gli SPD si distinguono in:

- SPD a commutazione, quali spinterometri o diodi controllati, quando la tensione supera un determinato valore riducono istantaneamente la loro impedenza e quindi la tensione ai loro capi;
- SPD a limitazione, quali varistori o diodi Zener, presentano un'impedenza decrescente gradualmente all'aumentare della tensione ai loro capi;
- SPD combinati che comprendono i due precedenti dispositivi collegati in serie o parallelo.

### **Protezioni dalle sovratensioni lato c.c.**

Nella protezione lato continua è bene impiegare SPD a varistori o SPD combinati. Gli inverter hanno in genere una protezione interna contro le sovratensioni, ma se si aggiungono SPD ai morsetti dell'inverter si migliora la protezione dello stesso e si evita che l'intervento delle protezioni interne metta fuori servizio

l'inverter, con cessazione della produzione energetica che necessita d'intervento di personale specializzato.

Tali SPD dovrebbero avere le seguenti caratteristiche:

- Tipo 2
- Tensione massima di esercizio continuativo  $U_c > 1.25 * U_{oc}$
- Livello di protezione  $U_{prot} < U_{inv}$
- Corrente nominale di scarica  $I_n = 20 \text{ kA}$
- Protezione termica con capacità di estinzione del corto circuito a fine vita
- Tenuta alla corrente di corto circuito  $I_{scwpv}$  superiore alla corrente di corto circuito nel punto di installazione oppure coordinamento con un'idonea protezione di back-up

Poiché i moduli delle stringhe hanno in genere una tensione di tenuta all'impulso maggiore di quella dell'inverter, gli SPD posti a protezione dell'inverter consentono generalmente di proteggere anche i moduli, purché la distanza tra moduli ed inverter sia inferiore a 10 metri.

### **Protezioni dalle sovratensioni lato c.a.**

Un impianto fotovoltaico connesso alla rete è soggetto a sovratensioni anche sul lato corrente alternata, le quali possono essere sia di origine atmosferica che provenienti dalla rete. Occorre pertanto installare immediatamente a valle dell'inverter un SPD idoneo. Tale SPD dovrebbe avere le seguenti caratteristiche:

- Tipo 2
- Tensione massima di esercizio continuativo  $U_c > 1.1 * U_o$
- Livello di protezione  $U_{prot} < U_{inv}$
- Corrente nominale di scarica  $I_n = 20 \text{ kA}$
- Protezione termica con capacità di estinzione del corto circuito a fine vita e coordinamento con un'idonea protezione di back-up.

Qualora per l'edificio l'analisi del rischio preveda l'installazione di un LPS esterno, occorre installare in corrispondenza del punto di consegna un SPD per la protezione dalla fulminazione diretta. Tale SPD dovrebbe avere le seguenti caratteristiche:

- Tipo 1
- Tensione massima di esercizio continuativo  $U_c > 1.1 * U_o$

- Livello di protezione  $U_{prot} < U_{inv}$
- Corrente impulsiva  $I_{imp} = 25 \text{ kA}$  per polo
- Estinzione della corrente susseguente  $I_{fi}$  superiore alla corrente di corto circuito nel punto di installazione e coordinamento con idonea protezione di back-up.

### Esempi di protezioni dalle sovracorrenti e sovratensioni

A titolo di esempio si prendono in considerazione le protezioni installate negli impianti di Cona (VE) e Monastier di Treviso (TV).

Nell'impianto di Monastier di Treviso (TV) analizzando lo schema elettrico dell'impianto dal generatore lato c.c. alla rete è possibile vedere (fig.2.27) che ogni stringa è protetta da una coppia di fusibili da 10 A con relativo scaricatore e sezionatore prima di entrare nel modulo d'inverter a cui afferiscono.

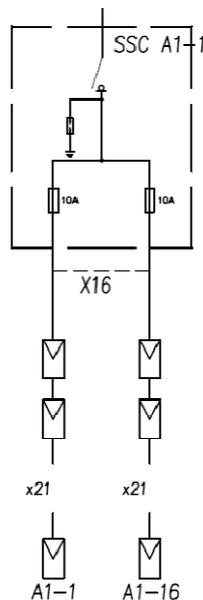


Fig.2.27-Protezione stringhe

Ogni inverter è dotato di un sistema integrato di protezioni elettriche costituito da:

- N sezionatori sotto carico
- N interruttori magnetotermici in c.a. con comando a porta
- N gruppi scaricatori di sovratensioni lato c.c.
- N gruppi scaricatori di sovratensioni lato c.a.
- N sistemi di sorveglianza antisola con disinserimento automatico
- N controlli di isolamento c.c.
- Possibilità di disinserire manualmente la rete

con N numero dei moduli che costituiscono l'inverter in oggetto.

Il quadro generale in BT è costituito dai seguenti elementi di protezione, come mostrato in fig.2.28:

- 1) Interruttore magnetotermico con  $I_n = 3200$  A tripolare con potere di interruzione 65 kA
- 2) Interruttore magnetotermico con  $I_n = 125$  A tripolare con potere di interruzione 20 kA
- 3) Interruttore magnetotermico differenziale con  $I_n = 400$  A tripolare con potere di interruzione 40 kA e una  $I_d = 0.3$  A
- 4) Misuratore UTF dell'energia prodotta
- 5) Centralina termometrica digitale

I componenti 5) e 6) hanno il compito di controllare il funzionamento dell'impianto più che di protezione.

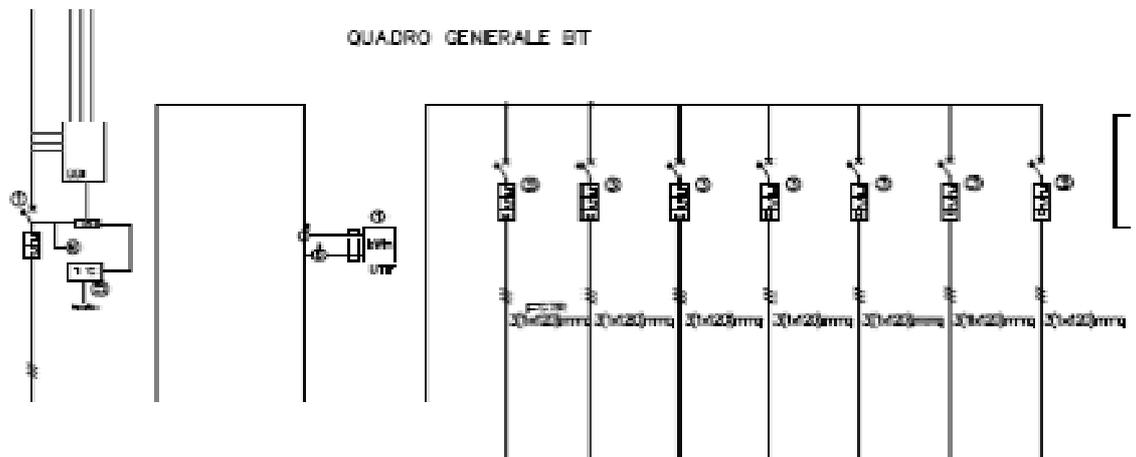


Fig.2.28- Quadro generale in BT

Procedendo si può notare la presenza del trasformatore MT/BT protetto grazie a uno scaricatore la BT collegato al centro stella.

Il quadro MT - cabina Inverter è costituito dagli elementi mostrati in fig.2.29:

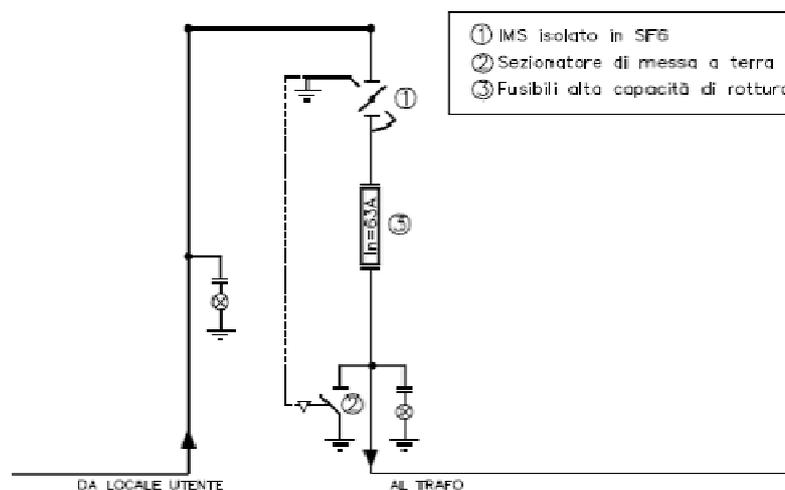


Fig.2.29- Quadro MT - cabina Inverter

Il quadro in MT – cabina di consegna è costituito dagli elementi mostrati in fig.2.29:

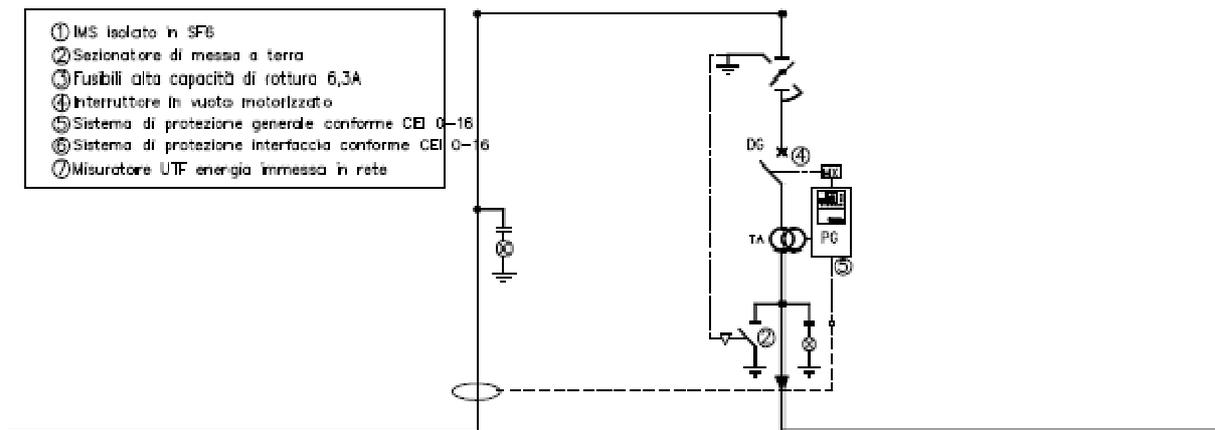


Fig.2.29- Quadro di consegna – cabina MT

Il quadro dei servizi ausiliari dell’impianto di Monastier di Treviso (TV) viene alimentato dall’impianto stesso tramite trasformatore BT/BT. Gli elementi che lo costituiscono sono mostrati in fig. 2.30-2.31:

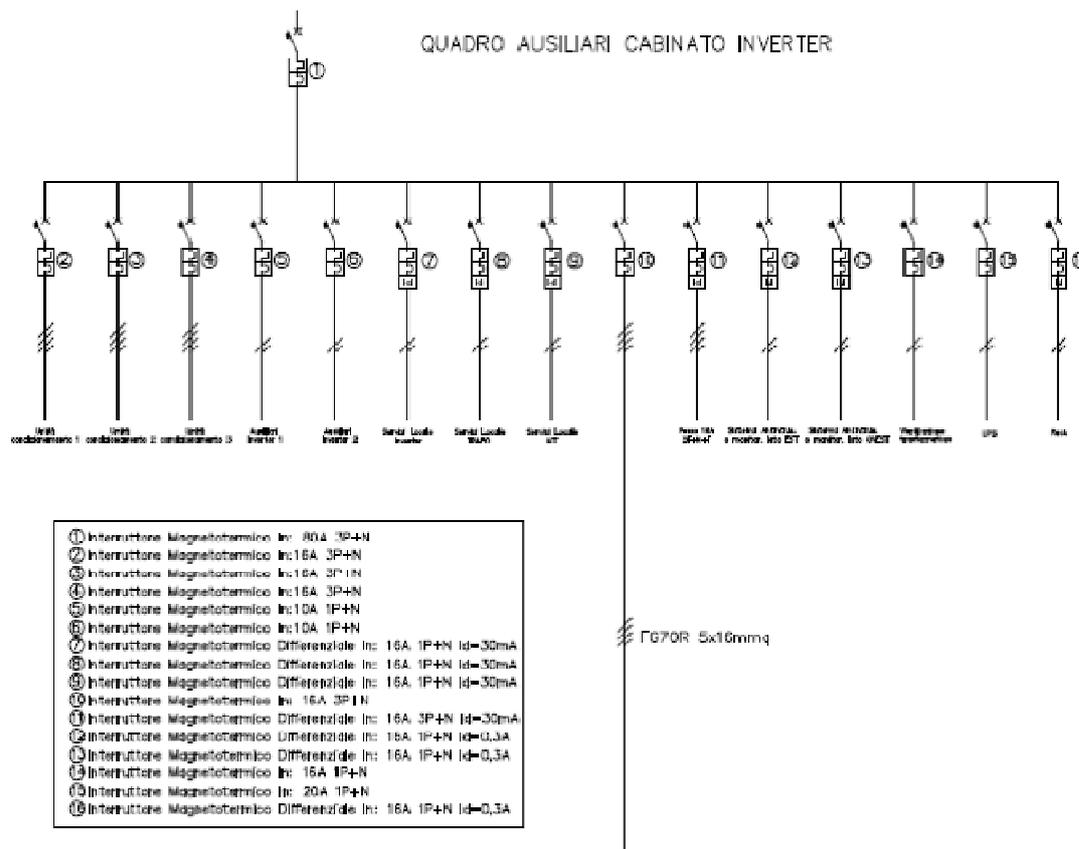
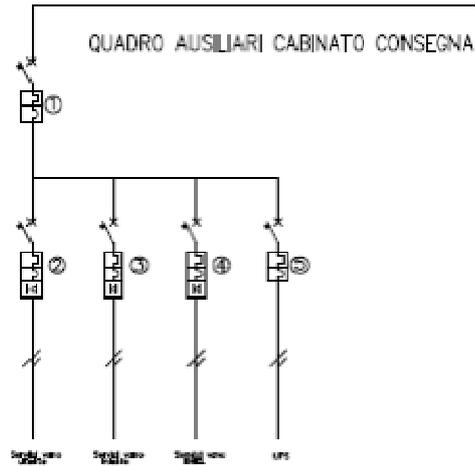


Fig.2.30- Quadro ausiliari cabinato inverter



- |   |  |
|---|--|
| ① | Interruttore Magnetotermico In: 16A 3P+N                       |
| ② | Interruttore Magnetotermico Differenziale In: 16A 1P+N Id=30mA |
| ③ | Interruttore Magnetotermico Differenziale In: 16A 1P+N Id=30mA |
| ④ | Interruttore Magnetotermico Differenziale In: 16A 1P+N Id=30mA |
| ⑤ | Interruttore Magnetotermico In: 10A 1P+N                       |

Fig.2.31- Quadro ausiliari cabinato consegna

L'impianto di Cona (VE) è sostanzialmente simile all'impianto visto in precedenza. Partendo dal generatore fotovoltaico troviamo il controllo di stringa costituito da fusibile e sezionatore mostrato in fig. 2.32:

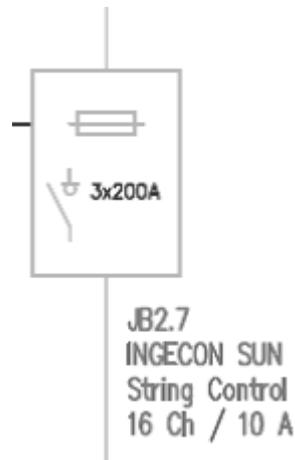


Fig.2.32-Controllo di stringa

La sezione dell'inverter è protetta grazie a tre sezionatori con protezione a fusibili lato c.c. e da tre interruttori automatici magneto - termici all'interno dell'inverter stesso, come mostrato in fig.2.33:

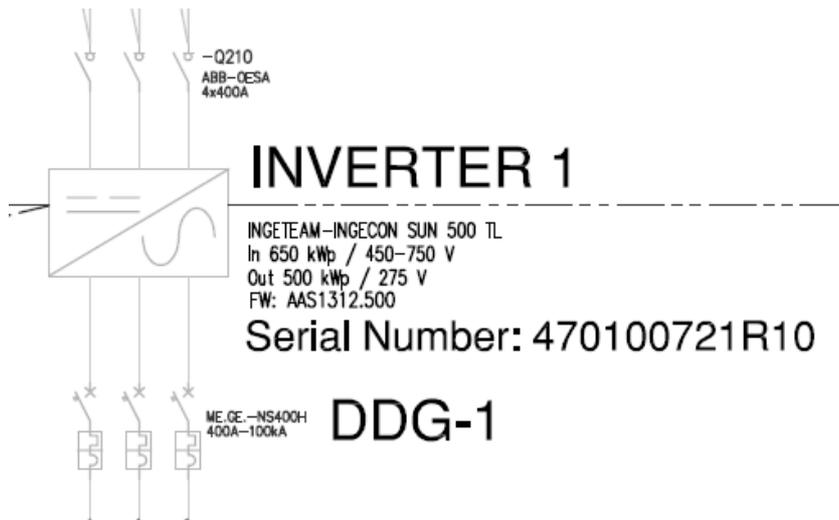


Fig.2.33- Protezioni inverter

Procedendo, in uscita dall'inverter è presente il dispositivo di interfaccia, il cui schema circuitale è mostrato in fig.2.34 affiancato da una foto che mostra come si presenta nell'impianto:



Fig.2.34- Dispositivo di interfaccia

Il quadro generale dei servizi è mostrato in fig.2.35, schema circuitale e relativa foto:

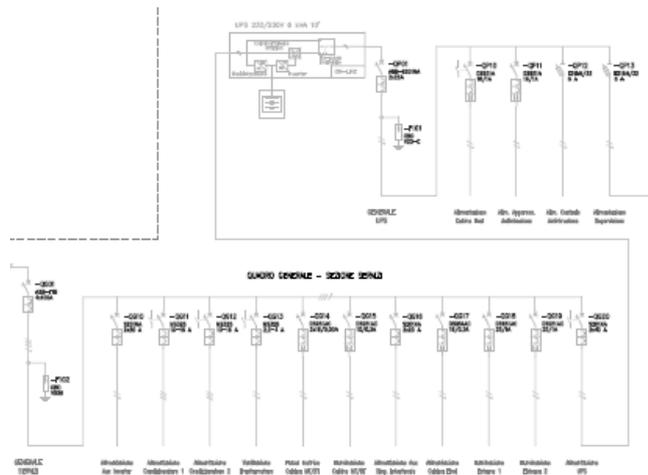


Fig.2.35- Quadro generale servizi

Infine la sezione di misura in cui sono presenti: il trasformatore di disaccoppiamento dalla rete e il Tv di misura a triangolo aperto, è mostrata in fig.2.36 con relativa foto.

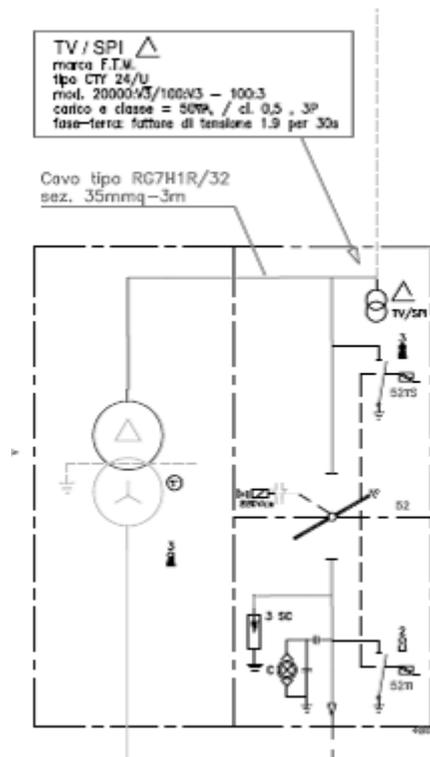


Fig.2.36- Sezione di misura

## 2.2.6 Contatore

Il contatore di energia è un componente fondamentale negli impianti fotovoltaici poiché i valori da esso misurati consentono di accedere all'incentivazione. Di norma in ogni impianto a terra di una certa portata vengono installati 2 contatori: uno per misurare l'energia immessa in rete e uno l'energia prodotta dall'impianto. Il primo ricopre un ruolo fondamentale ai fini della remunerazione economica.

Il contatore è un dispositivo elettronico trifase multifunzione connesso tramite trasformatori di misura oppure in inserzione diretta. Il contatore è in grado di misurare l'energia attiva e reattiva distintamente per ciascuna fase su quattro quadranti, come mostrato in fig.2.32:

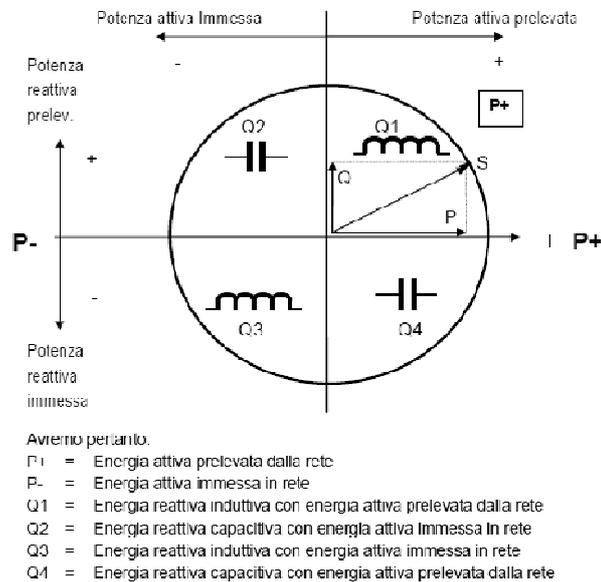


Fig.2.32- Diagramma 4 quadranti

In fig.2.32 è riportato il diagramma vettoriale, secondo la Normativa internazionale, che consente di identificare le energie che vengono misurate e visualizzate nel contatore secondo la convenzione dell'utilizzatore.

### Esempi di contatore di energia

A titolo di esempio si prendono in considerazione i contatori di energia installate negli impianti di Cona (VE) e Monastier di Treviso (TV).

Negli impianti considerati sono stati installati contatori ACTARIS modello ACE SL7000 , caratterizzati dai seguenti dati tecnici:

Tensione nominale	Da 3*57,7V/100V a 3*240V/425V
Corrente nominale(inserzione diretta)	Ib = 5A, Imax = 100 A
Corrente nominale (inserzione su TA)	Ib = 1A -5A , Imax = 2 A -10 A
Tipi di rete	Inserzione diretta; Inserzione su TA e TV
Precisione	Inserzione diretta: energia attiva classe 1 (IEC CEI EN 62053-21)
	Inserzione su TA e TV: energia attiva classe 1 (IEC CEI EN 62053-21)
	Energia reattiva : classe 2 (IEC 62053-23)
Frequenza	50 Hz/60 Hz
Limite temperatura	-40°+70°

Il contatore di energia installato negli impianti in esame si presenta come in fig.2.34:



Fig.2.34- Contatore di energia

Esistono molteplici parametri sensibili che possono differenziare il funzionamento di un contatore di energia, quali:

- Parametri relativi alle caratteristiche di rete: tipo di inserzione e frequenza nominale
- Parametri relativi al calcolo delle energie: unità di misura e fattore di scala
- Parametri relativi alla compensazione delle perdite del trasformatore: guadagno del trasformatore in tensione e corrente per le tre fasi, angolo di sfasamento per le tre fasi.
- Parametri relativi alle soglie di qualità della tensione.

Nel contatore preso in esame l'unità di misura per le energie attive (entranti ed uscenti) è prefissata a Wh e il moltiplicatore a 3 (kWh) o 6 (MWh). E' ,inoltre, caratterizzato da una correzione di guadagno unitario e sfasamento nullo. Un particolare trattamento è riservato ai rapporti di trasformazione (TA e TV) in quanto condizionano in quanto condizionano i totali registrati, ma devono poter essere programmati in impianto.

I valori misurati e visualizzati nel display del contatore sono mostrati in fig.2.33 correlati da relativa descrizione abbreviata:

Grandezza o parametro	Descrizione
Energia attiva totale importata <sup>1</sup> fase 1	IMP PH1
Energia attiva totale importata fase 2	IMP PH1
Energia attiva totale importata fase 3	IMP PH1
Energia attiva totale importata aggregata	IMP AGG
Energia attiva totale esportata <sup>2</sup> fase 1	IMP PH1
Energia attiva totale esportata fase 2	IMP PH1
Energia attiva totale esportata fase 3	IMP PH1
Energia attiva totale esportata aggregata	IMP AGG
Conformità alla Direttiva 22/2004/CE	"MIU" oppure "not MIU" <sup>3</sup>
Tipo del contatore	Meter
Revisione firmware metrologico	Int rev
Revisione firmware elaborazione	Ext rev
Checksum interno	Int chs <sup>4</sup>
Checksum esterno	Ext chs
Tipo di connessione	Connect
Classe di precisione per l'energia attiva	Class xx <sup>3</sup>
Corrente di riferimento	Iref
Corrente massima	I <sub>max</sub>
Tipo di cablaggio	USE oppure VDE <sup>3</sup>
Porta di comunicazione	port
Campo di tensione nominale	Voltage
Numero di ingressi/uscite	(differenziato per tipologia)
Frequenza nominale	Fre

Numeratore rapporto TA	CTn1
Denominatore rapporto TA	CTd1
Numeratore rapporto TV	VTn1
Denominatore rapporto TV	VTd1
Data della programmazione 1	DATE 1
Ora della programmazione 1	TIME 1
.....	
Numeratore rapporto TA	CTn10 <sup>5</sup>
Denominatore rapporto TA	CTd10
Numeratore rapporto TV	VTn10
Denominatore rapporto TV	VTd10
Data della programmazione 10	DATE 10
Ora della programmazione 10	TIME 10

Fig.2.33-Valori visualizzati dal contatore

### Schemi di inserzione

Gli schemi di inserzione possibili per questa tipologia di contatore sono fondamentalmente tre:

- 1) 3 TV + 2 TA

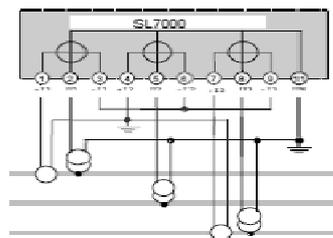


Fig.2.34- Inserzione 3TV+2TA

I circuiti di tensione sono collegati normalmente. Il ritorno al neutro dei due circuiti di corrente disponibili attraverso in modo inverso il circuito di corrente non collegato alla

fase. Lo schema è corretto in assenza di corrente omopolare ( $I_1+I_2+I_3=0$ ) sulla rete trifase. I rapporti TV e TA da inserire eventualmente nella configurazione sono i rapporti reali dei trasformatori.

2) 2 TA + 2 TV

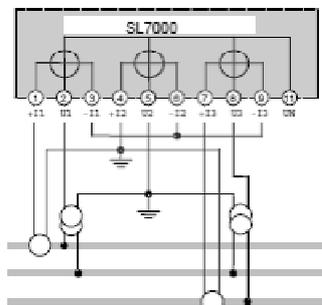


Fig.2.35-Inserzione 2TA+2TV

Il ritorno dei due circuiti di corrente disponibili attraverso inversamente il terzo non collegato alla fase. Lo schema è corretto in assenza di corrente omopolare ( $I_1+I_2+I_3=0$ ) sulla rete trifase. Il morsetto Un resta non collegato. I rapporti TV e TA da inserire eventualmente nella configurazione sono i rapporti reali dei trasformatori.

3) 3 TA + 2 TV

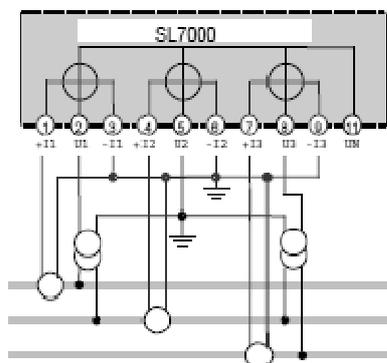


Fig.2.36-Inserzione 3TA+2TV

I circuiti di corrente sono collegati normalmente. Il morsetto Un resta scollegato. I rapporti TV e TA da inserire eventualmente nella configurazione sono i rapporti reali dei trasformatori.

### 2.3 Allacciamento alla rete dell'impianto fotovoltaico

Un impianto fotovoltaico può essere connesso in parallelo alla rete di distribuzione pubblica se vengono rispettate le seguenti condizioni:

- il parallelo non deve causare perturbazioni alla continuità e qualità del servizio della rete pubblica per preservare il livello del servizio per gli altri utenti connessi;
- l'impianto di produzione non deve connettersi o la connessione in regime di parallelo deve interrompersi

immediatamente ed automaticamente in assenza di alimentazione della rete di distribuzione o qualora i

valori di tensione e frequenza della rete stessa non siano entro i valori consentiti;

- l'impianto di produzione non deve connettersi o la connessione in regime di parallelo deve interrompersi

immediatamente ed automaticamente se il valore di squilibrio della potenza generata da impianti trifase

realizzati con generatori monofase non sia compreso entro il valore massimo consentito per gli allacciamenti monofase.

Ciò al fine di evitare che:

- in caso di mancanza di tensione in rete, l'utente attivo connesso possa alimentare la rete stessa;

- in caso di guasto sulla linea MT, la rete stessa possa essere alimentata dall'impianto fotovoltaico ad essa

connesso;

- in caso di richiusura automatica o manuale di interruttori della rete di distribuzione, il generatore fotovoltaico possa trovarsi in discordanza di fase con la tensione di rete, con possibile danneggiamento del generatore stesso.

L'impianto fotovoltaico può essere connesso alla rete BT, MT o AT in relazione al valore della potenza di picco generata:

- connessione alla rete BT per impianti fino a 700 kW;
- scelta se connessione in BT o MT per impianti tra 700kW e 100 kW;
- connessione alla rete MT per impianti fino a 6 MW.

In particolare, la connessione dell'impianto fotovoltaico alla rete BT:

- può essere in monofase per potenze fino a 6 kW;

- deve essere in trifase per potenze superiori a 6 kW e se gli inverter sono monofase, la differenza massima

tra le fasi non deve superare i 6 kW.

Le norme che regolano la connessione alla rete sono CEI 0-21 per il parallelo in BT e la CEI 0-16 per il parallelo in MT.

Lo schema di principio della configurazione del sistema di produzione in parallelo alla rete pubblica è indicato in figura 2.37.

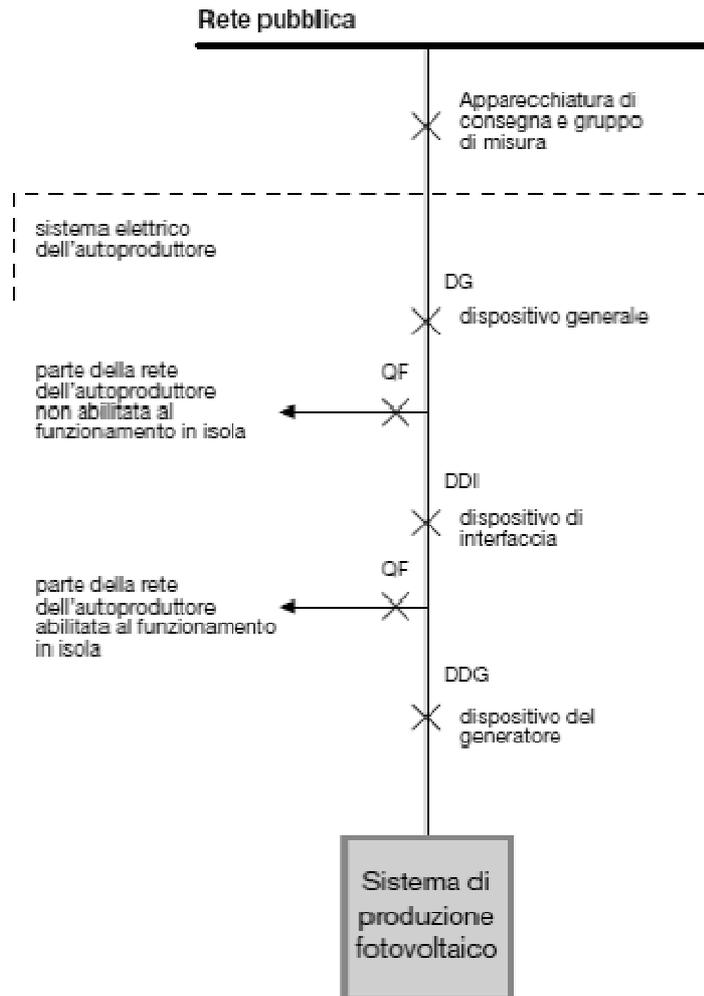


Fig.2.37-Schema allacciamento in parallelo alla rete pubblica

In relazione al particolare schema dell'impianto fotovoltaico, è ammesso che più funzioni siano assolte dallo stesso dispositivo, purché fra la generazione e la rete siano presenti due interruttori o un interruttore e un contattore in serie.

Nella scelta del potere d'interruzione dei dispositivi QF occorre tenere in considerazione che alla corrente di corto circuito nel punto d'installazione può contribuire, oltre alla rete ed ai grossi motori in servizio, anche l'impianto di produzione.

### **Parallelo con la rete BT**

Dall'analisi della figura 2.37 si osservano i tre dispositivi di\_mano\_vra interposti tra l'impianto di produzione dell'utente e la rete pubblica:

- *dispositivo generale*, separa l'impianto dell'utente dalla rete pubblica; interviene per guasto nell'impianto fotovoltaico oppure, nel caso di impianti con scambio sul posto, per guasto del sistema fotovoltaico o dell'impianto utilizzatore; è costituito da un interruttore idoneo al sezionamento con sganciatori di massima corrente che interrompe tutte le fasi e il neutro;

- *dispositivo d'interfaccia*, separa l'impianto di produzione dalla rete dell'utente non abilitata al funzionamento in isola e quindi dalla rete pubblica; interviene a causa di perturbazione sulla rete del distributore ed è costituito da un interruttore automatico con sganciatore di apertura a mancanza di tensione o da un contattore con bobina di apertura a mancanza di tensione, combinato con fusibili o interruttore automatico; il dispositivo d'interfaccia interviene su tutte le fasi interessate e sul neutro, di categoria AC-7a se monofase o AC-1 se trifase;

- *dispositivo di generatore*, separa il singolo generatore fotovoltaico dal resto dell'impianto utente; interviene per guasto interno a tale generatore e può essere costituito da un interruttore automatico o da un contattore combinato con fusibili o interruttore automatico che interviene su tutte le fasi interessate e sul neutro.

Il sistema di protezione d'interfaccia, che agisce sul dispositivo d'interfaccia, è costituito dalle funzioni indicate nella fig.2.38:

Protezione	Esecuzione	Valore di taratura	Tempo d'intervento
Massima tensione (59)	Unipolare/ tripolare <sup>(1)</sup>	$\leq 1.2 U_n$	$\leq 0.1 \text{ s}$
Minima tensione (27)	Unipolare/ tripolare <sup>(1)</sup>	$\geq 0.8 U_n$	$\leq 0.2 \text{ s}$
Massima frequenza (81>)	Unipolare	50.3 o 51 Hz <sup>(2)</sup>	Senza ritardo intenzionale
Minima frequenza (81<)	Unipolare	49 o 49.7 Hz <sup>(2)</sup>	Senza ritardo intenzionale
Derivata di frequenza ( $\Delta 81$ ) <sup>(3)</sup>	Unipolare	0.5 Hz/s	Senza ritardo intenzionale

Fig.2.38-Funzioni del dispositivo d'interfaccia

Per potenze fino a 6kW in monofase ed a 20kW in trifase il dispositivo d'interfaccia può anche essere interno al sistema di conversione o costituito da un interruttore di manovra con bobina a mancanza di tensione combinato con fusibile o interruttore automatico. Per impianti fino a 20kW la funzione d'interfaccia può essere svolta da più dispositivi distinti fino a 3.

Negli impianti fotovoltaici, con potenza non superiore a 20kW e con al massimo tre inverter, a cui non sono

connessi carichi che possono funzionare in isola, il dispositivo di generatore può anche assolvere alla funzione di dispositivo d'interfaccia (fig 2.39), mentre negli impianti fotovoltaici di sola generazione, a cui cioè non vi è associato alcun impianto utilizzatore, il dispositivo d'interfaccia può coincidere con il dispositivo generale (fig 2.40).

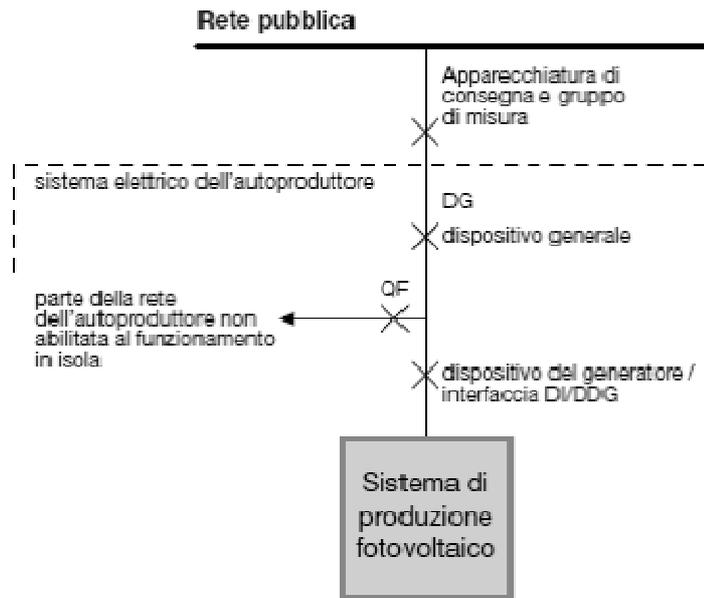


Fig. 2.29

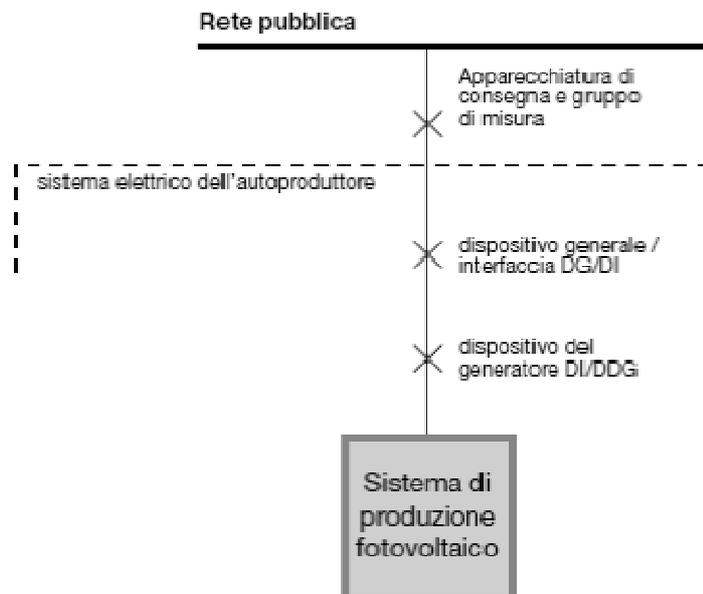


Fig.2.40

Tra l'impianto fotovoltaico e la rete pubblica deve essere garantita la separazione metallica al fine di non immettere in rete correnti continue.

Per impianti con potenza complessiva di generazione non superiore a 20kW, tale separazione può essere sostituita da una protezione (in genere interna al sistema elettronico di controllo e regolazione dell'inverter) che faccia aprire il dispositivo d'interfaccia (o di generatore) per valori di componente continua complessiva superiore allo 0.5% del valore efficace della componente fondamentale della corrente massima complessiva in uscita dai convertitori.

Per impianti con potenza complessiva di generazione superiore a 20kW e con inverter non dotati di separazione metallica tra parte in corrente continua ed alternata, è necessaria l'inserzione di un trasformatore BT/bt a frequenza industriale.

In figura 2.41 è rappresentato uno schema unifilare tipico di un impianto fotovoltaico connesso con la rete BT in presenza di un impianto utilizzatore.

Gli impianti fotovoltaici possono erogare energia attiva con un fattore di potenza:

- non inferiore a 0.8 in ritardo (assorbimento di potenza reattiva), quando la potenza attiva erogata è compresa tra il 20% ed il 100% della potenza complessiva installata;
- unitario;
- in anticipo, quando erogano una potenza reattiva complessiva non superiore al minor valore tra 1kvar e  $(0.05+P/20)$ kvar (dove P è la potenza complessiva installata in kW).

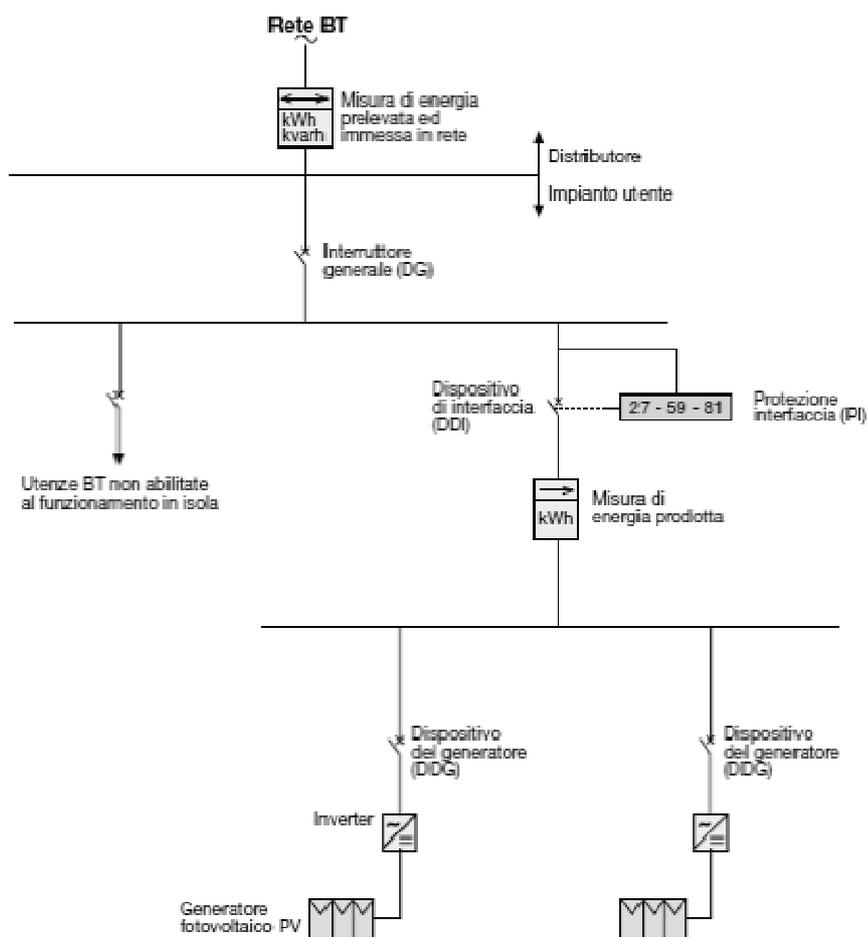


Fig.2.41 –Schema unifilare di un impianto fotovoltaico connesso alla rete BT

### Parallelo con la rete MT

Il *dispositivo generale* è costituito da:

- un interruttore tripolare in esecuzione estraibile con sganciatore di apertura;
- oppure un interruttore tripolare con sganciatore di apertura e sezionatore tripolare da installare a monte dell'interruttore.

Per il comando di apertura del dispositivo generale per azione della protezione generale deve essere impiegata una bobina a mancanza di tensione, poiché, qualora per qualsiasi motivo venga a mancare la tensione di alimentazione della protezione generale, si verifica l'apertura del dispositivo generale anche in assenza di comando proveniente dalla protezione generale.

La protezione generale comprende:

- un relè di massima corrente di fase a tre soglie d'intervento, una a tempo dipendente inverso  $I_{>}$  soglia sovraccarico (51), due a tempo indipendente  $I_{>>}$  soglia con ritardo intenzionale (51) e  $I_{>>>}$  soglia istantanea (50);
- un relè di massima corrente omopolare di terra (51N) a due soglie d'intervento a tempo indipendente  $I_{o>}$  e  $I_{o>>}$ , una per i guasti monofase a terra ed una per i guasti doppi monofase a terra, oppure un relè di protezione direzionale di terra a due soglie 67N, una per la selezione dei guasti interni in caso di reti funzionanti a neutro compensato ed una in caso di neutro isolato, in aggiunta al relè di massima corrente omopolare ad una soglia per i guasti doppi monofase a terra.

Il *dispositivo d'interfaccia* può essere posto sia lato media tensione che bassa tensione. Qualora tale dispositivo sia installato sulla media tensione, esso può essere costituito da:

- un interruttore tripolare in esecuzione estraibile con sganciatore di apertura a mancanza di tensione;
- oppure un interruttore tripolare con sganciatore di apertura a mancanza di tensione e un sezionatore installato a monte o a valle dell'interruttore.

Per impianti con più generatori fotovoltaici, il dispositivo d'interfaccia deve essere di norma unico e tale da escludere contemporaneamente tutti i generatori, ma sono ammessi più dispositivi d'interfaccia, purché il comando di scatto di ciascuna protezione agisca su tutti i dispositivi, in modo che una condizione anomala rilevata da una sola protezione disconnetta tutti i generatori dalla rete.

Qualora vengano impiegati inverter monofase di potenza fino a 10kW, il sistema di protezione d'interfaccia può essere integrato nel convertitore stesso per potenze di produzione complessive non superiori a 30kW.

Inoltre, poiché gli inverter utilizzati negli impianti fotovoltaici funzionano come generatori di corrente e non come generatori di tensione, non è necessario integrare nella protezione d'interfaccia le protezioni di massima tensione omopolare (59N) e di rinalzo per mancata apertura del dispositivo di interfaccia.

Il sistema di protezione d'interfaccia è costituito dalle funzioni indicate nella fig.2.42:

Protezione	Valore di taratura	Tempo estinzione guasto	Ritardo intenzionale
Massima tensione (59)	$\leq 1.2 U_n$	$\leq 170$ ms	100 ms
Minima tensione (27)	$\geq 0.7 U_n$	$\leq 370$ ms	300 ms
Massima frequenza (81>)	50.3 Hz	$\leq 170$ ms	100 ms
Minima frequenza (81<)	49.7 Hz	$\leq 170$ ms	100 ms

Fig.2.42-Funzioni del dispositivo di interfaccia

Per il *dispositivo di generatore* vale quanto indicato per il parallelo con la BT.

Nelle figure 2.43 e 2.44 sono rappresentati due tipici schemi per la connessione alla rete MT di un impianto fotovoltaico. In particolare lo schema di figura 2.43 rappresenta un impianto con più inverter monofase, nel quale il dispositivo d'interfaccia è posto sulla BT. Tale configurazione è tipica negli impianti di potenza fino al centinaio di kW. Negli impianti più grandi si utilizzano invece inverter trifase con uno o più trasformatori bt/ MT ed il dispositivo d'interfaccia è in genere sulla MT (figura 2.44).

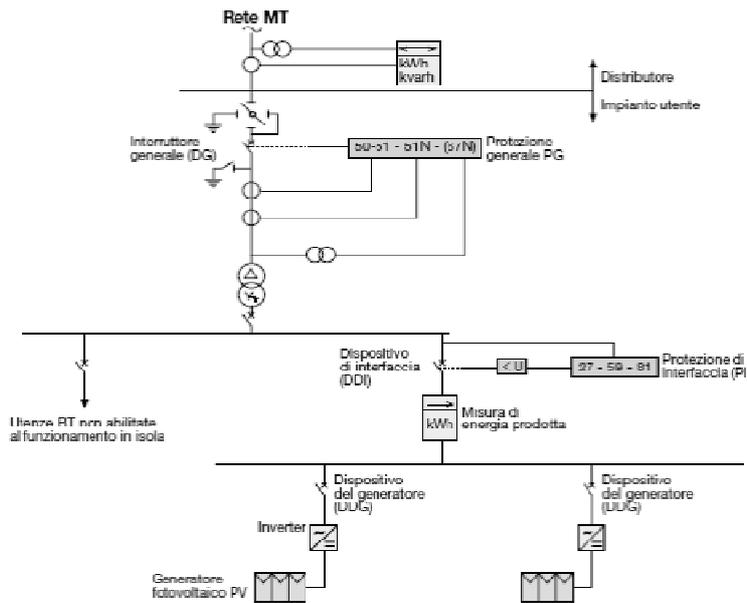


Fig 2.43-Dispositivo generale per impianti con più inverter monofase

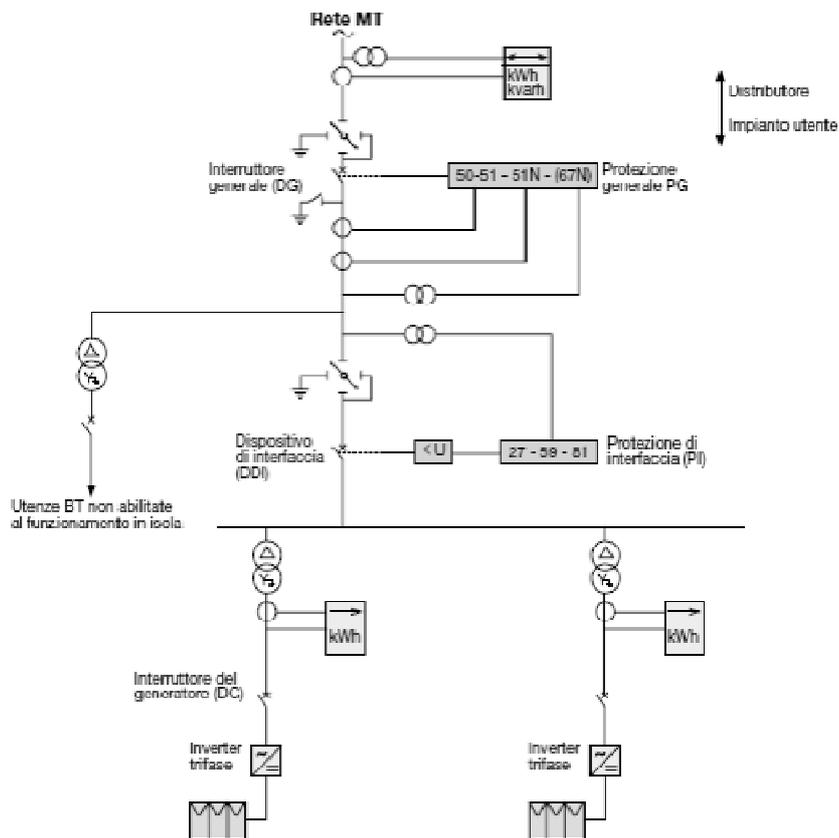


Fig.2.44- Dispositivo generale per impianti con inverter trifase

### Esempi di connessione alla rete

Prendendo in considerazione gli impianti di Cona (VE) e Monastier di Treviso (TV), si può verificare che entrambi sono connessi in parallelo alla rete pubblica e ambedue sono costituiti dai dispositivi descritti in precedenza.

Sussiste una differenza sostanziale nel mondo in cui viene fornita l'alimentazione ai servizi ausiliari. Nell'impianto di Cona (VE) l'alimentazione dei seguenti servizi ausiliari è fornita dalla rete pubblica:

- Alimentazione ausiliaria dell'inverter
- Alimentazione condizionatore d'aria 1 e 2
- Ventilazione del trasformatore
- Forza motrice cabina MT/BT
- Illuminazione cabina MT/BT
- Alimentazione ausiliaria del dispositivo di interfaccia
- Alimentazione della cabina Enel
- Illuminazione esterna
- Alimentazione gruppo di continuità (UPS)

Nell'impianto di Monastier di Treviso (TV) l'alimentazione dei seguenti servizi ausiliari è fornita direttamente dall'impianto stesso:

- Alimentazione delle unità di condizionamento
- Alimentazione ausiliare inverter
- Servizi del locale inverter
- Servizi del locale MT
- Presa 16 A
- Sistema di antintrusione e monitoraggio est e ovest
- Ventilazione del trasformatore
- Alimentazione del gruppo di continuità (UPS)
- Rack
- Servizi vano utente
- Servizi vano misure
- Servizi vano Enel



## Capitolo 3 : Monitoraggio e manutenzione

Al fine di garantire le prestazioni definite in sede di progetto di un impianto fotovoltaico installato, è necessario effettuare sistematicamente operazioni di monitoraggio e manutenzione. Questi due concetti sono l'uno la conseguenza dell'altro, poiché dal monitoraggio può affiorare la necessità di effettuare manutenzioni e dopo la manutenzione è utile effettuare un monitoraggio per verificare che non ci siano state manomissioni accidentali.

Il monitoraggio può essere effettuato recandosi fisicamente in loco, oppure valutando il funzionamento dell'impianto da remoto tramite software appositamente progettati.

### 3.1 Monitoraggio in loco

#### 3.1.1 Esame a vista

Secondo la Norma CEI 82-25 l'esame a vista deve accertare che i componenti dell'impianto fotovoltaico siano conformi alle prescrizioni delle relative norme, scelti e messi in opera correttamente e non danneggiati visibilmente. Inoltre l'esame a vista è teso a identificare, senza l'uso di attrezzi o di mezzi di accesso eventuali difetti dei componenti elettrici che sono evidenti allo sguardo quali ad esempio: mancanza di ancoraggi, connessioni interrotte, involucri rotti, dati di targa assenti, ecc...

Per realizzare questa tipologia di esame è necessario recarsi fisicamente nell'impianto e controllare visivamente ogni pannello. Se il modulo non presenta nessun segno particolare si procede oltre, altrimenti se si nota, per esempio, come in fig.3.1, una bruciatura locale che interessa una o più celle, è opportuno fermarsi e valutare attentamente la situazione. Se necessario si procede a verifiche più approfondite con l'utilizzo di apposita strumentazione.



Fig.3.1- Pannello con Hot - Spot

L'esame a vista può essere effettuato in ogni parte dell'impianto stesso compresi il locale inverter e la cabina. All'interno dei locali si verifica che tutte le apparecchiature siano accese e funzionanti, nonché la presenza di eventuali roditori attratti dal clima tiepido che causano danni ai collegamenti elettrici rosicchiando i cavi fino al totale consumo dell'isolamento. In fig.3.2 si può notare la presenza di un nido di roditore ed escrementi all'interno della cabina:



Fig.3.2- Presenza roditori in cabina

### 3.1.2 Prove a vuoto e a carico sugli impianti

Dopo una prima valutazione visiva dell'impianto può essere necessario effettuare dei rilievi in loco per verificare eventuali problematiche riscontrate. Per prove sugli impianti si intende l'effettuazione di misure o di altre operazioni mediante le quali si accerta la corrispondenza dell'impianto alle Norme CEI e alla documentazione di progetto. Secondo la Norma CEI 82-25 le prove in oggetto consistono nel controllare i seguenti punti:

- la continuità elettrica e le connessioni tra i moduli; questa prova consiste nell'accertare la continuità elettrica tra i vari punti dei circuiti di stringhe e fra l'eventuale parallelo delle stringhe e l'ingresso del gruppo di condizionamento e controllo della potenza;
- la messa a terra di masse e scaricatori che consiste nell'accertare la continuità elettrica dell'impianto di terra, a partire dal dispersore fino alle masse estranee collegate;
- l'isolamento dei circuiti elettrici dalle masse; lo scopo è quello di accertare che la resistenza di isolamento dell'impianto sia adeguata ai valori prescritti dalla Norma CEI 64-8/6; la misura deve essere eseguita tra ogni conduttore attivo, oppure ciascun gruppo completo di conduttori attivi, e l'impianto di terra; le misure devono essere eseguite in c.c. mediante strumenti di prova in grado di fornire le tensioni previste con carico di 1 mA;
- il 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 del distributore, ecc); questa prova consiste nel verificare che i dispositivi siano stati installati e regolati in modo appropriato. Per la prova di accensione e spegnimento automatico dell'impianto è consigliabile intervenire su sezionatori di stringa; una verifica che accerti le funzioni di protezione di interfaccia deve almeno provare il loro intervento in caso di mancanza della rete del distributore;
- il soddisfacimento delle due seguenti condizioni, in presenza di irraggiamento sul piano dei moduli superiore a  $600 \text{ W/m}^2$ :

$$P_{cc} < 0.85 * P_{nom} * G_p / G_{stc} \quad (3.1)$$

$$P_{ca} < 0.9 * P_{cc} \quad (3.2)$$

Dove:

Pcc [in kW] è la potenza misurata all'uscita del generatore fotovoltaico, con incertezza non superiore al 2%

Pca [in kW] è la potenza attiva misurata all'uscita del gruppo di conversione della corrente continua in corrente alternata con incertezza non superiore al 2%

Pnom [in kWp] è la potenza fornita dal generatore fotovoltaico, determinata come somma delle singole potenze dei moduli desunte dal foglio - dati rilasciato dal costruttore

Gp [in W/m<sup>2</sup>] è l'irraggiamento misurato sul piano dei moduli con incertezza di misura del sensore solare non superiore al 3% e con incertezza di misura della tensione in uscita dal sensore solare non superiore al 1%

Gstc [in W/m<sup>2</sup>] è l'irraggiamento in condizioni di prova standard, pari a 1000 W/m<sup>2</sup>

La relazione (3.1) ammette, quindi, per le perdite del generatore fotovoltaico, un valore complessivo pari al 15% della potenza nominale dell'impianto stesso; detto limite tiene conto delle perdite ohmiche, dei difetti di accoppiamento, della temperatura (fino al valore massimo di 40 °C), della non linearità dell'efficienza dei moduli in funzione dell'irraggiamento, degli ombreggiamenti (entro il 2% massimo) e della risposta angolare.

La misura della potenza Pcc e della potenza Pca deve essere effettuata in condizioni di irraggiamento sul piano dei moduli (Gp) superiore a 600 W/m<sup>2</sup>. Qualora nel corso di detta misura venga rilevata una temperatura di lavoro dei moduli, misurata sulla faccia posteriore dei medesimi, superiore a 40 °C, è ammessa la correzione in temperatura della potenza stessa. In questo caso, anziché verificare la condizione (3.1) potrà essere verificata la seguente condizione:

$$Pcc < (1 - P_{tpv} - 0.08) * P_{nom} * G_p / G_{stc} \quad (3.3)$$

Dove:

Ptpv indica le perdite causate dalla riduzione delle prestazioni del generatore fotovoltaico, quando la temperatura di lavoro delle celle fotovoltaiche è superiore a 25 °C, mentre tutte le altre perdite del generatore stesso (ottiche, resistive, caduta sui diodi, difetti di accoppiamento) sono state tipicamente assunte pari all'8%.

Le perdite Ptpv possono essere determinate in modo approssimativo come:

$$P_{tpv} = (T_{cel} - 25) * \gamma \quad (3.4)$$

Oppure:

$$P_{tpv} = [T_{amb} - 25 + (NOCT - 20) * G_p / 0.8] * \gamma \quad (3.5)$$

Dove:

Tcel è la temperatura delle celle di un modulo fotovoltaico; può essere misurata mediante un sensore termo resistivo (PT100) attaccato sul retro del modulo in corrispondenza di una cella o mediante la misura della tensione a vuoto secondo la Norma CEI EN 60904-5

$\gamma$  è il coefficiente di temperatura delle celle fotovoltaiche; questo parametro indica la diminuzione della potenza generata all'aumentare della temperatura ed è fornito dal costruttore; per moduli in silicio cristallino è tipicamente pari a 0.4-0.5%/°C

Tamb è la temperatura ambiente

NOCT è la temperatura nominale di lavoro della cella; questo parametro è fornito dal costruttore ed è tipicamente pari a 40-50°C, ma può arrivare a 60°C per moduli in vetrocamera

Gp è l'irraggiamento solare, misurato sul piano dei moduli, espresso in kW/m<sup>2</sup>

Per assicurare l'accuratezza e ripetibilità della prova, la misura di Pcc, Pca, Gp e Tamb deve essere effettuata simultaneamente in uno dei seguenti modi:

- Mediante l'utilizzo di strumenti in grado di effettuare le suddette misure simultaneamente;
- Mediante l'utilizzo di più strumenti di misura indipendenti, ma con valori di irraggiamento solare, temperatura ambiente, velocità del vento e potenza erogata praticamente costanti durante la misurazione;
- Mediante l'utilizzo di più strumenti di misura indipendenti, ma con l'ausilio di più operatori che effettuano le misurazioni in contemporanea.

Nell'impianto di Cona (VE) sono state effettuate diverse verifiche in loco a vuoto per rilevare eventuali errori di cablaggio o la presenza di diodi di bypass compromessi. Le condizioni di prova standard a cui si è fatto riferimento sono le seguenti:

G <sub>STC</sub>	1000	W/m <sup>2</sup>
T <sub>STC</sub>	25	°C
V <sub>OC,STC</sub>	37,6	V
N <sub>s</sub>	60	num.
β	-2,05E-03	V/°C/cella
A	3,75E-02	V/cella
NOCT	45±2	°C
dTj/dG medio	0,03125	

I risultati ottenuti sono mostrati in fig.3.2 , facendo riferimento ad una delle cassette di stringa a cui afferiscono 16 stringhe per un totale di 20 pannelli.

stringa n	V <sub>OCM</sub> [V]	T <sub>A</sub> [°C]	Gp [W/m <sup>2</sup> ]	V <sub>OC stc</sub> [V]	VOC [V] stringa	Differenza % calcolo/misura
1	746	3,8	703	36,713	734,252	1,6
2	746	3,8	707	36,710	734,200	1,6
3	747	3,8	713	36,706	734,119	1,8
4	745	3,8	725	36,697	733,948	1,5
5	747	3,8	728	36,695	733,903	1,8
6	745	3,8	729	36,694	733,888	1,5
7	745	3,8	730	36,694	733,873	1,5
8	745	3,8	731	36,693	733,858	1,5
9	745	3,8	731	36,693	733,858	1,5
10	743	3,8	731	36,693	733,858	1,2
11	745	3,8	732	36,692	733,843	1,5
12	743	3,8	731	36,693	733,858	1,2
13	743	3,8	726	36,697	733,933	1,2
14	742	3,8	723	36,699	733,977	1,1
15	746	3,8	700	36,714	734,290	1,6
16	747	3,8	708	36,709	734,187	1,7

I valori contenuti nelle colonne azzurre sono stati misurati; mentre quelli nella colonna verde calcolati. Per ogni stringa è stato misurato il valore della tensione a vuoto di stringa  $V_{ocm}$  e poi confrontato con la tensione a vuoto  $V_{OC}$  stringa ottenuta dal prodotto della tensione a vuoto in condizioni standard  $V_{oc\ stc}$  per il numero di pannelli che compongono la stringa. Come si può vedere dall'ultima colonna, la differenza in % tra il valore atteso e quello misurato è sempre molto contenuto. Questo vuol dire che non sono stati rilevati errori di cablaggio o rottura dei diodi di bypass. Durante il rilievo è stata misurata, inoltre, la temperatura ambiente  $T_A$  e l'irraggiamento sul piano dei pannelli  $G_p$ , il quale deve essere sempre maggiore di  $600\text{ W/m}^2$ .

Nel grafico 3.3 è riportato l'andamento della tensione per ogni stringa afferente alla cassetta:

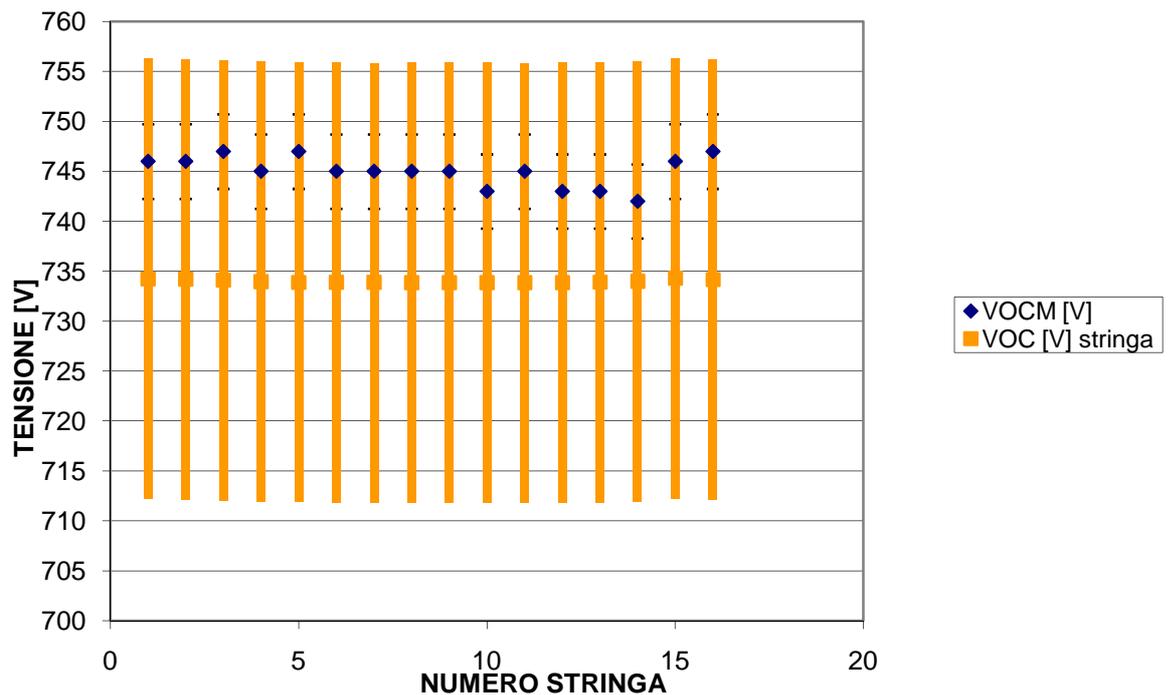


Fig. 3.3- Tensione per ogni stringa

Questa tipologia di verifica è stata effettuata per ogni cassetta di stringa dell'impianto, senza riscontrare anomalie nei valori misurati.

Nell'impianto di Monastier di Treviso (TV) sono state effettuate due serie di misurazioni: a vuoto e a carico. Per le verifiche a vuoto si è fatto riferimento alle seguenti condizioni di prova standard (STC):

G <sub>STC</sub>	1000	W/m <sup>2</sup>
T <sub>STC</sub>	25	°C
V <sub>OC,STC</sub>	37,29	V
N <sub>s</sub>	60	num.
β	-3,10E-03	V/°C/cella
A	3,75E-02	V/cella
NOCT	47	°C
dT <sub>j</sub> /dG medio	0,03375	

I risultati ottenuti sono mostrati in fig.3.4. facendo riferimento ad una delle cassette di stringa presenti nell'impianto, a cui afferiscono 16 stringhe per un totale di 20 moduli.

stringa n	V <sub>OCM</sub> [V]	T <sub>A</sub> [°C]	G <sub>p</sub> [W/m <sup>2</sup> ]	T <sub>p</sub> [°C]	V <sub>OC</sub> [V]	VOC [V] stringa	Diff. % cal/mis	Voc,p [V] rif (T <sub>p</sub> )	VOC,p [V] stringa	Diff.% cal/mis	Diff. V <sub>OCM</sub> - V <sub>OCM med</sub>
1	620	30,7	719	56,4	30,974	619,48	0,1	31,45	628,99	-1,4	-32
2	681	30,7	722	56,4	30,965	619,29	10,0	31,45	628,99	8,3	29
3	654	30,7	725	56,4	30,955	619,10	5,6	31,45	628,99	4,0	2
4	656	30,7	767	56,4	30,818	616,36	6,4	31,45	628,99	4,3	4
5	656	30,7	768	56,4	30,815	616,30	6,4	31,45	628,99	4,3	4
6	658	30,7	775	57,1	30,791	615,82	6,8	31,32	626,39	5,0	6
7	651	30,7	781	57,1	30,771	615,42	5,8	31,32	626,39	3,9	-1
8	647	30,7	779	57,1	30,778	615,55	5,1	31,32	626,39	3,3	-5
9	654	30,7	781	57,1	30,771	615,42	6,3	31,32	626,39	4,4	2
10	656	30,7	778	57,5	30,781	615,62	6,6	31,25	624,90	5,0	4
11	651	30,7	776	57,6	30,788	615,76	5,7	31,23	624,53	4,2	-1
12	651	30,7	777	57,6	30,784	615,69	5,7	31,23	624,53	4,2	-1
13	649	30,7	775	57,6	30,791	615,82	5,4	31,23	624,53	3,9	-3
14	649	30,7	772	57,6	30,801	616,03	5,4	31,23	624,53	3,9	-3
15	649	30,7	771	57,6	30,805	616,09	5,3	31,23	624,53	3,9	-3
16	654	30,7	773	57,6	30,798	615,96	6,2	31,23	624,53	4,7	2

Fig.3.4

I valori contenuti nelle colonne azzurre sono stati misurati; mentre quelli nella colonna verde calcolati. In particolare è stata misurata la tensione a vuoto Vocm, la temperatura ambiente Ta, l'irraggiamento sul piano dei moduli Gp e la temperatura dei moduli Tp. La tensione a vuoto Voc è stata misurata con la seguente formula riportata nella norma CEI 82-25:

$$V_{oc} = V_{oc,STC} - N_s * \left[ A * \ln \frac{G_{STC}}{G_p} - \beta * \frac{dT_j}{dG} * G_p + \beta * (T_{STC} - T_A) \right] \quad (3.6)$$

Dove:

G<sub>p</sub> è l'irraggiamento solare sul piano dei moduli [W/m<sup>2</sup>]

G<sub>STC</sub> è l'irraggiamento solare sul piano dei moduli in condizioni di prova standard (STC) [W/m<sup>2</sup>]

V<sub>oc,STC</sub> è la tensione a vuoto in condizioni di prova standard (STC) [V]

$T_A$  è la temperatura ambiente [°C]

$N_s$  è il numero di celle in serie nella stringa

$A$  è il prodotto del fattore di non linearità (1-2 per silicio cristallino) e della tensione termica del diodo (circa 25mV)

$\beta$  è il coefficiente di variazione della tensione con la temperatura [mV/°C/cella]

$\frac{dT_j}{dG}$  è un coefficiente che può essere determinato tramite il valore di temperatura nominale di lavoro dei moduli utilizzati NOCT:

$$\frac{dT_j}{dG} = \frac{NOCT-20}{800}$$

La tensione a vuoto di stringa  $V_{OC}$  stringa è ottenuta dal prodotto di  $V_{oc}$  per il numero di moduli che compongono la stringa. Viene valutata poi la differenza percentuale tra il valore  $V_{ocm}$  misurato e  $V_{OC}$  stringa calcolato. Questa è risultata essere sempre contenuta. Successivamente è stata calcolata la tensione a vuoto del modulo tenendo conto della correzione in temperatura  $V_{oc,p}$ , secondo la seguente formula:

$$V_{oc}(T) = V_{oc,STC} - N_s * \beta * (25 - T_{cel}) \quad (3.7)$$

Moltiplicando il valore ottenuto per il numero di moduli che compongono la stringa si ottiene  $V_{OC,p}$  stringa. Nell'ultima colonna di figura è stata riportata la differenza percentuale tra  $V_{ocm}$  e il suo valore medio  $V_{ocm}$  med. Questa differenza è risultata in alcuni casi essere eccessivamente elevata, soprattutto in relazione al valore della stringa successiva. Ciò porta a credere che sia stato effettuato un errore di cablaggio invertendo l'inserzione dei moduli.

Nel momento in cui dalle considerazioni fatte si rileva che qualcosa non funziona correttamente, è necessario aprire la cassetta di stringa e verificare se i diodi di bypass sono in conduzione e quindi se hanno temperatura elevata rilevabile al tatto. In caso contrario è possibile che siano stati fatti errori di cablaggio.

Nello stesso impianto sono state effettuate, inoltre, alcune verifiche a carico, come prescritto dalla norma CEI 82-25. Per le verifiche si è fatto riferimento alle seguenti condizioni standard:

$G_{STC}$	1000	W/m <sup>2</sup>
$T_{STC}$	25	°C
$V_{OC,STC}$	37,29	V
$N_s$	60	num.
$\beta$	-3,10E-03	V/°C/cella
$A$	3,75E-02	V/cella
NOCT	47	°C
$dT_j/dG$ medio	0,03375	
$\gamma$	0,44	

I valori in ingresso sono mostrati in fig.3.5 facendo riferimento ad uno dei moduli di un inverter presente nell'impianto.

Pnom. STND. DC [kW]	151,20
Irraggiamento Gp [W/m <sup>2</sup> ]	607,37
T <sub>A</sub> [°C]	29,45
T <sub>p</sub> [°C]	42,92
Ptpv (in funz. Tcel)	0,079
Pcc misurata IN inverter [kW]	87,79
Pac misurata OUT inverter [kW]	85,70

Fig.3.5

I valori nella caselle verde sono stati misurati in loco, mentre il valore delle perdite Ptpv è calcolato dalla relazione (3.4). Sono stati calcolati i valori della potenza nominale del generatore fotovoltaico in c.c. e la potenza nominale dell'inverter in a.c seguendo rispettivamente le equazioni (3.3) e (3.2); ottenendo i seguenti risultati:

$$Pnom. Gen. DC Pcc [kW] = 77,25 kW \quad (3.8)$$

$$Pnom Inverter AC Pca [kW] = 79,01 kW. \quad (3.9)$$

Quindi è stato confrontato il valore di Pcc misurata in entrata all'inverter con la (3.5). Se Pcc misurata IN inverter > Pnom Gen. DC Pcc ; allora la condizione posta dalla norma CEI 82-25 è rispettata. Ragionamento analogo se Pac misurata OUT inverter > Pnom Inverter AC Pca ; condizione rispettata. Inoltre verifico che Pac misurata OUT inverter > 0.9\* Pcc misurata IN inverter; se si verifica condizione rispettata.

Sono state fatte inoltre delle considerazioni sulla producibilità dell'impianto. Secondo il capitolato tecnico fornito dalla ditta installatrice il Performance Rate dell'impianto viene calcolato come il rapporto tra la potenza in corrente alternata registrata in un determinato momento e la potenza nominale dell'impianto:

$$PR = \frac{Pca}{Pn} * \frac{Gstc}{I} \quad (3.10)$$

Dove:

Pca è la potenza in corrente alternata [kW] misurata a valle dell'inverter in un determinato istante

Pn è la potenza nominale installata [kWp] dell'impianto

Gstc è l'irraggiamento sul piano dei moduli in condizioni standard (STC) pari a 1000 W/m<sup>2</sup>

I è l'irraggiamento [W/m<sup>2</sup>] captato sul piano dei moduli mediante una "reference cell", dello stesso tipo e nelle stesse condizioni di posa dei moduli fotovoltaici installati, misurato contemporaneamente a Pca

La verifica delle PR deve avvenire ogni sei mesi a partire dalla data del collaudo fino alla fine del periodo di garanzia. Dette verifiche devono essere effettuate in condizioni di irraggiamento sul piano dei moduli superiore a 600 W/m<sup>2</sup>. Qualora nel corso di detta misura venga rilevata una temperatura di lavoro dei moduli sulla faccia posteriore dei medesimi a 40 °C, si procederà alla correzione della formula secondo quanto indicato dalla Norma CEI 82-25.

L'appaltatore garantisce i seguenti Performance Rate nel periodo di garanzia di 24 mesi dopo il collaudo dell'impianto:

- al collaudo dell'impianto: 85,15%
- 12 mesi dal collaudo dell'impianto: 80,5%
- 24 mesi dal collaudo dell'impianto: 79,85%

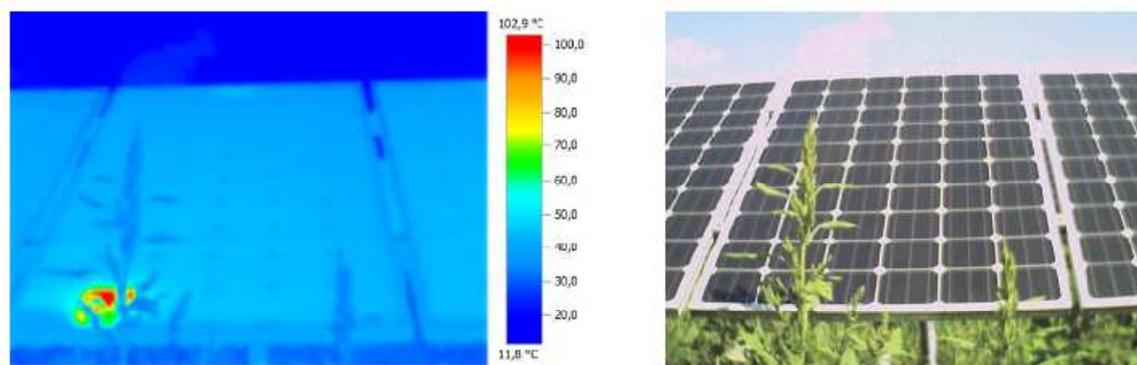
Inoltre, viene garantito il Performance Rate per ulteriori 8 anni con una riduzione dello stesso su base annua dello 0,65%.

Dalle verifiche effettuate nell'impianto di Monastier di Treviso (TV) è risultato che tutti i moduli di inverter hanno un PR maggiore del 93%, rispettando pienamente la condizione posta.

Inoltre, sono stati verificati i rendimenti del generatore fotovoltaico in condizioni standard (STC) e dell'inverter risultando sempre perfettamente in linea con la norma.

### 3.1.3 Rilievi con termo camera

Come accennato nel paragrafo 3.1.1, effettuando un esame a vista è possibile notare delle bruciature locali sulla superficie del pannello. Esse sono conseguenza della presenza di Hot - Spot, cioè di punti caldi sulla superficie dovuti a varie cause. In primis eventuali difetti sulla morfologia del pannello che non agevolano la dissipazione del calore. Inoltre la presenza di gramaglie che ombreggiano il pannello o di sporcizia sulla superficie, come escrementi di uccelli, foglie o altro, creano un surriscaldamento locale come mostrato in fig.3.6:



#### Parametri dell'immagine:

**Grado di emissione:** 0,92  
**Temp. riflessa [°C]:** 20,0

Fig.3.6- Ombreggiamenti

Grazie all'utilizzo di una termo camera è possibile notare immediatamente se la superficie di un modulo non possiede una temperatura omogenea.

La zona di colore rosso indica, appunto, la presenza di una sovratemperatura di cui lo strumento restituisce il valore massimo. La termo camera è in grado di scattare foto sia nel range dell'infrarosso che del visibile e successivamente, con apposito software, è possibile confrontare i dati e stilare un report della verifica.

Nell'impianto di Monastier di Treviso (TV) sono state effettuate una serie di rilievi in data 14/05/2013, dai quali è risultato che 58 pannelli presentano problematiche di Hot- Spot. Ad titolo di esempio, in fig.3.7 è mostrato uno dei pannelli presenti nell'impianto:

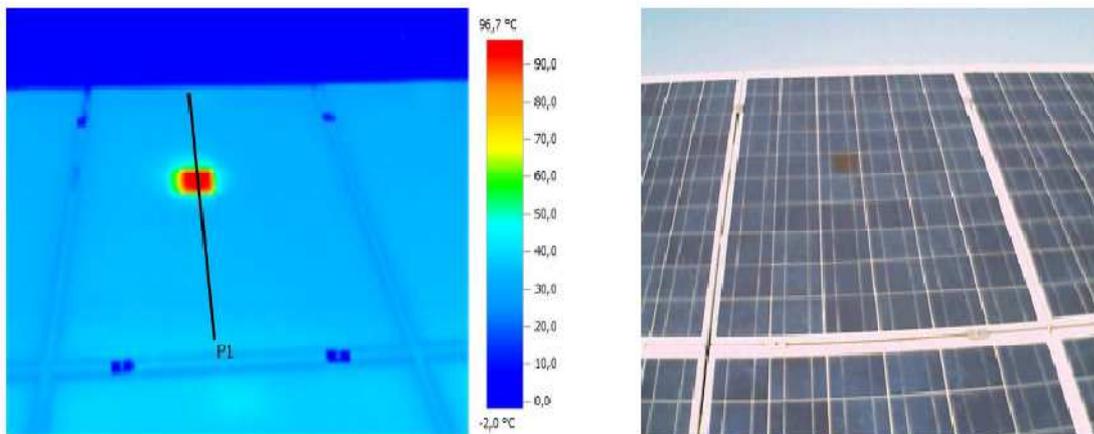


Fig.3.7-Pannello con Hot - Spot

Nell'immagine di destra si nota che nel pannello è presente una bruciatura visibile ad occhio nudo. La presenza di Hot- Spot è comprovata dall'immagine di sinistra realizzata nel range dell'infrarosso. Il modulo presenta, appunto, una zona di colore rosso in corrispondenza della bruciatura. Riportando in un grafico l'andamento delle temperature lungo la linea P1 (fig.3.8), si nota che la temperatura del modulo si aggira attorno ai 30-35°C ,mentre nel punto caldo sale a 96.7°C .

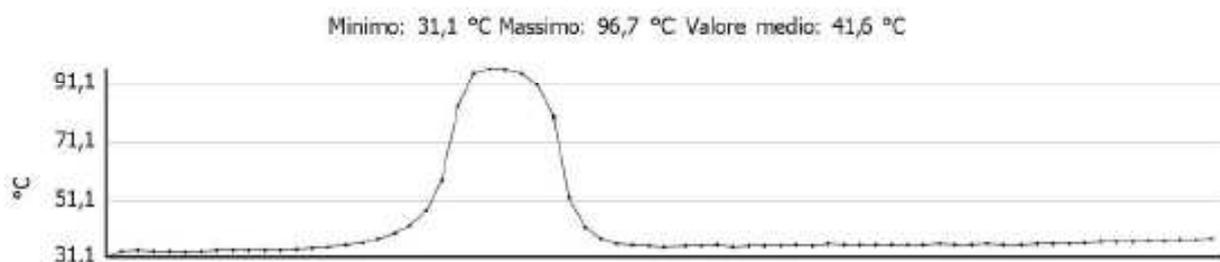
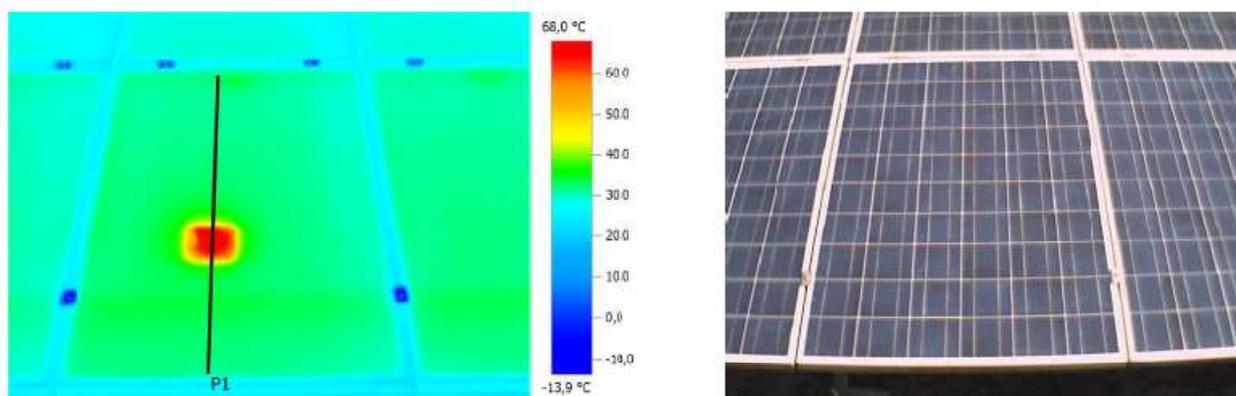


Fig.3.8-Andamento temperatura

In realtà non sempre il pannello presenta una bruciatura visibile, come mostrato in fig.3.9, quindi la presenza di Hot- Spot è rilevabile soltanto con l'utilizzo di termo camera.



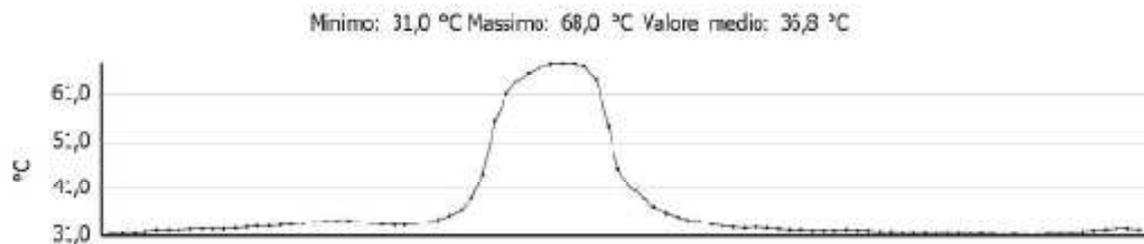


Fig.3.9- Pannello con Hot- Spot senza bruciatura

In molti casi la presenza di Hot- Spot può causare un danno non solo sulla superficie “a vista” del pannello, ma anche nella parte retrostante, come mostrato in fig.3.10:

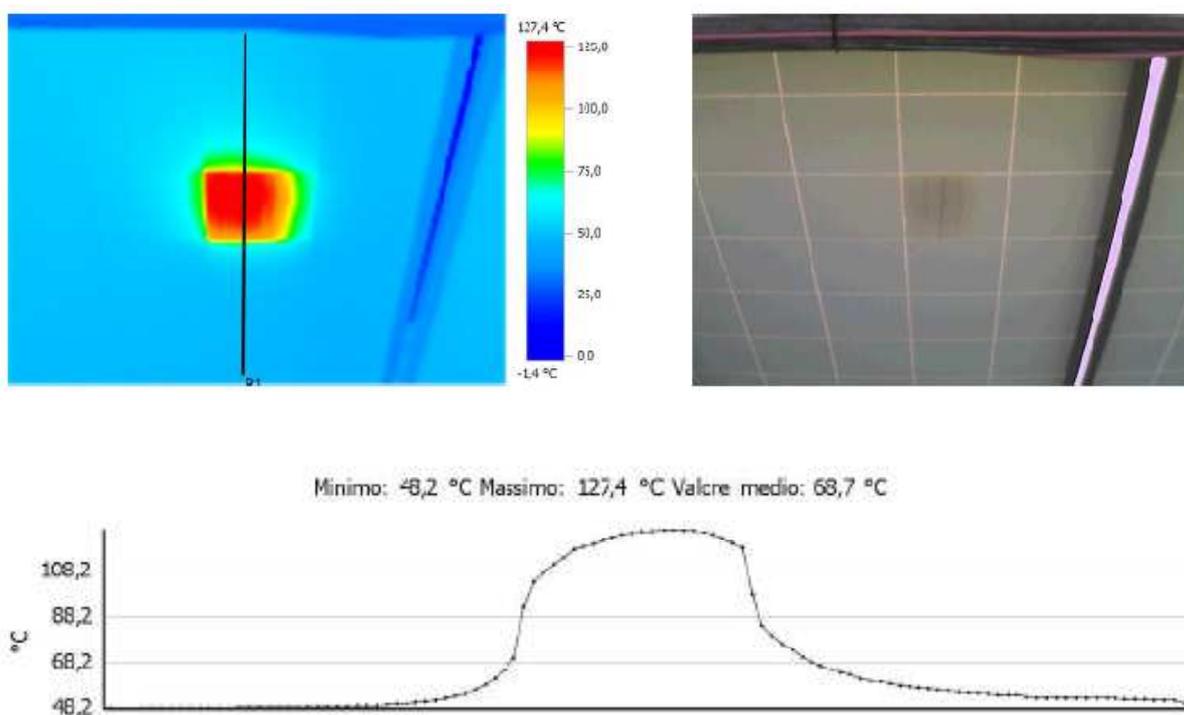


Fig.3.10-Retro pannello con Hot- Spot

### 3.1.4 Test ad elettroluminescenza

Il componente principale di un impianto fotovoltaico è costituito dal modulo fotovoltaico. Risulta quindi necessario verificarne l'integrità prima dell'installazione. Per questo motivo vengono realizzati, in genere, due tipologie di test: test ad elettroluminescenza.

I test di elettroluminescenza vengono effettuati in apposite camere ad elettroluminescenza che supportati da un rilevamento fotografico, permettono di rilevare difetti e/o microfessure sulla superficie dei moduli che comprometterebbero il rendimento e la durata di vita degli stessi. Il principio di funzionamento si basa sul processo inverso del fotovoltaico: ai moduli viene applicata una tensione per verificare i flussi di corrente, mentre una camera con appositi sensori rende visibile ad occhio nudo la luce ad infrarossi emessa dalle celle. Questo avviene perché quando dall'esterno si applica una tensione sui collegamenti di un modulo, si verifica una

ricombinazione degli elettroni nelle sue celle che provoca emissione di fotoni dal semiconduttore. Poiché la radiazione emessa è vicina al campo spettrale dell'infrarosso è necessaria una specifica camera ad elettroluminescenza per rendere visibile il fenomeno. Le celle funzionanti avranno un aspetto luminoso, mentre quelle danneggiate appariranno scure. Il test viene superato solo dai moduli che presentano una distribuzione uniforme della corrente.

I difetti rilevabili con questo metodo sono, per esempio:

- Micro fessurazioni, scheggiature o rottura completa cella
- Presenza di impurità
- Difetti di cristallizzazione nel wafer
- Distacco delle piste conduttrici e/o rottura di celle che determinano l'isolamento elettrico e quindi la disattivazione parziale
- Tracce del nastro di sinterizzazione
- Segni generali di una lavorazione imperfetta delle celle

### 3.2 Monitoraggio da remoto

Per avere una panoramica generale di come sta funzionando l'impianto in tempo reale e senza esservi presente fisicamente, è possibile monitorare l'impianto da remoto. Ogni ditta installatrice mette a disposizione un software di proprietà con relative credenziali di accesso per permettere al proprietario di monitorare il proprio impianto.

#### 3.2.1 Software INGECON

Nell'impianto di Monastier di Treviso (TV) è possibile effettuare un monitoraggio da remoto grazie al software messo a disposizione dalla ditta installatrice INGETEAM denominato INGECON SUN Manager 1.78, la cui schermata si presenta come in fig.3.11:

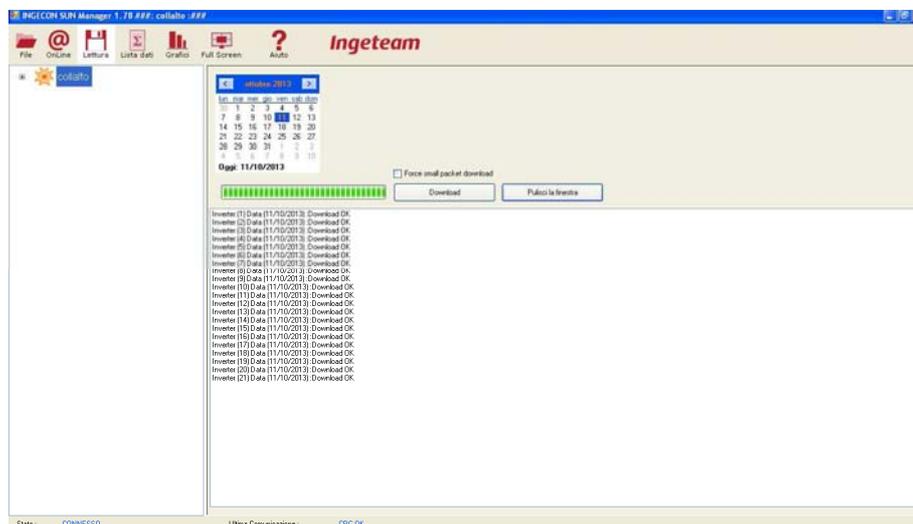


Fig.3.11- Schermata iniziale software INGETEAM

Nella parte sinistra è possibile scegliere l'impianto da monitorare; in questo caso è presente soltanto "Collalto" di Jesolo (VE). Al centro si nota un calendario in cui effettuare la scelta della data da monitorare. Il software è intuitivo e con diverse potenzialità. Infatti, è possibile visualizzare i dati relativi ai 7 moduli di inverter e alle 21 cassette di stringa, aggiornati ogni 15 minuti dall'entrata in funzione dell'impianto mattutina fino al suo spegnimento serale, come mostrato in fig.3.12:

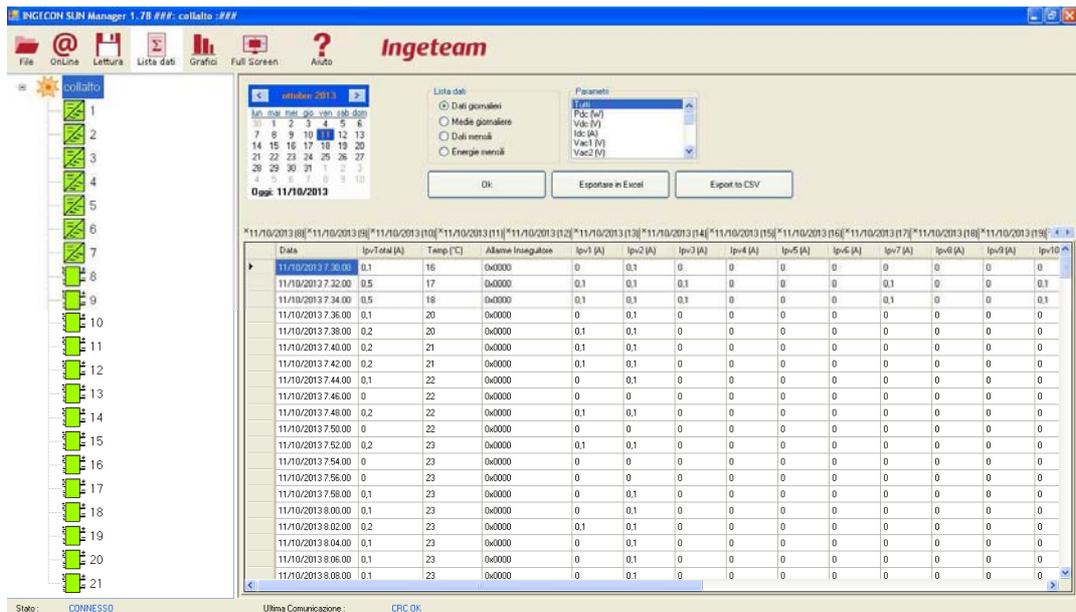


Fig.3.12-Schermata moduli inverter e stringhe

Per quanto riguarda i moduli di inverter i dati che è possibile visualizzare sono riportati in tabella 3.13, prendendo come esempio la giornata dell'11/10/2013 dalle ore 12.00 alle ore 13.00:

Data	Pdc (W)	Vdc (V)	Idc (A)	Va c1 (V)	Vac 2 (V)	Vac 3 (V)	Iac1 (A)	Iac2 (A)	Iac3 (A)	T °C	Pac (W)	En. Parz. (Wh)	Freq (Hz)
12.00	120780	555	222	130	131	129	305	305	305	54	119000	29750	49,97
12.15	122930	553	227	130	131	129	309	309	309	56	121120	30280	49,96
12.30	124540	551	230	130	131	129	313	313	313	57	122700	30675	49,98
12.45	124700	549	232	130	132	130	313	313	313	57	122860	30715	49,96
13.00	124840	545	234	130	131	129	315	315	315	56	123000	30750	49,98

Fig.3.13

Come si può vedere il software restituisce i valori della seguenti grandezze:

- Pdc è la potenza attiva lato continua in entrata al modulo inverter
- Vdc è la tensione lato continua in entrata al modulo inverter
- Idc è la corrente lato continua in entrata al modulo inverter
- Vac è la tensione lato alternata per le tre stringhe 1,2,3 afferenti al modulo inverter considerato
- Iac è la corrente lato alternata per le tre stringhe 1,2,3 afferenti al modulo inverter considerato
- Temperatura del modulo d'inverter
- Pac è la potenza attiva lato alternata
- Energia parziale del modulo
- Cos phi sempre pari a 1 poiché si tratta di impianto connesso alla rete
- Frequenza sempre molto vicina a 50 Hz , cioè la frequenza della rete

Una funzione molto utile di questo programma è quella di generare grafici delle grandezze visualizzate ora per ora. Per esempio, in fig.3.14 è rappresentato l'andamento della potenza attiva lato dc:

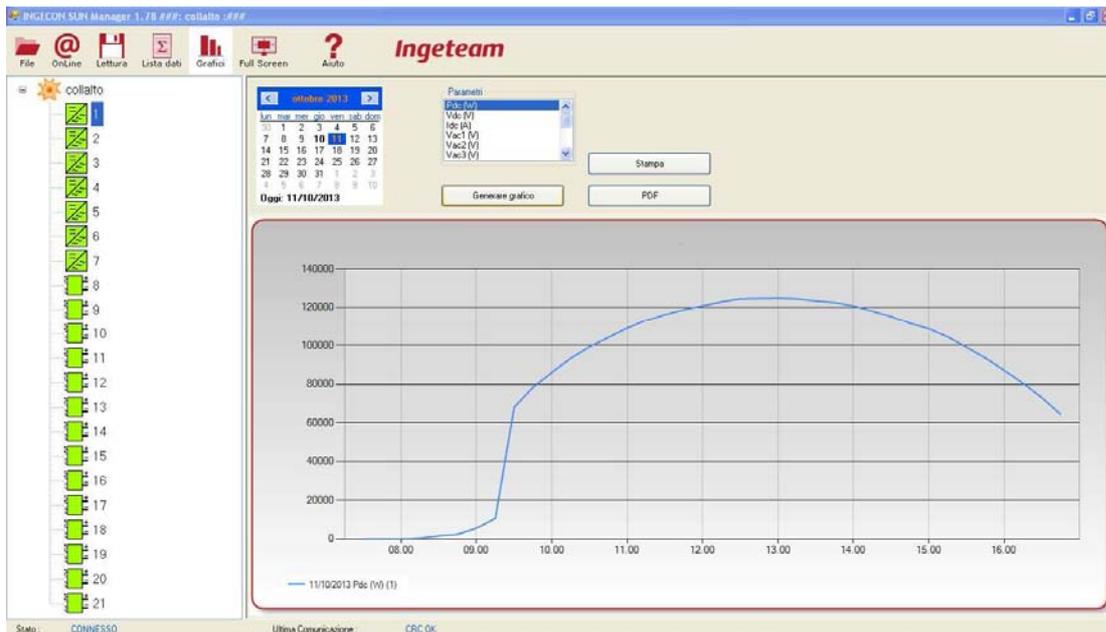
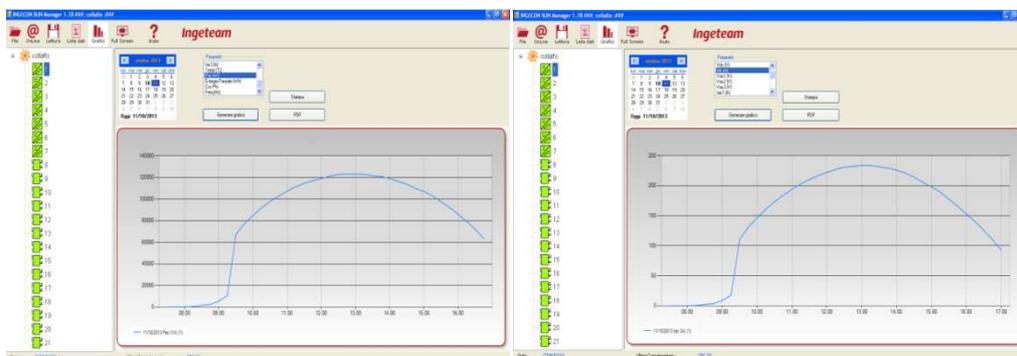


Fig.3.14-Andamento Pdc

Come si può notare il grafico rispecchia l'andamento parabolico della curva solare, se non per un piccolo tratto iniziale. Questo scostamento è dovuto al fatto che valutando il meteo nella stessa data si vede che il cielo è rimasto nuvoloso fino alle 9.15 per poi diventare sereno e rimanere limpido per l'intera giornata.

Gli andamenti di altre grandezze come la potenza attiva lato alternata, la corrente lato continua e l'energia parziale prodotta, sempre riferiti a uno specifico modulo di inverter, seguono la curva di Pdc:



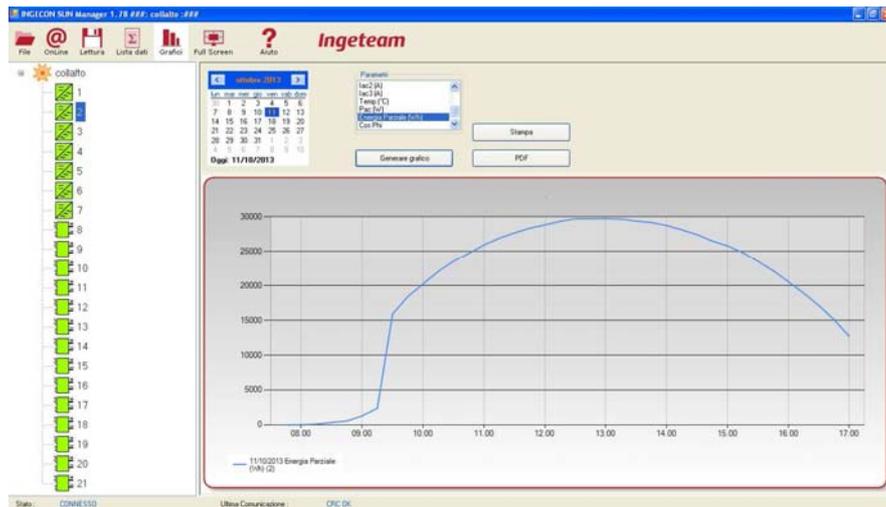


Fig.3.15-Andamenti Pac, Idc ed Energia parziale

Molto interessante, ai fine della valutazione del corretto funzionamento dell'impianto, è il grafico in fig.3.16 che mostra l'andamento dell'irraggiamento e della potenza. Si può notare che le due curve sono simili, a meno di un fattore di scala, e questo indica un corretto funzionamento dell'impianto. In alcuni punti si ha un brusco calo istantaneo dovuto alla presenza di brevi annuvolamenti.

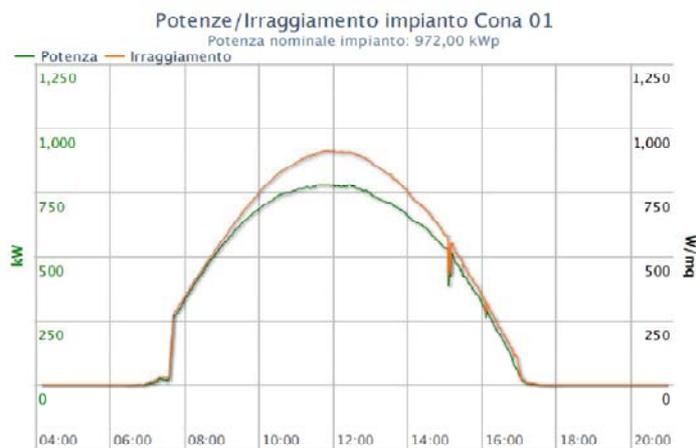


Fig.3.16-Andamenti potenze/irraggiamento

Il programma offre la possibilità di monitorare inoltre la temperatura del modulo. A titolo di esempio si riporta l'andamento della temperatura nel giorno 11/10/2013:



Fig.3.17-Andamento temperatura

Inoltre, è possibile tracciare un grafico per il cosp ,fig.3.18, dove si vede che il suo valore rimane sostanzialmente pari a 1, tranne in una piccola porzione iniziale in cui si manifesta la difficoltà dell'inverter di tenere in fase tensione e corrente, oltre che dei TV e TA di misurare valori di tensione e corrente molto piccoli rispetto a quelli per cui sono tarati.

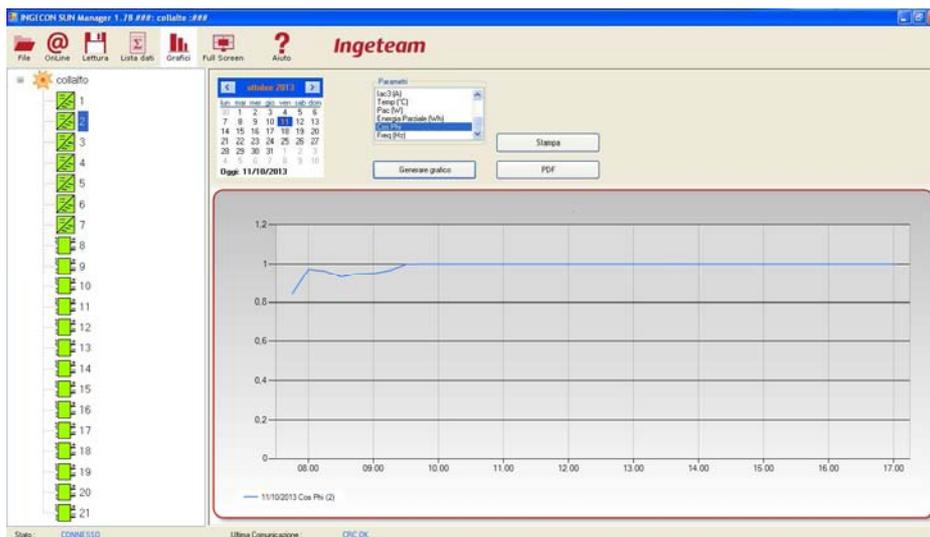


Fig.3.18-Andamenti cosp

Infine, è necessario monitorare la frequenza poiché si tratta di un impianto connesso alla rete (fig.3.19):

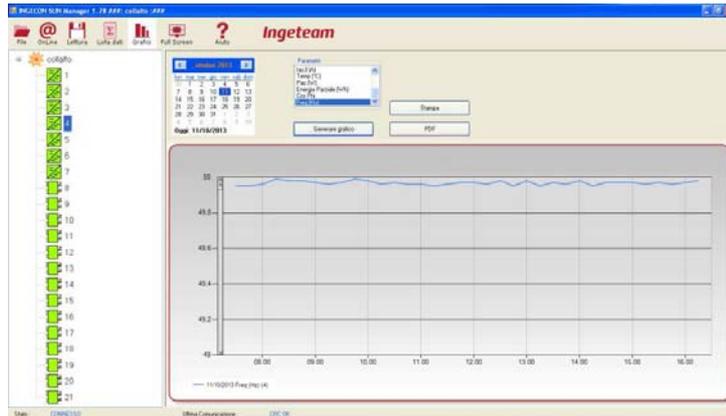


Fig.3.19-Andamento frequenza

Per quanto riguarda le cassette di stringa che afferiscono all'inverter, il programma permette di selezionare a quale delle 21 cassette di stringa si vuole far riferimento e restituisce i seguenti dati:

Data	Ipv Tot (A)	T °C	Ip v1	Ip v2	Ip v3	Ip v4	Ip v5	Ip v6	Ip v7	Ip v8	Ip v9	Ip v10	Ip v11	Ip v12	Ip v13	Ip v14	Ip v15	Ip v16
12:00	105,8	36	6,7	6,7	6,5	6,5	6,7	6,8	6,8	6,5	6,6	6,6	6,4	6,7	6,7	6,3	6,7	6,6
12:02	105,9	36	6,7	6,7	6,5	6,5	6,7	6,8	6,8	6,5	6,6	6,6	6,4	6,7	6,7	6,4	6,7	6,6
12:04	105,7	36	6,7	6,7	6,5	6,5	6,7	6,8	6,8	6,5	6,6	6,6	6,4	6,7	6,6	6,3	6,7	6,6
12:06	106,4	36	6,7	6,8	6,5	6,6	6,7	6,8	6,8	6,6	6,6	6,7	6,5	6,7	6,7	6,4	6,7	6,6
12:08	106,6	36	6,7	6,8	6,6	6,6	6,7	6,8	6,8	6,6	6,6	6,7	6,5	6,8	6,7	6,4	6,7	6,6
12:10	106,6	37	6,7	6,8	6,6	6,6	6,7	6,8	6,8	6,6	6,6	6,7	6,5	6,8	6,7	6,4	6,7	6,6

Come si può notare i dati, aggiornati ogni 2 minuti, sono i seguenti:

- Ipv tot [A] è la totale corrente nella cassetta di stringa
- Temp [°C] è la temperatura interna alla cassetta di stringa
- Ipv [A] da 1 a 16 è la corrente della singola stringa considerata

Il programma offre la possibilità di ottenere grafici dai dati selezionati come nel caso precedente. Per esempio, la corrente totale della cassetta di stringa n.13 ha un andamento mostrato in fig.3.20:

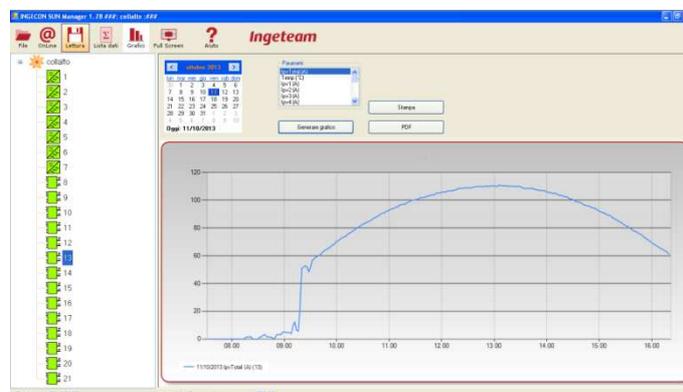


Fig.3.20-Andamento Ipv tot

La curva in fig.3.21 rappresenta la corrente Ipv (2) di una delle 16 stringhe afferenti alla cassetta di stringa n.13; il suo andamento è analogo a quello di Ipv tot se non per il fattore di scala.

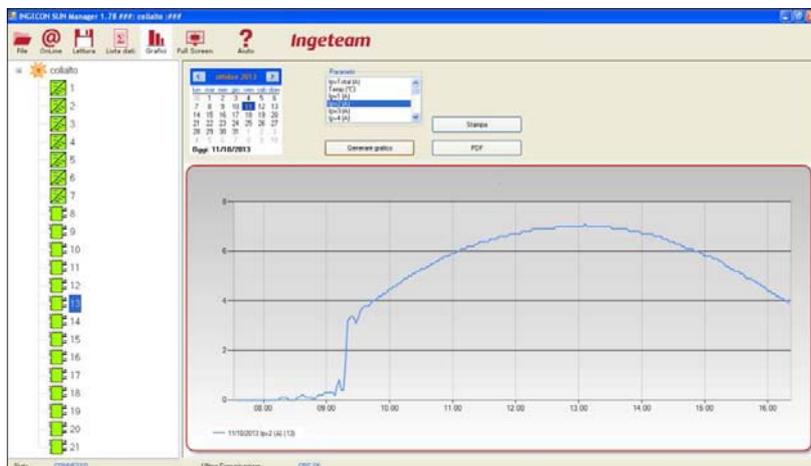


Fig.3.21-Andamento Ipv (2)

Infine, è possibile monitorare la temperatura all'interno della cassetta di stringa, come mostrato in fig.3.22:

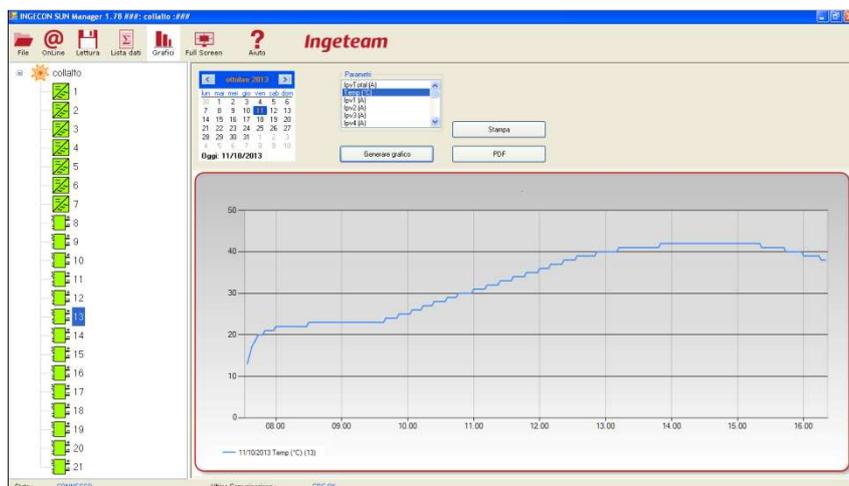


Fig.3.22- Andamento temperatura

Questo software è di facile utilizzo. Permette di interrogare il sistema in tempo reale, di ottenere una serie di dati in modo completo, correlati da grafici e di esportarli in vari formati, tra i quali .pdf o .xls per vari scopi. Possiede, d'altro campo, il grosso limite di lavorare "a pezzi" poiché restituisce i valori delle grandezze dei singoli moduli di inverter e cassette di stringa, senza fornire una panoramica completa dell'impianto.

### 3.2.2 Software ESAPRO

Nell'impianto di Cona (VE) è possibile effettuare un monitoraggio da remoto senza scaricare un apposito software nel pc, come nel caso precedente, ma direttamente effettuando il login dal sito ESAPRO. Si tratta di una società che fa capo alla ditta installatrice Espe s.r.l.; incaricata di gestire il monitoraggio degli impianti realizzati. Le credenziali vengono fornite su richiesta agli

utenti che prendono parte alla progettazione e realizzazione dell'impianto, e la schermata principale si presenta come mostrato in fig.3.23:



Fig.3.23-Schermata software ESAPRO

Nella parte destra della videata è possibile ottenere informazioni generali sull'impianto, in quella sinistra selezionare la data di cui si vogliono avere notizie e nella parte centrale è presente un riassuntivo che comprende: la temperatura ambiente, la temperatura dei moduli e l'irraggiamento integrale annuo.

Per quanto riguarda la temperatura dei moduli e quella ambiente hanno un andamento simile ma con un fattore di scala differente, poiché la prima è sempre maggiore della seconda. Dalla fig.3.24 si può notare che fino alle ore 07.30 circa entrambe sono rimaste in valori molto contenuti per poi crescere descrivendo il tipico andamento parabolico. Questo è dovuto al fatto che nella data considerata il meteo ha registrato cielo coperto fino a quell'ora e successivamente schiarite.



Fig.3.24- Temperatura ambiente e moduli

Il software permette di ottenere una rappresentazione grafica dell'irraggiamento integrale dell'annuo preso in considerazione mese per mese, come mostrato in fig.3.25:



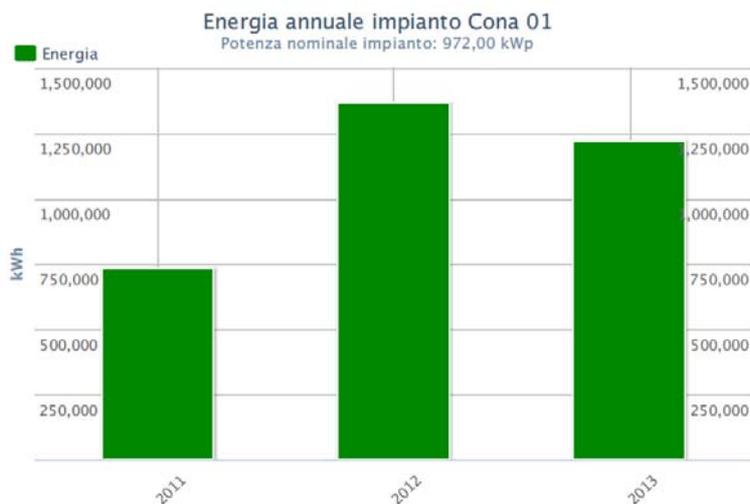
Fig.3.25-Grafico irraggiamento integrale

Dal grafico si vede che i massimi valori di irraggiamento integrale, espresso in  $[kWh/m^2]$ , si hanno nei mesi estivi, in particolare luglio, come ci si aspetta; mentre nel mese di ottobre risulta esserci un valore molto piccolo poiché l'analisi dei dati è stata effettuata in data 11/10/2013, quindi a mese non ancora concluso.

Oltre alle suddette rappresentazioni grafiche è possibile esportare in formato .xls i seguenti dati:

- Energia annua prodotta

Data e ora	Valore energia annuale	
2011	731181.00	kWh
2012	1369447.00	kWh
2013	1109782.00	kWh

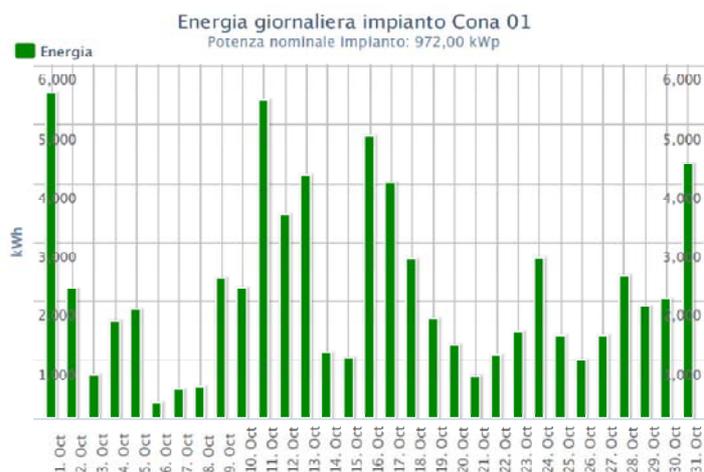


- Energia annua rilevata dal contatore aggiornata giornalmente, fino alla data selezionata:

<b>Data</b>	<b>Contatore</b>	
1/10/2013	3192687.00	kWh
2/10/2013	3194897.00	kWh
3/10/2013	3195647.00	kWh
4/10/2013	3197308.00	kWh
5/10/2013	3199154.00	kWh
6/10/2013	3199422.00	kWh
7/10/2013	3199931.00	kWh
8/10/2013	3200474.00	kWh
9/10/2013	3202863.00	kWh
10/10/2013	3205080.00	kWh
11/10/2013	3210330.00	kWh

- Energia giornaliera prodotta dall'impianto:

<b>Data</b>	<b>Valore energia</b>	
1/10/2013	5539.00	kWh
2/10/2013	2210.00	kWh
3/10/2013	750.00	kWh
4/10/2013	1661.00	kWh
5/10/2013	1846.00	kWh
6/10/2013	268.00	kWh
7/10/2013	509.00	kWh
8/10/2013	543.00	kWh
9/10/2013	2389.00	kWh
10/10/2013	2217.00	kWh
11/10/2013	5330.00	kWh

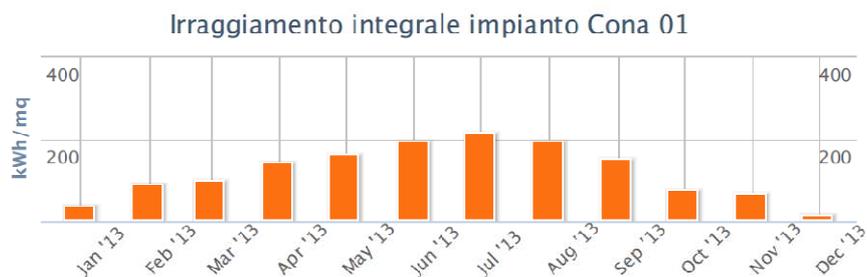


- Energia mensile prodotta dall'impianto nell'anno in corso; con la possibilità di confrontarla con l'anno precedente:

Mese	Valore energia mensile 2012	Valore energia mensile 2013
Gennaio	67690.00 kWh	32939.00 kWh
Febbraio	94155.00 kWh	82581.00 kWh
Marzo	151328.00 kWh	88187.00 kWh
Aprile	119543.00 kWh	125359.00 kWh
Maggio	157157.00 kWh	139688.00 kWh
Giugno	154955.00 kWh	160474.00 kWh
Luglio	169880.00 kWh	168489.00 kWh
Agosto	162981.00 kWh	160258.00 kWh
Settembre	113987.00 kWh	128545.00 kWh
Ottobre	85189.00 kWh	23262.00 kWh
Novembre	55239.00 kWh	In corso
Dicembre	37343.00 kWh	In corso

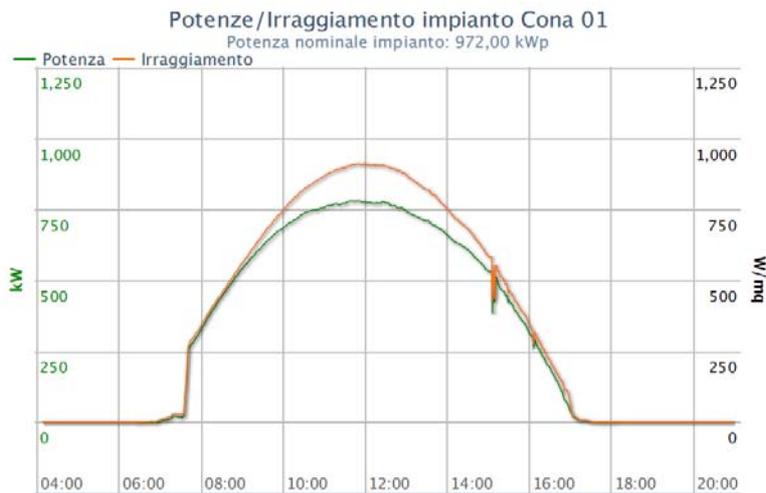
- Irraggiamento integrale mensile

Data e ora	Irraggiamento integrale	
1/2013	37.493	
2/2013	90.106	
3/2013	96.753	
4/2013	142.305	
5/2013	162.313	
6/2013	193.179	
7/2013	213.858	
8/2013	193.061	
9/2013	150.704	
10/2013	24.643	



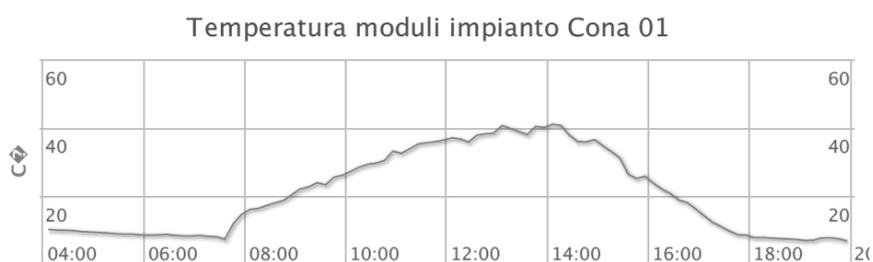
- Potenza attiva e irraggiamento nella data selezionata, aggiornate minuto per minuto:

Data e ora	Potenza attiva		Irraggiamento	
10/11/13 12:00 PM	777.474	kW	910.88	W/m
10/11/13 12:01 PM	776.392	kW	909.10	W/m
10/11/13 12:02 PM	776.392	kW	909.10	W/m
10/11/13 12:03 PM	773.144	kW	906.83	W/m
10/11/13 12:04 PM	771.629	kW	906.82	W/m
10/11/13 12:05 PM	773.361	kW	907.98	W/m



- Temperatura dei pannelli nella data selezionata, aggiornata ogni 10 minuti:

Data e ora	Valore temperatura		
10/11/13 12:07 PM	37.113	C°	
10/11/13 12:17 PM	36.789	C°	
10/11/13 12:27 PM	35.878	C°	
10/11/13 12:37 PM	37.898	C°	
10/11/13 12:47 PM	38.310	C°	
10/11/13 12:57 PM	38.474	C°	



Questa tipologia di software è di facile utilizzo e l'impianto può essere monitorato in tempo reale da qualsiasi pc, basta essere in possesso di una connessione internet e delle credenziali. Il vantaggio principale sta nel fatto che è possibile avere una panoramica generale dell'impianto a colpo d'occhio, grazie ai grafici realizzati automaticamente dal sistema, ma anche file esportabili in cui vengono registrati i valori delle varie grandezze del sistema su cui poi è possibile lavorare. Il limite consiste nel non poter avere dati specifici sugli inverter, per esempio, come tensioni e correnti lato ac e dc, o sulle cassette di stringhe, come avveniva per il software presentato in precedenza.

### 3.3 Manutenzione

Per manutenzione di un impianto elettrico si intende l'insieme dei lavori necessari per conservare in buono stato di efficienza, e soprattutto di sicurezza, l'impianto stesso. Poiché qualsiasi componente elettrico e non è soggetto ad usura e/o rottura risulta necessario provvedere a una manutenzione sistematica per mantenere inalterate le prestazioni dell'impianto e le caratteristiche di sicurezza.

I principali obiettivi della manutenzione sono:

- Conservare le prestazioni e il livello di sicurezza iniziale dell'impianto contenendo il normale degrado ed invecchiamento dei componenti
- Ridurre i costi di gestione dell'impianto evitando perdite di produzione causate dal deterioramento precoce dell'impianto
- Rispettare le disposizioni di legge

Gli interventi di manutenzione si distinguono in due categorie principali: manutenzione ordinaria e manutenzione straordinaria. Prima di procedere a qualsiasi intervento su un impianto elettrico si dovrà classificare l'intervento necessario per determinare a quale categoria appartiene e, quindi, quali sono le direttive da rispettare.

#### 3.3.1 Manutenzione ordinaria

La manutenzione ordinaria comprende lavori finalizzati a:

- Contenere il degrado normale d'uso
- Far fronte ad eventi accidentali che comportino la necessità di primi interventi che non modifichino la struttura essenziale dell'impianto e la sua destinazione d'uso.

Per questa tipologia di interventi non è previsto l'obbligo di effettuare prima un progetto, né di rilasciare una dichiarazione di conformità.

#### Manutenzione cabina MT/BT e di trasformazione

In linea generale è estremamente importante che i locali destinati a contenere le apparecchiature della cabina siano tenuti puliti e sgombri da materiale non pertinente le apparecchiature stesse. Tali apparecchiature, infatti, in caso di guasto, possono innescare un principio di incendio; è quindi chiaro che la presenza di sporco e di materiale vario può trasformare il principio d'incendio in un incendio vero e proprio. Inoltre la presenza di sporco e di una notevole quantità di polvere può provocare il mal funzionamento delle apparecchiature a causa di cattiva ventilazione dovuto all'accumulo di sporcizia sui filtri di ventilazione.

Dovrà quindi essere eseguita un'accurata pulizia dei filtri su tutte le apparecchiature provviste di sistemi di ventilazione forzata o naturale. A tal fine, ogni produttore fornisce un manuale dettagliato di funzionamento e manutenzione per ogni componente dell'impianto, le cui indicazioni devono essere osservate scrupolosamente.

Per il **locale cabina MT/BT** ogni sei mesi è necessario:

- Rimuovere gli eventuali materiali in deposito non attinenti agli impianti ed eseguire la pulizia del locale
- Verificare la presenza dei dispositivi di protezione individuali e di estinzione degli incendi
- Verificare la presenza dei cartelli monitori e della documentazione di impianto.

Inoltre ogni anno è utile:

- Eseguire il controllo dello stato di conservazione delle strutture di protezione contro i contatti diretti
- Verificare l'integrità dei dispositivi di blocco che impediscono l'accesso alle parti in tensione

Per il **quadro MT** ogni anno è necessario:

- Eseguire la pulizia interna ed esterna con aspirapolvere e/o soffiando aria secca a bassa pressione
- Rimuovere la polvere dalle parti isolanti con stracci ben asciutti
- Eseguire il controllo visivo per verificare l'integrità delle apparecchiature
- Controllare lo stato di conservazione delle strutture di protezione contro i contatti diretti
- Controllare il serraggio dei bulloni e pulire le connessioni
- Verificare, con apposito strumento, la continuità dei conduttori di terra delle strutture metalliche e delle apparecchiature installate
- Verificare l'efficienza dei dispositivi di blocco che impediscono l'accesso alle parti in tensione
- Verificare l'efficienza dell'illuminazione interna al quadro
- Verificare l'integrità delle pinze di potenza sui sezionatori, rimuovere le eventuali ossidazioni e perlinature e proteggere con prodotti specifici
- Verificare il serraggio delle connessioni dei circuiti di potenza e dei circuiti ausiliari a bordo degli interruttori
- Verificare l'efficienza dei comandi manuali ed elettrici di apertura e chiusura
- Verificare l'efficienza del circuito di apertura simulando l'intervento delle protezioni
- Verificare l'efficienza dei segnatori meccanici di posizione
- Verificare l'efficienza delle connessioni a terra dei sezionatori di terra
- Richiudere il quadro e verificare l'efficacia dei sistemi di blocco meccanici che devono impedire l'accesso a tutte le parti in tensione
- Verificare i valori di taratura dei parametri elettrici con quelli previsti nel progetto

Per i **trasformatori** ogni anno è necessario:

- Eseguire il controllo visivo esterno per verificare l'integrità dell'apparecchiatura
- Controllare lo stato di conservazione della resina esterna degli avvolgimenti
- Eseguire la pulizia completa dell'apparecchiatura con aspirapolvere o soffiando aria secca a bassa pressione, pulire gli isolatori e le barre di collegamento con stracci asciutti
- Controllare il serraggio dei cavi di potenza sui relativi morsetti con chiave dinamometrica come da indicazioni del costruttore, eliminare le eventuali ossidazioni dai morsetti di potenza e proteggere gli stessi con prodotto specifico
- Controllare serraggio dei bulloni, la pulizia delle connessioni, la continuità dei conduttori di messa a terra e sostituire gli eventuali morsetti e conduttori deteriorati
- Verificare il funzionamento delle termosonde e controllare le regolazioni impostate nelle centraline

Per il **quadro elettrico generale** ed eventualmente altri quadri presenti è necessario ogni anno:

- eseguire il controllo visivo esterno per verificare l'integrità dell'apparecchiatura;
- eseguire il controllo visivo delle condutture di alimentazione;
- eseguire la pulizia interna ed esterna;
- controllare lo stato di conservazione delle strutture di protezione contro i contatti diretti;
- controllare il serraggio dei bulloni e pulire le connessioni;
- verificare la continuità dei conduttori di messa a terra delle strutture metalliche e delle apparecchiature installate;
- sostituire i morsetti e i conduttori deteriorati;

- verificare l'efficienza dei dispositivi di blocco che impediscono l'accesso alle parti in tensione;
- verificare il serraggio delle connessioni di potenza;
- eseguire la pulizia dei componenti soffiando aria secca a bassa pressione e usando stracci puliti ed asciutti;
- verificare l'efficienza della bobina e il suo ancoraggio e che non presenti segni di surriscaldamento;
- verificare la funzionalità e l'efficienza dei contatti ausiliari e delle bobine;
- controllare lo stato di conservazione dei conduttori elettrici;
- eseguire il serraggio dei morsetti;
- effettuare qualche manovra e verificare con il tester l'effettivo stato dei circuiti di potenza (aperto/chiuso) e delle bobine (eccitata/diseccitata);
- effettuare il controllo visivo del buono stato di conservazione delle protezioni (fusibili, relè termici, interruttori automatici);
- per i fusibili verificare le caratteristiche elettriche di progetto;
- per i relè verificare le tarature e le caratteristiche elettriche di progetto;
- prima della messa in tensione verificare che i circuiti amperometrici siano chiusi;
- controllare il serraggio dei collegamenti elettrici ausiliari;
- controllare l'integrità degli interruttori verificandone con il tester l'effettiva apertura e chiusura;
- controllare l'integrità, la funzionalità e l'efficienza di commutatori, pulsanti, lampade, ecc. verificando che vengano abilitati i circuiti previsti dal progetto;
- verificare l'efficienza delle apparecchiature ausiliarie alimentandole e disalimentandole, ove possibile, o effettuare la verifica con il tester.

Inoltre ogni sei mesi è utile per i relè e gli interruttori differenziali verificare il corretto intervento utilizzando il tasto di prova.

Per il **pulsante di emergenza** è necessario ogni sei mesi:

- eseguire il controllo visivo esterno dell'integrità dell'apparecchiatura e la presenza della cartellonistica;
- eseguire il controllo visivo delle condutture di alimentazione;
- eseguire la pulizia interna ed esterna dell'apparecchiatura;
- eseguire la verifica del corretto funzionamento del comando di emergenza controllando che si apra l'interruttore di MT;
- verificare con il tester l'assenza di tensione;
- ripristinare il comando di emergenza ;
- chiudere l'interruttore MT precedentemente aperto.

Per l'**impianto di illuminazione** è utile ogni sei mesi:

- eseguire il controllo visivo esterno per verificare l'integrità delle apparecchiature di comando;
- eseguire il controllo visivo esterno per verificare l'integrità degli apparecchi illuminanti;
- eseguire il controllo visivo dell'efficienza delle lampade, sostituendo le lampade guaste o con evidenti segni di invecchiamento.

Inoltre ogni anno:

- eseguire la pulizia interna ed esterna degli apparecchi illuminanti;
- eseguire il controllo visivo dello stato dei componenti interni degli apparecchi illuminanti, sostituendo i componenti che presentano evidenti segni di surriscaldamento; controllare il serraggio delle viti;
- verificare con apposito strumento che l'apparecchio sia collegato a terra;
- eseguire il controllo visivo, per quanto possibile, delle linee derivate di alimentazione;
- verificare con apposito strumento sul punto luce più lontano dalle protezioni che sia garantito il coordinamento delle protezioni stesse.

#### Manutenzione impianto di climatizzazione

Gli interventi principali per l'impianto di climatizzazione sono:

- controllo generale dello stato
- pulizia filtri
- pulizia delle unità interne
- controllo dei serraggi elettrici
- pulizia delle unità esterne
- controllo evaporatore
- controllo condensatore
- controllo pressione del gas e temperatura di lavoro
- controllo serraggi elettrici

#### Manutenzione impianto di terra

Per l'**impianto disperdente** è necessario ogni anno:

- eseguire il controllo visivo per verificare l'integrità dell'impianto;
- verificare il serraggio delle connessioni nei punti accessibili;
- sostituire i componenti che presentano evidenti segni di ossidazione o corrosione

Inoltre ogni due anni:

- verificare strumentalmente la continuità tra i vari componenti dell'impianto disperdente;
- eseguire la misura della resistenza dell'impianto di terra e verificare con il valore della corrente di guasto ed il tempo di intervento delle protezioni se sussiste la necessità di effettuare la misura della tensione di passo e contatto.

Per l'**impianto di equipotenzialità** della cabina elettrica è necessario ogni anno:

- eseguire il controllo visivo per verificare l'integrità dell'impianto;
- verificare il serraggio delle connessioni nei punti accessibili;
- sostituire i componenti che presentano evidenti segni di ossidazione o corrosione

Inoltre ogni due anni:

- verificare la continuità con apposito strumento tra il conduttore di terra e:
- le sbarre equipotenziali poste nel locale cabina;

- le sbarre equipotenziali poste nei quadri principali di distribuzione;
- le sbarre equipotenziali poste nei quadri secondari di cabina;
- le apparecchiature in MT comprese gli schermi dei cavi MT;
- le masse;
- le masse estranee.

### Manutenzione dell'impianto fotovoltaico

#### **Moduli fotovoltaici**

I moduli fotovoltaici richiedono in genere operazioni di manutenzione di entità limitata. La periodicità con cui vengono effettuate è scelta a discrezione del proprietario in accordi con la ditta installatrice.

L'operazione di manutenzione consiste in tre punti fondamentali: pulizia del modulo, ispezione visiva dei moduli e controllo dei collegamenti elettrici e del cablaggio.

Per quanto riguarda la pulizia dei moduli essa viene effettuata periodicamente in base all'effettivo sporco accumulato. Lo sporco, infatti, si deposita sulla copertura trasparente dei moduli riducendone il rendimento. L'intensità dell'effetto dipende dall'opacità del sedimento e dalla sua disuniformità. Gli strati di polvere che riducono l'intensità del sole in modo uniforme non sono pericolosi e la riduzione della potenza non è, in genere, significativa. La periodicità della pulizia dipende dall'intensità del processo di imbrattamento, per questo motivo non sono necessarie tubazioni fisse per il lavaggio, poiché i costi risulterebbero maggiori dei benefici. L'azione della pioggia può in alcuni casi ridurre al minimo o eliminare il bisogno di pulizia dei moduli; in altri contribuisce al processo di imbrattamento poiché la polvere secca diventa fangosa. L'operazione di pulizia consiste nel lavare i moduli fotovoltaici con acqua; si prevede perciò il trasporto in loco di acqua con autobotte e la pulizia dei moduli con appositi dispositivi per la pulitura, come mostrato in fig.3.26-3.27, senza l'aggiunta di detergenti chimici che potrebbero essere dannosi per la superficie del modulo stesso. La pulitura può essere effettuata anche a mano, nel caso in cui i moduli non siano accessibili dal mezzo di pulizia.



Fig.3.26-Dispositivo di pulizia moduli



Fig.3.27- Pulizia dei moduli

Per quanto riguarda l'ispezione visiva dei moduli, essa ha lo scopo di rilevare eventuali guasti quali rotture di vetro, come mostrato in fig.3.28, o ossidazioni dei circuiti e delle saldature delle celle fotovoltaiche per lo più dovute a umidità nel modulo in seguito a rottura degli strati dell'involucro nelle fasi d'installazione o trasporto.



Fig.3.28-Modulo con superficie compromessa

Per quanto riguarda il controllo dei collegamenti e del cablaggio, si effettua una manutenzione preventiva ogni sei mesi verificando il fissaggio e lo stato dei morsetti dei cavi di collegamento dei moduli e la tenuta stagna della scatola dei morsetti. Qualora si rilevassero problemi di tenuta stagna, occorre provvedere alla sostituzione degli elementi interessati e alla pulizia dei morsetti. E' importante curare la tenuta della scatola dei morsetti, utilizzando eventualmente giunti nuovi o sigillante.

### **Manutenzioni accessorie**

Ai fini di evitare la crescita eccessiva di arbusti che potrebbero creare ombre sui moduli fotovoltaici indesiderate, riducendo così le prestazioni dell'impianto, è utile provvedere allo sfalcio erba. Questo tipo di operazione rientra nella categoria delle manutenzioni ordinarie poiché deve essere fatto con regolarità. In base alle esigenze è possibile effettuare lo sfalcio erba con appositi macchinari o a mano. In alternativa si può distribuire sul terreno sostanze dissecanti che impediscono quindi la crescita di arbusti. Quest'ultimo metodo viene utilizzato principalmente in impianto dove lo spazio tra i moduli sia poco accessibile e quindi tagliare l'erba diventerebbe un'operazione dispendiosa in termini di tempo e fatica. Dove possibile è consigliabile mantenere la presenza di vegetazione per favorire un microclima più mite che agevola la dissipazione di calore nella zona vicina ai moduli migliorandone le prestazioni.

Periodicamente è necessario, inoltre, provvedere alla pulizia dei sensori che rilevano l'irraggiamento poiché essendo esposti alle intemperie la loro superficie si può opacizzare per la sporcizia e rilevare un valore di irraggiamento minore del reale.

Un esempio di scheda di manutenzione ordinaria per un impianto fotovoltaico è mostrato in appendice D.

### **3.3.2 Manutenzione straordinaria**

La manutenzione straordinaria riguarda:

- Interventi con sostituzioni di parti dell'impianto che non ne modificano in modo sostanziale le prestazioni e la destinazione d'uso
- Interventi che non possono essere ricondotti a manutenzione ordinaria

Per interventi di questo tipo è necessario ricorrere a imprese installatrici abilitate. Non sussiste l'obbligo di progetto ma l'impresa che lo compie deve rilasciare una dichiarazione di conformità.

Nel caso di manutenzione straordinaria è necessario fare una distinzione tra la manutenzione dei componenti elettrici dell'impianto e quella dell'impianto elettrico stesso. In linea di principio la manutenzione dei componenti dell'impianto influisce sul corretto funzionamento del componente, ma non può compromettere il rispetto delle regole di installazione in base alle quali è stato costruito l'impianto. Esempi di manutenzione straordinaria sono i seguenti:

- Cambiare i contatti dell'interruttore o le camere d'arco, rientrano nella categoria di manutenzione straordinaria del componente;
- Cambiare un interruttore con un altro di caratteristiche equivalenti, costituisce una manutenzione straordinaria dell'impianto;
- Sostituzione dell'interruttore all'interno di un quadro elettrico, costituisce un esempio di manutenzione sia per componente che per impianto;
- Sostituire un modulo fotovoltaico con uno di equivalenti caratteristiche.

### **Adeguamento A70**

L'adeguamento A70 regola i requisiti tecnici a cui gli impianti di produzione di energia elettrica connessi alle reti di distribuzione MT e BT devono rispondere ai fini della sicurezza del sistema elettrico nazionale interconnesso. In particolare, ha lo scopo di prescrivere i requisiti minimi relativamente a:

- Campi di funzionamento in tensione e frequenza
- Controllo
- Esigenze di sistema per le protezioni
- Regolazioni

Le prescrizioni del suddetto documento si applicano in particolare a:

- Impianti tradizionali, vale a dire impianti rotanti sincroni o asincroni connessi alla rete senza interposizione di sistemi di raddrizzamento/inversione;
- Impianti di tutte le altre tipologie connessi alla rete mediante interposizione di sistemi di raddrizzamento/inversione (inverter lato rete);
- le eventuali parti d'impianto nella titolarità delle imprese distributrici strumentali alla protezione e controllo degli impianti PV.

L'osservanza delle prescrizioni previste nel presente documento è condizione essenziale per la connessione degli impianti alla rete.

Tutti gli impianti di produzione ed i relativi macchinari ed apparecchiature devono essere progettati, costruiti ed eserciti per restare in parallelo anche in condizioni di emergenza e di ripristino di rete. In particolare gli impianti, in ogni condizione di carico, devono essere in grado di rimanere permanentemente connessi alla rete MT e BT per valori di tensione nel punto di consegna, compresi nell'intervallo  $85\% V_n \leq V \leq 110\% V_n$  o nell'intervallo  $90\% V_n \leq V \leq 105\% V_n$  misurato ai morsetti di macchina.

Riguardo all'esercizio in parallelo con la rete MT/BT in funzione della frequenza, l'impianto di produzione non rotante deve essere in grado di rimanere connesso alla rete permanentemente, per valori di frequenza tra  $47,5 \text{ Hz} \leq f \leq 51,5 \text{ Hz}$ . Per gli impianti rotanti nello stesso intervallo è

ammesso lo scostamento dai valori di produzione precedenti il transitorio nonché dai tempi di permanenza.

L'Utente Attivo deve garantire che tali intervalli di funzionamento siano rispettati sia dalle protezioni di interfaccia che dalle protezioni e regolazioni dell'impianto di produzione. L'Impresa di Distribuzione vigila sul rispetto di tali requisiti.

Per il controllo dei transitori in frequenza, si richiede agli impianti di produzione statici connessi alle reti MT e BT:

- la capacità di ridurre la potenza immessa in rete in risposta ad una variazione della frequenza del sistema al di sopra di una soglia predefinita (regolazione della potenza in funzione della sovralfrequenza);
- l'inserimento graduale della potenza immessa in rete in modo da minimizzare gli effetti sul sistema in caso di ripresa del servizio.
- l'avviamento con l'aumento graduale della potenza immessa in rete.

Durante un transitorio di frequenza, detti impianti di produzione devono essere in grado di:

- non variare la potenza immessa in rete nei limiti previsti, per frequenze comprese tra 47,5 Hz e 50,3 Hz, salvo che per motivi legati alla disponibilità della fonte primaria;
- ridurre la potenza immessa in rete in funzione dell'entità dello scarto di frequenza positivo rispetto a 50 Hz frequenze comprese tra 50,3 Hz e 51,5 Hz, secondo uno statismo compreso tra il 2% e il 5%; di norma verrà impostato un valore pari al 2,4%;
- non riconnettersi alla rete e non aumentare il livello di produzione minimo raggiunto in caso di ridiscesa della frequenza dopo un aumento della stessa oltre il valore di 50,3 Hz (a meno che la frequenza non si attesti per almeno 5 minuti primi ad un valore compreso tra 49,9 e 50,1) salvo diversa indicazione da parte del Gestore.

L'avviamento di detti impianti deve essere condizionato ad una frequenza di rete stabilizzata e quindi non inferiore a 49,9 Hz e non superiore a 50,1 Hz.

Nel caso in cui la riconnessione avvenga automaticamente, il sistema di controllo dell'impianto dovrà consentire la taratura di rientro in un intervallo compreso tra 49 Hz e 51 Hz a step di 0.05 Hz; dovrà inoltre essere selezionabile il tempo minimo di permanenza in tale intervallo selezionabile tra 0 e 900 secondi a step di 5 secondi.

In tali condizioni la riconnessione deve avvenire aumentando gradualmente la potenza immessa rispettando un gradiente positivo massimo non superiore al 20% al minuto della potenza erogabile.

Gli impianti di produzione statici connessi alle reti MT e BT di potenza nominale  $\geq 6$  kVA devono essere in grado di non disconnettersi istantaneamente durante l'abbassamento di tensione conseguente a un qualsiasi tipo di cortocircuito esterno, monofase o polifase (con e senza terra).

In particolare deve essere garantita la connessione alla rete nella zona al di sopra e lungo i punti della caratteristica (V - t) indicata, dove la tensione V è la tensione ai morsetti dell'impianto di produzione. I valori indicati sono in percentuale della tensione nominale.

Nell'intervallo di durata dell'abbassamento di tensione l'impianto dovrà rimanere connesso alla rete, anche se non garantirà il valore di potenza immessa nell'istante immediatamente precedente al guasto. Al ristabilirsi delle normali condizioni di funzionamento la potenza immessa in rete dovrà tornare ad un valore prossimo a quello precedente il guasto, in un tempo non superiore a 200 ms. Per gli impianti rotanti la potenza immessa in rete può crescere gradualmente.

Le protezioni di interfaccia possono interferire negativamente con il bilanciamento del sistema elettrico nazionale. Per minimizzare tali effetti le predette protezioni devono essere in grado di garantire:

- il distacco selettivo della rete soltanto per guasti sulle reti MT e/o BT;
- il mantenimento in servizio della rete per perturbazioni di sistema con variazione transitoria della frequenza.

Tali protezioni devono operare in modo da :

- evitare danni ai generatori tradizionali dovuti a momenti torsionali provocati dalle richiuse implementate su tale rete in caso di guasti sui collegamenti (per i soli impianti di produzione tradizionali);
- limitare la probabilità di creazione di isole di carico in caso di apertura del tronco in MT;
- limitare i disturbi in tensione ad altri utenti in caso di funzionamento in isola.

Per gli impianti di produzione connessi alle reti MT è sufficiente implementare una regolazione opportuna delle quattro soglie già attualmente previste nelle Regole Tecniche di Connessione.

Per quanto riguarda le due soglie di massima frequenza, esse dovranno essere regolate come di seguito:

- una soglia restrittiva a 50,3 Hz (con tempo 0,1 s)
- una soglia permissiva a 51,5 Hz (con tempo 1,0 s)

Per quanto riguarda le due soglie di minima frequenza, esse dovranno essere regolate come di seguito:

- una soglia restrittiva a 49,7 Hz (con tempo 0,1 s)
- una soglia permissiva a 47,5 Hz (con tempo 4,0 s).

Le predette caratteristiche (presenza di due separate regolazioni selezionate da remoto) consentono che la protezione d'interfaccia dell'impianto di produzione operi in maniera opportuna contemperando le esigenze locali con quelle di sistema.

Infatti, una perturbazione di sistema (transitorio in sottofrequenza o sopra frequenza che interessa una vasta rete funzionante in regime separato con carico o produzione eccedente) è un fenomeno normalmente caratterizzato da una variazione relativamente lenta del parametro frequenza e da un andamento delle tensioni di tipo simmetrico. Se il fenomeno si presenta con queste caratteristiche la finestra restrittiva di frequenza (49,7 – 50,3 Hz) dovrà rimanere inattiva ed il distacco degli impianti dovrà essere affidato esclusivamente alla finestra di frequenza larga (47,5 – 51,5 Hz).

Viceversa, in caso di fenomeni locali, l'Impresa di Distribuzione è in grado di comandare l'attivazione delle soglie restrittive, favorendo la disconnessione degli impianti di produzione connessi.

In assenza di disponibilità dei segnali di commutazione da remoto, è necessario che gli Utenti Attivi si dotino di un sistema di protezione, sempre basato su informazioni locali, in grado di discriminare tra eventi di sistema ed eventi localizzati nella della rete di distribuzione.

Infatti, in caso di guasto locale (cortocircuito tra le fasi o guasto a terra nella rete MT dell'Impresa di Distribuzione), è possibile abilitare l'intervento della finestra di frequenza restrittiva (49,7 – 50,3 Hz) correlandone l'attivazione con una delle seguenti funzioni di protezione:

- massima tensione omopolare (59N) per il rilevamento dei guasti monofasi e polifasi con terra;
- massima tensione di sequenza inversa (59INV) per il rilevamento dei guasti bifase isolati da terra;

- minima tensione di sequenza diretta (27DIR) per il rilevamento dei guasti trifase (e bifase) isolati da terra.

La logica di questo sistema di protezione con **relè di frequenza a sblocco voltmetrico** (il codice numerico assegnato a questa protezione è 81V) è esposta in Fig.3.29. In base ad essa il sistema di protezione installato nell'impianto di produzione è in grado di riconoscere variazioni di frequenza conseguenti all'apertura dell'interruttore in Cabina Primaria oppure all'apertura di IMS lungo linea in presenza di un guasto nella linea di connessione e di separarsi da essa in tempo breve, prima della eventuale manovra di richiusura automatica rapida, in modo da evitare un parallelo con la rete con sfasamenti angolari troppo ampi. La funzione di sblocco voltmetrico di cui alla fig. 3.29 e 3.30 deve presentare soglie di regolazione selettive tra AT e MT e BT per guasti squilibrati e deve permanere attiva per il minimo tempo necessario ad indurre il distacco della rete per guasto in reti MT e BT. Eventuali relè di massima e minima frequenza diversi da quelli propri del sistema di protezione di interfaccia (tipicamente quelli integrati nell'inverter), dovranno essere regolati in modo coerente con quanto sopra stabilito con finestre di intervento più ampie di quelle di tipo permissivo della protezione di interfaccia o, a limite, uguali ad esse.

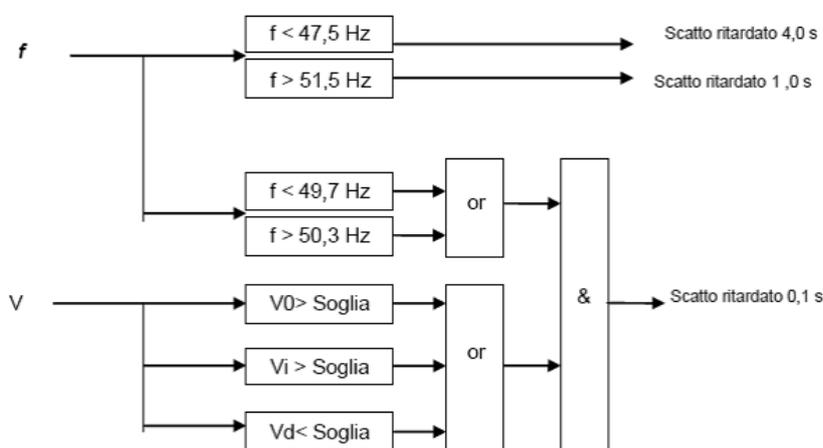


Fig. 3.29-Logica di funzionamento per attivazione soglie per relè di frequenza a sblocco voltmetrico

Le soluzioni tecniche per la discriminazione degli eventi locali rispetto agli eventi di sistema basate sul rilievo di informazioni legate alla tensione, e quelle prospettate nella norma CEI 0-16, che utilizzano informazioni provenienti da remoto possono essere utilmente combinate per aumentare l'affidabilità del sistema di protezione come illustrato in figura 4. In esso i segnali da remoto sono finalizzati:

- all'abilitazione delle soglie di frequenza in parallelo all'azione esercitata dai relè di tensione [Vo>], [Vi>] e [Vd>];
- allo scatto diretto dell'interruttore di interfaccia (sistema di telescatto agente sul SPI).

Le due azioni operano ogniqualevolta in Cabina Primaria si determina l'apertura dell'interruttore MT della linea di connessione oppure la perdita della connessione alla rete AT. Un segnale di guardia dovrà poi sorvegliare l'integrità del canale di comunicazione. Le modalità di implementazione del canale di comunicazione (finalizzato alle funzioni di abilitazione da remoto e/o

telescatto, che potrà sfruttare, per esempio, un supporto dedicato in fibra ottica o servizi di comunicazione a larga diffusione, quali ADSL o simili) dipendono dalle specificità delle reti di distribuzione, nonché degli ambiti territoriali interessati.

L'Impresa Distributrice notifica altresì quanto sopra all'utente attivo e tiene aggiornato il Gestore sulla consistenza degli impianti protetti in ciascuno dei modi descritti.

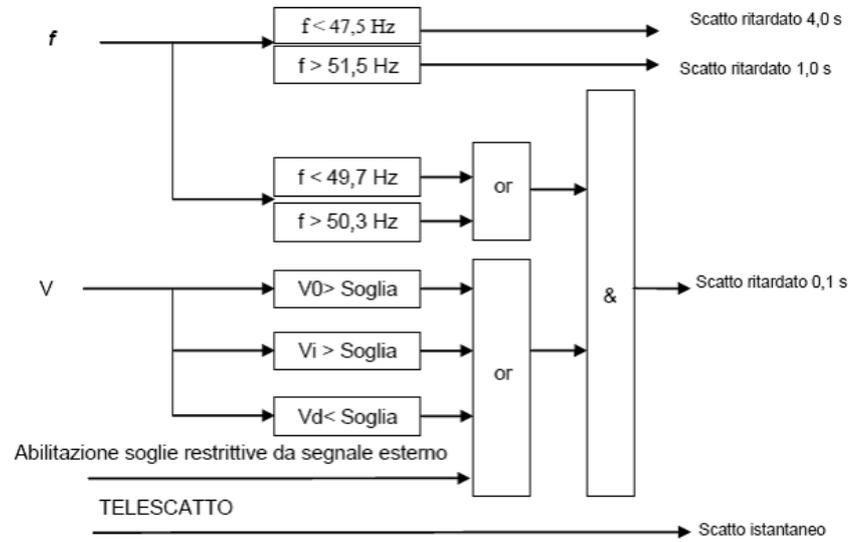


Fig.3.30- Logica di funzionamento per attivazione soglie dei relè di frequenza a sblocco voltmetrico con tele scatto e abilitazione da remoto

Nel caso di impianti di produzione statici privi di parti rotanti esposte al rischio di shock meccanici su richiusura automatica asincrona, in via transitoria e finché non è disponibile la finestra di frequenza restrittiva a sblocco voltmetrico o tele-abilitata da remoto o il tele scatto, l'esercizio avviene con la sola finestra di frequenza permissiva (47,5 – 51,5 Hz) e con un tempo di intervento del relè di frequenza regolato con ritardo breve (0,1 s).



## Capitolo 4 : Sistemi di videosorveglianza e antintrusione

Un impianto fotovoltaico rappresenta un investimento considerevole che deve quindi essere necessariamente protetto da furti o manomissioni. Per questo motivo ogni impianto è dotato di un sistema di allarme intrusione e di un circuito di videosorveglianza. I sistemi antintrusione vengono così definiti nella prassi, ma la loro corretta dicitura, contenuta nella norma CEI 79-3, è “sistemi di allarme intrusione”.

Ogni azienda sceglie quale configurazione utilizzare a protezione dell’impianto e quali protocolli. Questi ultimi vengono mantenuti privati per motivi di sicurezza. Si descrivono di seguito le configurazioni scelte per gli impianti di Cona (VE) e Monastier di Treviso (TV).

### 4.1 Impianto di Cona

Nell’impianto fotovoltaico di Cona (VE) è presente un impianto antintrusione rappresentato schematicamente dal seguente schema funzionale:

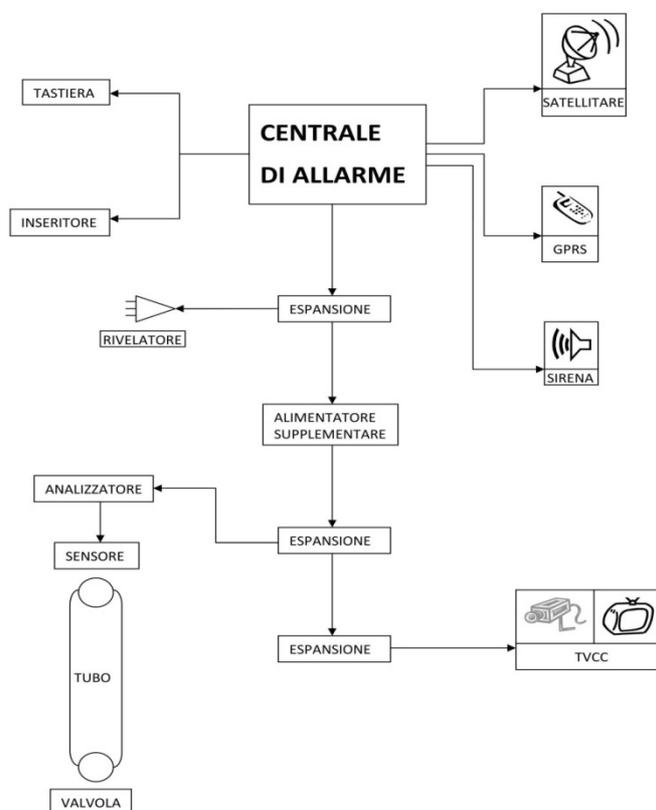


Fig.4.1-Schema funzionale impianto antintrusione Cona

Tutto il sistema fa capo ad una centrale di allarme in cui gli input sono rappresentati dalla tastiera, da cui si possono svolgere alcune funzioni di programmazione e/o inserire il codice di accesso, e dall’inseritore nel quale viene appunto inserita la chiave elettronica che serve per inserire/disinserire l’allarme. Le comunicazioni tra la centrale d’allarme dell’impianto e chi svolge la sorveglianza è effettuata tramite parabola satellitare e contemporaneamente sistema GPRS per avere un doppio livello di sicurezza nel caso in cui venga manomesso uno dei due sistemi di comunicazione. La centrale d’allarme è infine adibita all’attivazione della sirena che segnala acusticamente e visibilmente un’intrusione. Il rivelatore volumetrico è posto internamente alla cabina inverter e in quella adiacente. Esso è caratterizzato da una doppia tecnologia: effettua una rilevazione nel campo dell’infrarosso e una con l’utilizzo di un segnale a

microonde per ottenere così un doppio riscontro ed evitare falsi allarmi. Nell'impianto è presente un sistema di alimentazione supplementare per evitare inconvenienti dovuti alla mancanza di alimentazione da rete. Proseguendo nella descrizione dello schema funzionale si trova il sistema di antintrusione perimetrale costituito da analizzatore, sensore, tubo e valvola ; e il sistema di telecamere a circuito chiuso (TVCC).

Come indicato dallo schema riassuntivo di fig.4.1 l'impianto antintrusione è composto dalle seguenti apparecchiature:

#### Impianto di illuminazione perimetrale notturna

L'impianto di illuminazione perimetrale notturna è mantenuto normalmente spento. Nel caso in cui venga dato un segnale di allarme si accende automaticamente nella zona interessata. E' composto principalmente da:

- N°3 pali rastremati saldati, completi delle 3 lavorazioni standard alla base del palo (entrata cavi, attacco m.a.t., asola per morsettiera). La zincatura viene ottenuta mediante immersione in vasche di zinco fuso. Lo spessore dello strato di zinco sarà conforme alle normative UNI EN 40, ISO1461.
- N°6 fari costituiti da apparecchi illuminanti 250W con lampada JMT (ioduri metallici), corpo in alluminio pressofuso ed alettature di raffreddamento, aventi riflettore asimmetrico, diffusore in vetro temperato spessore 5 mm resistente agli shock termici e agli urti, verniciatura a polvere poliestere, colore grigio grafite, resistente alla corrosione e alle nebbie saline.

#### Sistema di videosorveglianza

Il sistema di videosorveglianza è composto da 3 telecamere Dome Day/Night con brandeggio da esterno con le seguenti caratteristiche:

- Sensore CCD da 1/3" ad alte prestazioni, angolo rotazione orizzontale continuo a 360° velocità max. 400°/s
- angolo rotazione verticale 90°, velocità max. 200°/s - montaggio a palo - emisfero inferiore fumè, zoom ottico 27x, zoom digitale 10x, risoluzione PAL, lunghezza focale 3,25-88mm, messa a fuoco automatica
- luminosità minima a colori 1lux, luminosità minima a bianco/nero 0,005lux, funzione DAY & NIGHT, 28 privacy zone, alimentazione 24 V CA, grado di protezione IP65 ,uscita video con connettore BNC e connettore per cavo UTP - RS-485 per brandeggio, reset remoto, line-lock, attacco a palo compreso.

Le 3 telecamere brandeggiabili e direzionabili si presentano come in fig.4.2, sono state installate in tre angoli opposti dell'impianto, di cui una all'entrata dello stesso per monitorare il cancello d'ingresso.



Fig.4.2-Telecamera Dome Day/Night

Inoltre è stato installato un videoregistratore digitale a 8 ingressi video, 2 uscite monitor PAL, compressione Wavelet differenziale, velocità di registrazione 50 pfs, risoluzione registrazioni 720 x 288, un solo canale audio. Massima capacità di registrazione 4 TB con l'ausilio di HD esterni, motion-detector con 64 aree programmabili, preallarme 10 sec, post-allarme 60 sec, 8 posizioni preset per comando speed dome con protocollo VIDO, 4 ingressi allarme e 4 uscite relè direttamente su parte posteriore Videoregistratore, collegamento rete LAN, possibilità di telecomando, sistema operativo Linux Embedded per evitare qualsiasi tipo di malfunzionamento dovuto da bugs e/o virus. Hard disk interno da 80 GB. Le registrazioni effettuate vengono remotizzate dal sistema di controllo per aumentare affidabilità e sicurezza.

#### Impianto antintrusione perimetrale interno con sistema a rilevamento di tipo interrato

L'impianto di allarme antintrusione è stato integrato con un sistema di rilevamento a pressione di tipo interrato, posizionato in prossimità dei moduli fotovoltaici per tutto il perimetro dell'impianto, in modo da rilevare eventuali tentativi di avvicinamento agli stessi.

Si tratta di un sistema installato sotto il livello del terreno e pertanto particolarmente adatto per applicazioni nelle quali è necessaria avere la certezza che in una determinata fascia non ci siano attraversamenti di persone o mezzi, in particolare all'interno di protezioni meccaniche che impediscono l'accesso al sito. L'invisibilità del sistema e l'impossibilità di individuarne il percorso e di neutralizzarlo rendono tale soluzione particolarmente efficace nell'individuazione di presenze indesiderate o non autorizzate.

Inoltre non risente dell'influenza delle condizioni ambientali, può essere installato su terreni con profilo irregolare e di tipologia differente (asfalto, acciottolato, porfido, cemento e prato) e permette di discriminare i piccoli animali che potrebbero essere causa di allarmi impropri per altri sistemi.

Il sistema di rilevazione è realizzato con un microprocessore a tecnologia DSP (Digital Signal Processing), il segnale proveniente dal sensore viene digitalizzato ed analizzato nel dominio del tempo e delle frequenze, garantendo capacità di elaborazione estremamente accurate.

Oltre all'elevata immunità ai fenomeni atmosferici, propria del sistema a tubi interrati, questo sensore è in grado di eseguire un'analisi dei segnali tale da discriminare quelli a frequenze ripetitive (ferrovia, strada ad alta densità di circolazione, ecc.) rispetto a quelli generati durante l'attraversamento della zona sensibile da parte di eventuali intrusi. Il sistema è passivo, quindi, non rilevabile.

L'impianto perimetrale si basa sul rilevamento della differenza di pressione tra due tubi posati ed interrati lungo tutto il perimetro, riempiti con un liquido che ne permette il funzionamento anche a basse temperature (antigelo) ed opportunamente pressurizzati.

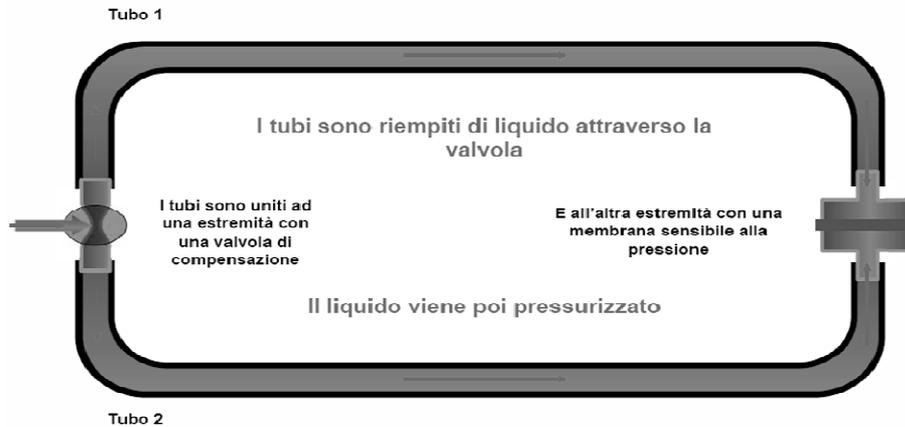


Fig.4.3-Sistema perimetrale interrato

Un qualunque attraversamento della fascia sensibile genera uno scompenso di pressione tra i tubi; questo viene rilevato ed elaborato da un apposito trasduttore ed inviato all'analizzatore che lo interpreta decidendo se l'impianto si trova in condizione di non allarme, preallarme o allarme.

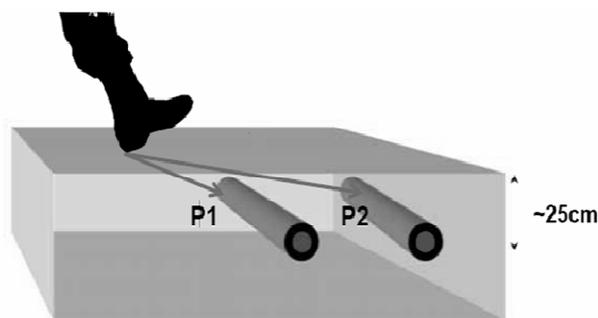


Fig.4.4- Principio funzionamento perimetrale interrato

Il sistema è, inoltre, in grado di memorizzare per poi poterli rivedere successivamente, i segnali generati immediatamente prima e dopo l'evento. La possibilità di tarare la sensibilità di ogni singola tratta consente al sistema di adattarsi in maniera ottimale alle caratteristiche proprie di ciascuna installazione. Le parti intelligenti sono auto-protette da un sistema di ritardo il quale, in caso di blocco, ne ripristina automaticamente il normale funzionamento.

Nell'impianto in esame è stato installato il sistema GPS PLUS/1-4, mostrato in fig.4.5, che si basa su una Unità di controllo (**PGPS PLUS/1- 4**) che gestisce e controlla da 1 a quattro trasduttori di pressione (**PGPS2001/2**). Ogni trasduttore è collegato a due tubi di gomma speciale (**PGPS195**) riempiti di liquido (**PGPS606**) disposti lungo il perimetro da proteggere, posati paralleli tra loro ad una distanza di 1,5 m circa uno dall'altro, interrati ad una profondità di 25÷30 cm. La valvola di compensazione (**PGPS242**), posta all'altra estremità dell'anello di tubi, completa il sistema. I trasduttori e le valvole sono posti in un pozzetto interrato.

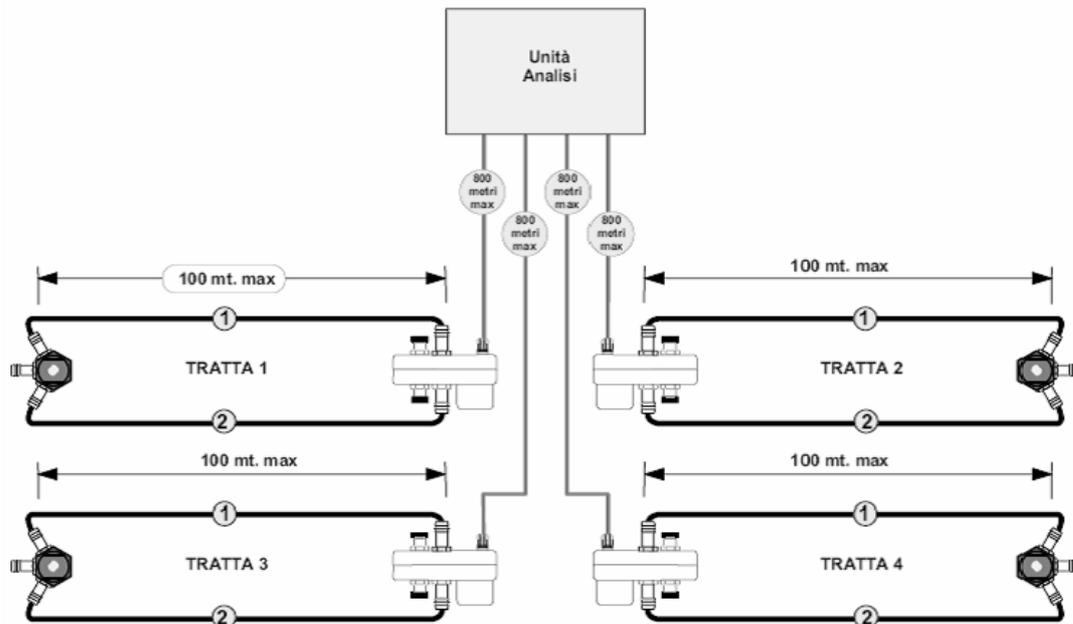


Fig.4.5-Sistema GPS PLUS/1-4

Ogni sensore fornisce una fascia di protezione lunga 100 metri e larga 2,5m. Il sistema può gestire fino a 4 zone di protezione in modo indipendente.

Il GPS Plus rileva la pressione che una persona o un mezzo esercita sul terreno passando sopra l'area sensibilizzata. Essendo tarabile a una certa pressione è possibile discriminare il passaggio di animali che risultano essere più leggeri. I tubi di liquido convogliano verso il sensore questa sollecitazione che una membrana piezoelettrica traduce in segnale elettrico. Questo segnale, opportunamente elaborato dalla scheda elettronica di controllo, viene poi tradotto in segnalazioni di allarme.

La figura 4.6 fornisce una indicazione del diagramma di copertura del sistema secondo un asse trasversale rispetto alla linea dei tubi e in prospettiva evidenziando l'uniformità di sensibilità del sistema lungo tutta l'estensione della tratta.

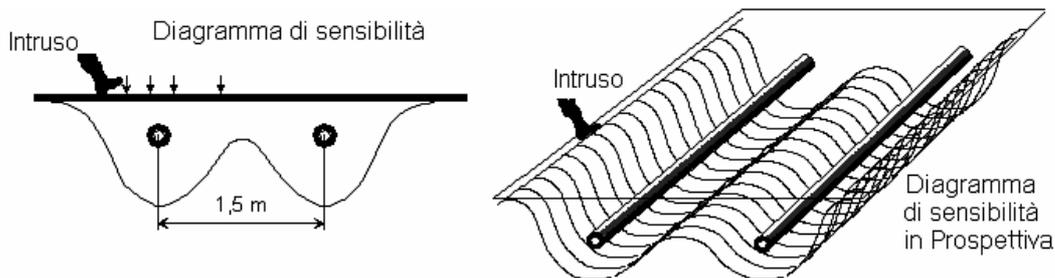


Fig.4.6-Diagrammi sensibilità

Il GPS Plus è composto da un Kit base comprensivo di Unità di controllo, un trasduttore, una valvola di compensazione, un kit di fascette ed il software di programmazione (**PGPS PLUS/1-4**). Ha inoltre la possibilità di memorizzare con l'auto apprendimento iniziale non solo la sensibilità ma la sua frequenza specifica, consentendo di tarare il sistema in modo da adattarlo al meglio alle caratteristiche specifiche di ciascun impianto per eliminare allarmi impropri. La membrana piezoelettrica traduce il segnale di pressione in segnale elettrico che, opportunamente

preamplificato, viene inviato all'unità di elaborazione. Qui il segnale viene digitalizzato da un convertitore A/D ad alta precisione e successivamente elaborato da un microprocessore in tecnologia DSP (Digital Signal Processing) che assicura capacità di elaborazione estremamente potenti ed accurate. Attraverso analisi nel dominio del tempo con trasformate di Fourier, attraverso opportuni filtri digitali e con l'analisi del contenuto di energia basati su algoritmi specificamente studiati, l'unità di elaborazione traduce le stimolazioni di pressione in segnali di preallarme e allarme sulla base di soglie di intervento, programmabili in modo estremamente sofisticato. Il sistema ha una elevata immunità a falsi allarmi provocati da fenomeni quali vento, pioggia battente, grandine. Si tratta infatti di un sistema simmetrico (ogni sensore gestisce due tratte omogenee) e può effettuare una analisi comparata delle segnalazioni rilevate dalle due tratte discriminando sollecitazioni di modo comune). I parametri di funzionamento del sistema sono residenti su una memoria non volatile e possono essere programmati tramite un computer. Sempre tramite computer è possibile visualizzare e memorizzare su file i segnali rilevati dalla membrana sensibile in modo da poterli analizzare successivamente allo scopo di determinare le condizioni di taratura ottimale del sistema in ogni specifica installazione. La memorizzazione può essere attivata in modo continuo o solo al superamento di una soglia di registrazione programmabile in modo da circoscrivere la registrazione agli eventi significativi e velocizzare l'analisi dei dati registrati. Il firmware che determina il funzionamento del sensore deve poter essere aggiornato anche dopo l'installazione in modo da poter beneficiare di evoluzioni/miglioramenti successivi alla installazione. Un dispositivo antisabotaggio protegge il sensore da tentativi di manomissione. Il sistema collega fino a 4 sensori (uno per ogni linea) ad alta velocità, in configurazione a stella.

I componenti del sistema sono i seguenti:

- centralina di controllo



- Sensore di pressione



- Valvola di compensazione



- Tubo interrato



- Miscela per il riempimento del tubo: 85 kg per 100 m



### Centrale antintrusione

La centrale di allarme per la gestione dei segnali provenienti dai vari sensori sarà del tipo evoluto, con le seguenti caratteristiche: 8 zone in centrale e 7 schede remote di espansione da 6 ingressi ciascuna, tastiera LCD remote con 2 zone integrate, modulo GSM dual band il quale fornisce alla centrale un secondo canale di comunicazione per trasmissione di allarmi (vocali e con protocolli digitali) attraverso il canale GSM.

Inoltre è possibile:

- Trasmissione di allarmi attraverso il canale dati GPRS, teleassistenza via GPRS
- Avvisatore SMS per tutti gli eventi di centrale
- Gestione remota della centrale mediante SMS per inserimenti, disinserimenti, attivazione uscite
- Attivazione di uscite mediante il riconoscimento del chiamante
- Gestione del modulo GSM da tastiera LCD
- Controllo credito residuo su schede prepagate

### Contatto magnetico

In prossimità del cancello d'ingresso dell'impianto è posto un contatto magnetico ad alta sicurezza del tipo mostrato in fig.4.7:



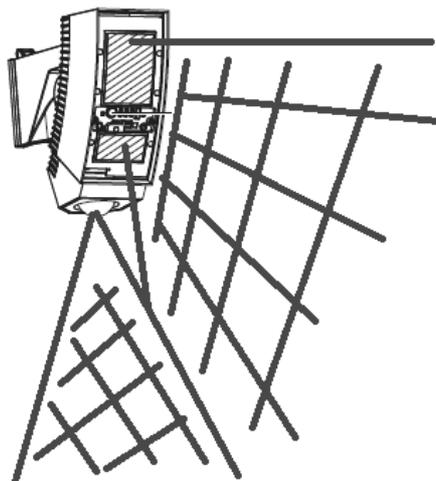
Fig.4.7-Contatto magnetico

Si tratta di un contatto in alluminio pressofuso con verniciatura epossidica, dotato di protezioni contro effrazioni di tipo magnetico, elettrico e meccanico. I circuiti magnetici sono costituiti da diverse ampole reed che sganciano in conseguenza a campi magnetici generati da batterie di magneti. Se avvicinati da un magnete esterno di effrazione vengono sbilanciati attivando l'allarme. Tutti i contatti dispongono inoltre di una protezione contro l'apertura dei coperchi. Il dispositivo installato dispone di una protezione contro lo strappo della parete reed e della parte magnete, oltre ad un collegamento per test remoto di funzionamento.

## 4.2 Impianto di Monastier di Treviso

L'impianto di Monastier di Treviso (TV) possiede un impianto di rilevazione intrusione costituito da un sistema di allarme e da un sistema TVCC, i quali interagiscono tra loro. La centrale di allarme Tecnoalarm gestisce i sensori perimetrali di rilevamento PIR intelligenti. I DVR Avermedia gestiscono le telecamere abbinata alle aree controllate dai sensori. Sull'impianto sono stati previsti due modelli di sensori: REDWALL sip100 e sip400/5. Le principali caratteristiche dei sensori sono:

- Rilevamento di temperatura e illuminazione dell'ambiente per la gestione della sensibilità automatica
- Algoritmo di rilevamento avanzato
- Tamper antiapertura; si tratta di un contatto antiapertura sempre attivo, anche con allarme disinserito
- Piroelementi doppi duali/quadrupli con schermata conduttiva doppia brevettata per l'area principale; si tratta dei rilevatori ad infrarossi di cui è dotato il sensore
- Rilevatore creep zone incorporato
- Funzioni antivandalismo
- Funzione antirotazione con accelerometro a 3 assi
- Funzione antimascheramento con fotocellula
- Altezza di installazione da minimo 2,3 m a massimo 4 m, con un area di rilevamento rispettivamente 20-100m per i 2,3 m di altezza e 35-100m per 4 m
- Possibilità di regolare l'area di rilevamento in un intervallo di 90° in direzione orizzontale e di 10° in direzione verticale.



I sensori con le relative uscite sono collegati alle schede di acquisizione montate all'interno della cassetta di giunzione. Ogni cassetta prevede il tamper di rilevazione apertura anch'esso cablato alla scheda di acquisizione e configurato come antimanomissione. Le schede sono collegate alla centrale di Gestione in modalità punto-punto su linea seriale RS485 di standard internazionale.

Nella cabina di controllo è ubicato il quadro di contenimento degli apparati e la centrale di allarme; la cabina è protetta da un sensore interno e da contatti magnetici sulla porta. Il quadro preposto al contenimento del DVR e apparati vari è protetto contro la manomissione da tamper posti su tutte le parti rimovibili. Ai DVR provengono tutti i segnali video, i quali sono configurati per registrare sempre 24 ore; l'evento di allarme viene memorizzato e associato alla telecamera relativa per marcare la registrazione. Il DVR è configurato per visualizzare su monitor in tempo reale l'area relativa all'evento, permettendo di verificarne la causa. La registrazione avviene in loco, con possibilità di remotizzare le immagini ottenute.

Successivamente all'installazione dell'impianto antintrusione si è mostrata la necessità di effettuarne un'implementazione. La causa principale è stato lo scatto intempestivo dell'allarme dovuto all'intrusione di animali nell'impianto. Si è così deciso di dotare l'impianto di barriere infrarosse attive. Queste barriere, composte da un trasmettitore e da un ricevitore, producono un fascio attivo posto ad una altezza di 60 cm dal suolo, come mostrato in fig.4.8:

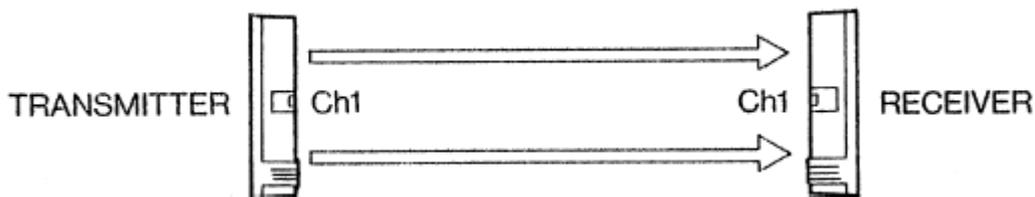


Fig.4.8-Barriera ad infrarosso attiva

Questa modifica ha richiesto un'implementazione a livello di software sulla centrale di allarme che consente di creare logiche AND/OR tra le zone di allarme dei sensori e le nuove barriere attive; di modo che si possa scegliere in quali condizioni far scattare l'allarme. Le logiche di programmazione create permettono di attivare l'allarme in seguito all'attivazione di due zone in un lasso di tempo predefinito: la prima è quella costituita dai sensori, la seconda dalle barriere ad infrarossi. Con la semplice attivazione di una sola delle due zone non si avrà una segnalazione di allarme ma solo una registrazione sulla centrale dell'evento (preallarme). In tal modo vengono filtrati tutti gli eventi, scremando gli allarmi generati da movimenti nella fascia compresa tra 0 e

50 cm dal suolo. Va precisato che le aree controllate dalle nuove barriere attive devono rimanere libere da qualsiasi tipo di ostacolo per non interferire con il normale funzionamento.

Tutto il sistema di allarme è sotteso ad un UPS del tipo ON-LINE, con autonomia in condizioni di carico standard pari a circa 45 minuti, collegato alla rete 230 Vac presente nel sito.

La configurazione a palo che sostiene tutte le tipologie di sistemi prima descritti, si presenta come in fig.4.9:

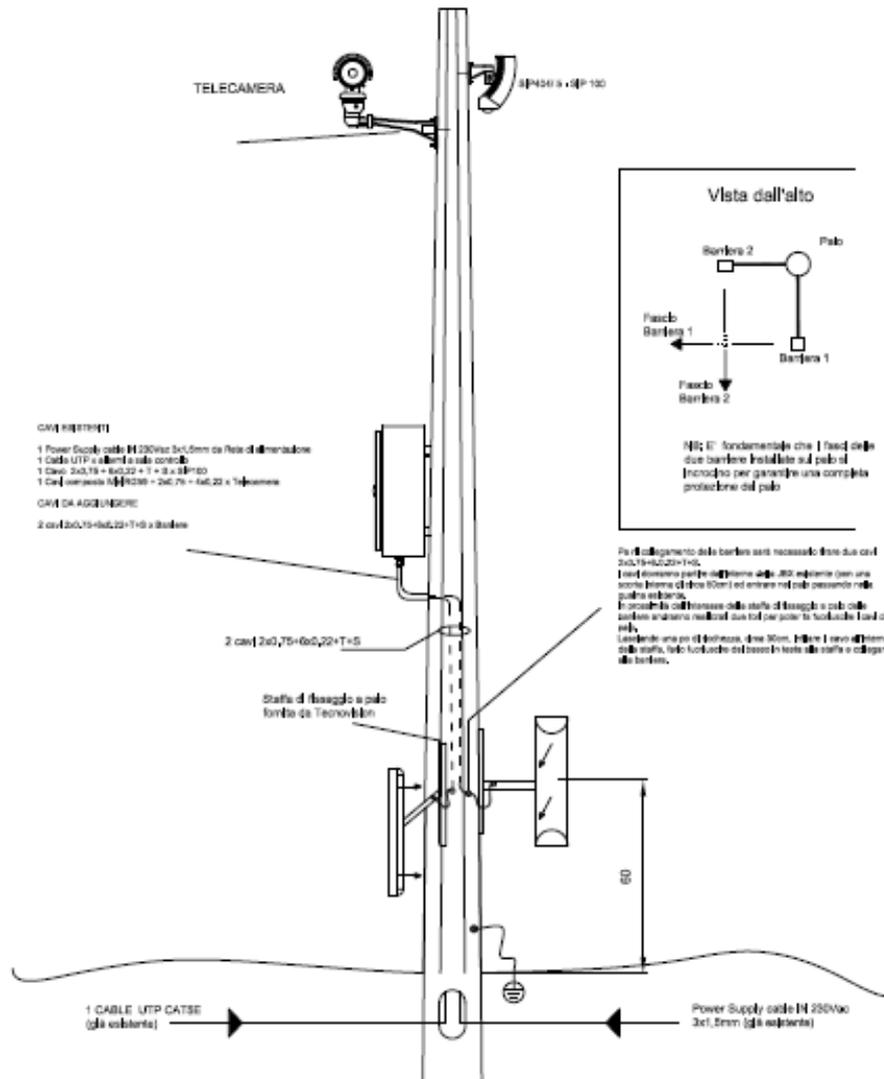


Fig.4.9- Configurazione sistemi

Nella parte superiore sono stati installati telecamera e sensore di cui in fig.4.10 viene mostrata una foto in campo:



Fig.4.10-Telecamera e sensore

Nella parte centrale si può vedere la cassetta di giunzione, la quale in campo si presenta come in fig.4.11:



Fig.4.11-Cassetta di giunzione

Nella parte inferiore a 60 cm dal suolo, è stata installata la barriera ad infrarossi attiva costituita da dispositivi OPTEX del tipo di quello mostrato in fig.4.12:



Fig.4.12-Dispositivo per barriera ad infrarosso attiva

### 4.3 Manutenzione

Come il resto dell'impianto fotovoltaico, anche l'impianto di videosorveglianza e allarme intrusione necessita di una manutenzione periodica. Prima di tutto è necessaria la pulizia della superficie esterna di telecamere e sensori, poiché essendo all'aperto sono soggetti a deposito di sporcizia che compromette il loro funzionamento. Per quanto riguarda le telecamere adibite alla videosorveglianza bisogna controllare che tutti i componenti interni non siano rovinati, in particolar modo la resistenza interna che, se non funzionante, causa condensa all'interno del dispositivo compromettendo la nitidezza dell'immagine.

Gli impianti di allarme intrusione sono per loro natura impianti "a confine" poiché delimitano certe porzioni di spazio, quindi è essenziale che niente invada il loro campo d'azione. In particolare è utile tener sotto controllo la crescita di arbusti e siepi che possono causare segnali di allarmi intempestivi.

Nell'impianto di Monastier di Treviso (TV) verrà a breve effettuata una manutenzione di tipo straordinario sul sistema di barriere ad infrarosso attive presenti aggiungendone altre a distanza di 50 m, invece dei 100 m attuali. Questa aggiunta si è resa necessaria per evitare l'allarme di disqualifica dato dalle stesse e dovuto al fatto che ricevitore ed emettitore non riescono a riconoscersi in caso, per esempio, di fitta nebbia.

## Conclusioni

Progettare un impianto fotovoltaico, sia esso su tetto o a terra, non vuol dire soltanto dimensione i vari componenti del circuito di potenza, ma anche soffermarsi sui sistemi accessori, quali videosorveglianza e antintrusione, che non hanno interesse ai fini della produzione ma risultano essere comunque necessari. Tutelare in modo corretto il proprio investimento comporta uno sforzo non solo per quanto riguarda la scelta dei sistemi più efficaci ma anche dal punto di vista economico. Supponendo di considerare un impianto fotovoltaico da 1 MW costato 3 milioni di euro, circa 95.000 euro del capitale investito sono destinati all'installazione dell'impianto di videosorveglianza e allarme intrusione. Ovviamente più è grande l'impianto fotovoltaico, più complessi e costosi sono i sistemi necessari per evitare l'intrusione di malintenzionati e il furto di materiale, molto frequente in questa tipologia di impianti a causa della presenza di grandi quantità di materiale, come rame, ben smerciabile nel mercato.

Gli impianti fotovoltaici non devono solo essere protetti ma anche monitorati per valutarne la produttività e il corretto funzionamento. Inoltre è necessario svolgere un'adeguata manutenzione periodica e programmata sia per evitare un calo di prestazioni, sia, soprattutto, per evitare pericoli per le persone. Si verifica circa un incendio al mese che interessa generatori di tipo fotovoltaico, alcuni causa di cattive installazioni. In passato era consuetudine ritenere che l'incendio verificatosi si propagasse dall'interno dell'edificio e interessasse solo successivamente i moduli fotovoltaici posti per esempio sul tetto. Ultimamente si è dimostrato che proprio i collegamenti dell'impianto fotovoltaico possono causare la creazione di scintille che, in certe condizioni ambientali e strutturali generano incendi. Diventa di particolare importanza valutare accuratamente i materiali della struttura su cui poggiano i moduli fotovoltaici poiché se non adeguata può mal sopportare l'elevata temperatura dovuta per esempio alla formazione di archi indesiderati e fondere, colando ed entrando nell'edificio, com'è accaduto in fig.5.1:



Fig.5.1

Il pericolo maggiore si verifica nel caso in cui l'impianto sia posizionato sul tetto di edifici per l'eventuale presenza di persone negli stessi, ma si possono verificare incendi anche su impianti a terra. In questo caso, come mostrato in fig.5.2, la causa può essere uno scorretto cablaggio che ha

causato l'incendio della cassetta di stringa, il quale propagandosi ha interessato i moduli sovrastanti.



Fig.5.2

In alcuni casi un preallarme può essere dato da uno o più inverter presenti nell'impianto. L'inverter infatti possiede la capacità di effettuare una serie di controlli ed eventualmente di segnalare tramite un codice allarme il guasto verificatosi. L'operatore che monitora tramite apposito software l'impianto riceve comunicazione di ciò e può provvedere a una verifica in loco per accertare la situazione. Da qui l'importanza di effettuare un monitoraggio continuo sull'impianto.

I moduli fotovoltaici sono soggetti a bruciature locali, che non sfociano in incendio, ma compromettono il funzionamento dell'impianto. In questo caso si parla di Hot- Spot, punti caldi rilevabili grazie ad un monitoraggio in loco.

In conclusione, un impianto fotovoltaico è un sistema molto complesso e di grande interesse per un progettista elettrico, non solo per quanto riguarda la produzione di energia elettrica ma anche per tutti i sistemi finora descritti che ne rappresentano il naturale completamento.

## **Ringraziamenti**

Ringrazio lo studio Brunello-Negrisola di Conselve (PD) per l'accoglienza ricevuta, in particolare l'ing. Massimo Negrisola per la disponibilità datami e la sua gentilezza. Grazie per avermi fatto "toccare con mano" un po' di realtà elettrica. Ringrazio mia mamma per avermi sostenuta in questa mia scelta un po' controcorrente, fatta al primo anno delle medie. La mia sorellina per l'incoraggiamento prima di ogni esame con il suo "spacca!". Il mio Alpino per avermi sopportato nei molti momenti di sconforto e insegnato come si disegna una sezione. Un GRAZIE va a tutta la mia famiglia, perché è la cosa più importante che ho. Un ultimo, ma non meno importante ringraziamento, va a mio papà a cui dedico questo traguardo. Anche se molte volte non ho condiviso i tuoi modi di spronarmi e i tuoi "discorsetti" senza di te non sarei mai riuscita ad affrontare tutto a testa alta. Spero che tu oggi sia orgoglioso di me.



## APPENDICE A

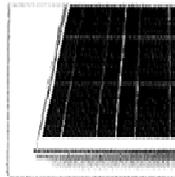
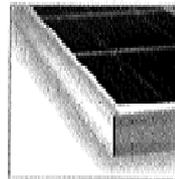
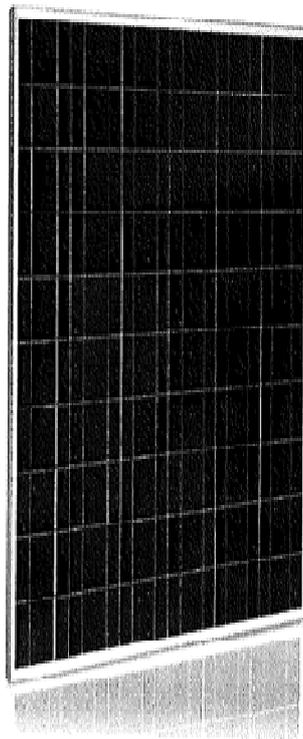
### SCHEDE TECNICHE MODULI FOTOVOLTAICI SOLARIA E SILFAB



Moduli  
Serie

# S6P

Moduli fotovoltaici poli  
serie S6P 215, 220, 225,  
230 e 235 Wp.



#### Certificazioni

Produzione in impianti propri certificati  
secondo la norma AENOR 14001 e 9001.

Certificazione secondo la norma IEC  
61215 (qualificazione dalla progettazione  
e omologazione).

Certificazione secondo la norma IEC  
61730-1 e 61730-2 (qualificazione della  
sicurezza dei moduli).

Sicurezza elettrica di categoria II.



#### Garanzie

5 anni: manodopera e materiali.

10 anni: 90% della potenza nominale.

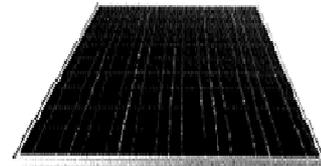
25 anni: 80% della potenza nominale.

#### Caratteristiche tecniche

Efficienza elevata, fino al 14,80%.

Tolleranze positive.

Vetro solare temperato di 4 mm di spessore ad alta trasmittività.



#### Caratteristiche distintive di Solaria

Unica società spagnola di energia solare fotovoltaica quotata in borsa.

Società integrata verticalmente, ciò che consente di mantenere il controllo assoluto del processo fotovoltaico.

Capacità propria di produzione di celle di silicio mono e policristallino.

ELETTRODINAMICA S.p.A.

[www.electroenergia.com](http://www.electroenergia.com)

### Caratteristiche elettriche\*

	S6P215	S6P220	S6P225	S6P230	S6P235
Potenza massima (G.O. = 6Wp)	215 Wp	220 Wp	225 Wp	230 Wp	235 Wp
Tensione al punto di massima potenza	$V_{pm}$ 28,66 V	28,86 V	29,08 V	29,27 V	29,62 V
Corrente al punto di massima potenza	$I_{pm}$ 7,51 A	7,63 A	7,74 A	7,86 A	7,94 A
Tensione a vuoto	$V_{oc}$ 36,64 V	37,06 V	37,20 V	37,33 V	37,76 V
Corrente di cortocircuito	$I_{cc}$ 8,20 A	8,29 A	8,42 A	8,50 A	8,60 A
Efficienza del modulo	$\eta_{mod}$ 13,36%	13,67%	13,98%	14,29%	14,60%
TOHG (1000W/m <sup>2</sup> , AM 1,5, 20°C, 1m/s)			47,22%		
Coefficiente di Temperatura de $I_{oc}$			+0,043%/K		
Coefficiente di Temperatura de $V_{oc}$			-0,21%/K		
Coefficiente di Temperatura de $P_{max}$			-0,44%/K		
Tensione massima di sistema			1000V		

\*Valori elettrici alle Condizioni Test Standard (STC): irradianza di 1000 W/m<sup>2</sup>, distribuzione spettrale ad AM 1,5, temperatura di 25°C. La tolleranza media dei parametri elettrici è ±0,6%.

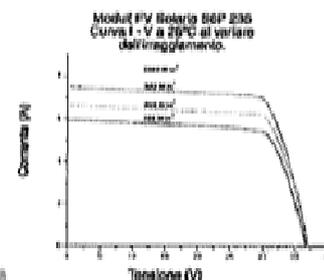
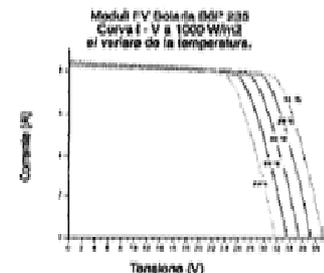
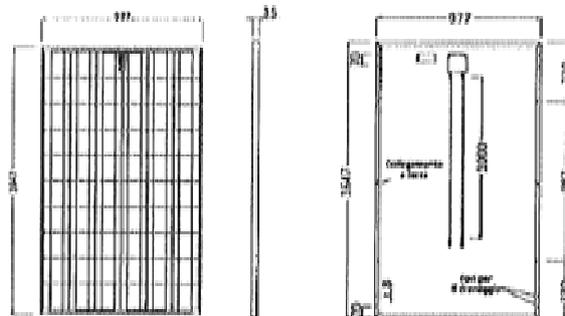
### Caratteristiche costruttive e dimensionali

**Dimensioni (±3 mm)** 1047 x 977 x 35 mm.  
**Peso (kg)** 21 kg.  
**Celle Fotovoltaiche** 60 celle al silicio policristallino da 6 pollici testurizzate e con strato antiriflettente. Connessione: celle collegate in serie a formare una matrice (6x10).  
**Struttura** Anteriore: vetro temperato di 4 mm di spessore ad alta trasmittanza. Posteriore: laminato isolante. Incastrante: EVA (Ellen - Wini - Acolate). Totale: alluminio anodizzato con foro per il drenaggio dell'acqua.

### Protezione e connessioni elettriche

**Casseta di giunzione** IP 65.  
**Diodi di protezione** 3 diodi di bypass da 11 A.  
**Connettori** Cavi di 100 cm con connettori rapidi di sicurezza IP67.

### Caratteristiche meccaniche



Solaria Energia y Medio Ambiente  
C/ Páncosi 2 - 3ª planta  
28000 Madrid - España.  
contact@solariaenergia.com

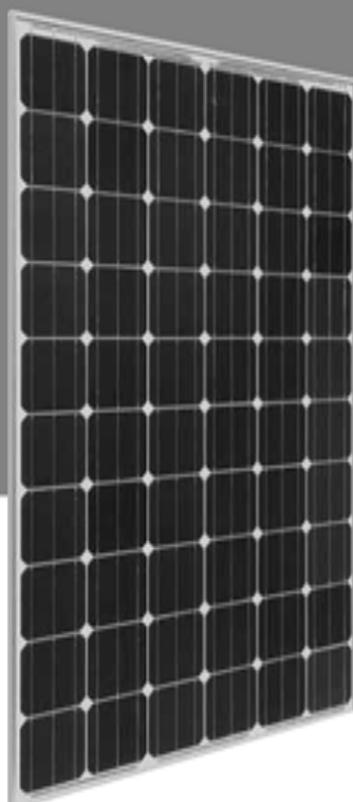
Solaria Italia  
Piazza Dongo Pila 40/57 "A"  
16120 Genova-Italia.  
contact.IT@solariaenergia.com

www.solariaenergia.com

PRODOTTO IN ITALIA  
DINAMICA S.p.A.

Tutti i contenuti in questa scheda tecnica sono soggetti a modifiche senza preavviso da parte di Solaria.

## Modulo Fotovoltaico Monocristallino



La serie di moduli fotovoltaici SLA proposta da Silfab SpA nasce dall'esperienza trentennale maturata dal suo team tecnico, specializzato nell'intera filiera del fotovoltaico, con l'obiettivo di consentire maggior potenza in minor superficie. In questa direzione Silfab ha introdotto l'utilizzo di celle a 3 busbar che consentono un incremento delle performance, riducendo le perdite ohmiche del modulo ed incrementando quindi la potenza fornita.

La serie presenta un range di potenza che va dai 230 Wp sino ai 250 Wp. Costituito da 60 celle in silicio monocristallino ad alta efficienza, il modulo della serie SLA è particolarmente indicato per impianti connessi a rete sia di piccole che di grandi dimensioni. Progettato per operare anche in condizioni ambientali estreme, è dotato di un vetro temperato da 3,2 mm di spessore, testato per resistere a grandine da 25 mm di diametro a 83 km/h di velocità. Un frame di alluminio anodizzato assicura solidità al modulo. La serie SLA presenta un'ottima risposta spettrale ed un eccellente funzionamento in presenza di scarsa illuminazione.

I molteplici e severi controlli di qualità condotti in ogni fase del processo, a partire dalla produzione della cella, garantiscono ai moduli fotovoltaici della serie SLA massima qualità, affidabilità e durata nel tempo.

La stretta tolleranza di potenza applicata ai moduli della serie SLA permette di evitare perdite per mismatch tra i moduli in esercizio, massimizzando così la resa dell'impianto fotovoltaico.

### Design

Fronte	3,2 mm vetro temperato
Tecnologia cella	Monocristallina
Dimensioni cella	156 x 156 mm
Numero celle	60
Laminazione	EVA
Materiale sul retro	Multilayer polyester
Struttura	Alluminio anodizzato 15µm
Junction box	Tyco
Diodi di by-pass	3 pezzi SL1515
Dimensioni	1.650 x 990 x 38 mm

### Garanzia sul prodotto

- 10 anni
- Garanzia sulle performance
- 10 anni al 90% dell'output in potenza
- 25 anni al 80% dell'output in potenza
- Approvazione di qualità
- IEC 61215 Ed.2
- IEC 61730
- CE
- UL 1703
- Unità produttiva certificata ISO9001:2008
- Tracciabilità di prodotto

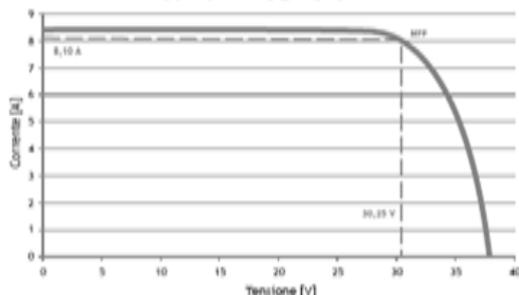
### Performance sotto condizioni di test standard

(STC: 1000 W/m<sup>2</sup> - 25°C - AM 1,5)

Tipologia modulo	SLA230M	SLA235M	SLA240M	SLA245M	SLA250M
Potenza Massima (P <sub>max</sub> )	230W <sub>p</sub>	235 W <sub>p</sub>	240 W <sub>p</sub>	245 W <sub>p</sub>	250 W <sub>p</sub>
Max tensione operativa (V <sub>max</sub> )	29,50 V	29,60 V	29,70 V	30,25 V	30,35 V
Max corrente operativa (I <sub>max</sub> )	7,80 A	7,95 A	8,10 A	8,10 A	8,25 A
Tensione a circuito aperto (V <sub>oc</sub> )	37,40 V	37,50 V	37,60 V	37,60 V	37,70 V
Corrente di corto circuito (I <sub>sc</sub> )	8,30 A	8,35 A	8,40 A	8,50 A	8,60 A
Efficienza del modulo	14,10%	14,40%	14,70%	15,00%	15,30%
Fill Factor	74,10%	75,15%	76,20%	76,70%	77,20%
Massima tensione di sistema	1.000 VDC	1.000 VDC	1.000 VDC	1.000 VDC	1.000 VDC
Tolleranza (sulla potenza)	±1%	±1%	±1%	±1%	±1%

## Modulo Fotovoltaico Monocristallino

Curva I/V- SLA 245 M



### Tecnologia di produzione

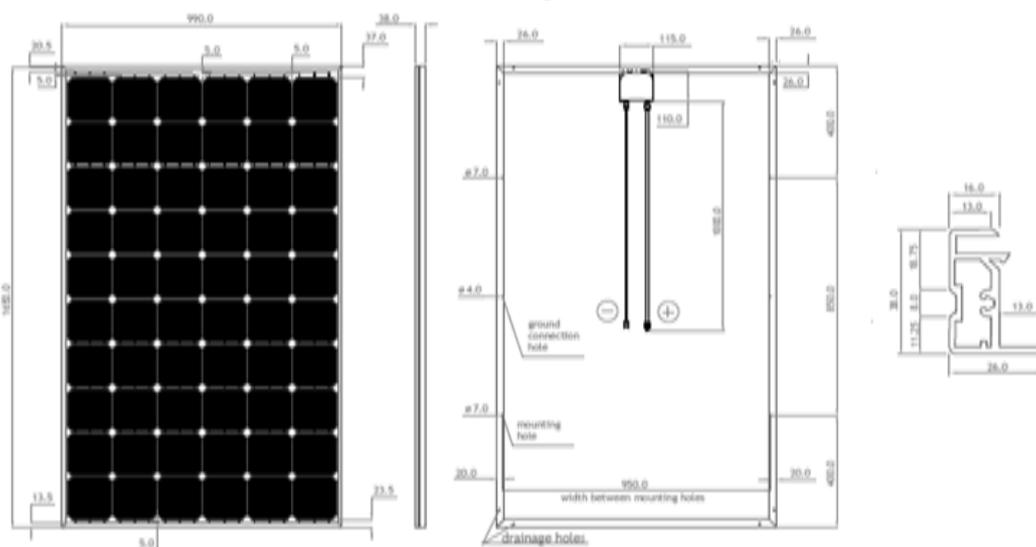
Le celle fotovoltaiche sono laminate tra fogli di etil-vinil-acetato (EVA), vetro temperato a basso contenuto di ferro e backsheet bianco che fornisce un ideale strato impermeabile. Il vetro temperato ad alta trasparenza è ottimale per ottenere buone prestazioni in presenza di insolazione sia diretta che diffusa. Un telaio di alluminio incornicia il modulo garantendo solidità e facilità di montaggio.

### Coefficienti di temperatura

$V_{oc}$	-0,35 %/K
$I_{sc}$	+0,03 %/K
$P_{mpp}$	-0,46 %/K
HOCT	45 °C

### il telaio di alluminio

Il telaio di alluminio anodizzato, dotato di struttura pratica e compatta, presenta n°4 fori di fissaggio per un'installazione rapida e semplice e n°2 fori per la presa a terra. Per evitare il ristagno di acqua nei canali di alluminio e la conseguente formazione di ghiaccio, il modulo presenta n°8 fori di drenaggio.



### Scatola di connessione TYCO

La scatola di connessione con protezione IP65 utilizza tre diodi di by-pass SL1515, così come due cavi di lunghezza pari a 1 m adatti ad ogni tipo di installazione. La scatola di connessione è progettata in modo da consentire protezione impermeabile e lunga durata alla componentistica interna e ai connettori.

### Specifiche meccaniche

Lunghezza	1.650 ± 1 mm
Larghezza	990 ± 1 mm
Spessore	38 mm
Peso	19 kg
Cavo standard	2 x 1,00 m (4mm <sup>2</sup> ) - Ø 5,7 mm
Connettori	Tyco (max. dim.: Ø 18 mm)
Pressione superficiale	550 kg/m <sup>2</sup>
Resistenza alla grandine	25 mm by 83 km/h
Temperatura di lavoro	- 40 to + 85 °C



Silfab spa  
Via Medoaco, 4 • 35135 Padova Italy  
Ph. +39 049 9431374 • Fax +39 049 9439735  
info@silfab.eu • www.silfab.eu



SL\_DT\_02011 - © Silfab 2011. È vietata la riproduzione anche parziale con qualunque mezzo. Silfab si riserva di apportare modifiche ai dati tecnici del prodotto.

## APPENDICE B

### SCHEMA TECNICA INVERTER INGECON

# Ingecon®Sun Power Max500HE TL



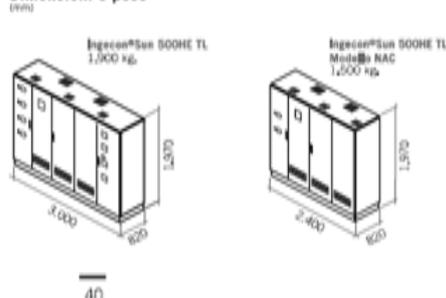
#### Alto rendimento e versatilità

Grazie alla loro composizione modulare e all'assenza del trasformatore di bassa tensione, contribuiscono ad aumentare notevolmente l'efficienza attraverso diverse fasi CC e l'inseguimento indipendente del punto di massima potenza (MPPT). Inoltre, la gamma Ingecon®Sun Power Max dispone dei meccanismi di protezione CC/CA richiesti dalle normative più esigenti. Questa famiglia di inverter, appositamente progettati per applicazioni di media tensione, consente di aumentare la disponibilità grazie all' funzionamento indipendente delle fasi di potenza agevolando così la manutenzione, il che è un aspetto fondamentale nei grandi impianti fotovoltaici.

Ingecon offre una soluzione completa e personalizzata per i vari mercati che, oltre all'inverter, comprende un sistema di trasformazione di media tensione che consiste in un cabinet prefabbricato in calcestruzzo, un trasformatore di media tensione, celle di protezione di media tensione, quadro dei servizi ausiliari e sistema di dissipazione del calore.

Gli Ingecon®Sun Power Max sono stati progettati con componenti che offrono una vita utile di oltre 20 anni. Sono coperti da una garanzia standard di 5 anni, estendibile fino a 25 anni.

#### Dimensioni e peso



#### Protezioni

Ciascun modulo indipendente è munito delle seguenti protezioni elettriche:

- Sezionatore di CC con comando a porta,
- Fusibili CC,
- Scaricatori di sovratensioni da scariche atmosferiche CC,
- Sezionatore magnetotermico di CA con comando a porta,
- Da polarizzazioni inverse, Da cortocircuiti e sovraccarichi in uscita,
- Scaricatori di sovratensioni da scariche atmosferiche CA,
- Sistema di sorveglianza anti-isola con disinserimento automatico,
- Controllo d'isolamento CC.

#### Accessori opzionali

- Comunicazione tra inverter con scheda RS-485, fibra ottica wireless o Ethernet,
- Comunicazione remota GSM/GPRS tramite modem,
- Software Ingecon®Sun Manage per visualizzazione di parametri e registrazione dei dati,
- Visualizzazione dei dati tramite Internet, IngeRAS™ PV®
- Scheda di ingressi analogici per la misurazione delle variabili meteorologiche,
- Monitoraggio delle correnti di stringa del campo fotovoltaico Ingecon®Sun String Control,
- Kit di messa a terra per i moduli FV che lo richiedono
- Kit 1000 Volt

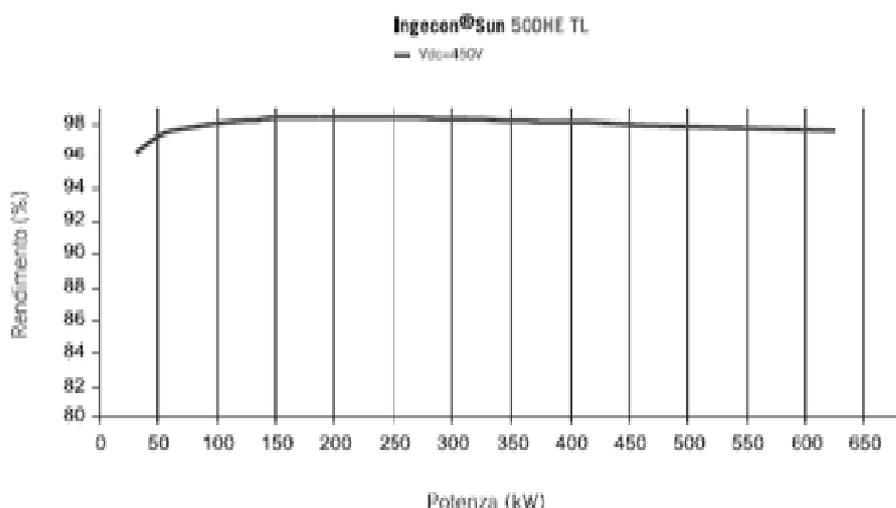
Caratteristiche tecniche versione italiana

Modello		Ingecon <sup>®</sup> Sun SCQHE TL
<b>Ingresso (CC)</b>		
Range pot, campo PV raccomandato <sup>1)</sup>		500 - 650 kWp
Range di tensione MPP		450 - 750 V
Massima tensione CC <sup>2)</sup>		900 V
Corrente massima CC		1,218 A
Ingressi CC		12
MPPT		3
MPPT Master-Slave		1
<b>Uscita (CA)</b>		
Potenza nominale CA modalità HT <sup>3)</sup>		600 kW
Potenza nominale CA modalità HP <sup>4)</sup>		619 kW
Corrente massima CA		1,104 A
Tensione nominale CA		276 V IT
Frequenza nominale CA		50 / 60 Hz
cos Phi <sup>5)</sup>		1
THD <sup>6)</sup>		< 3%
<b>Efficienza</b>		
Efficienza massima		98,5%
Efficienza europea		98,2%
<b>Informazioni Generali</b>		
Consumo in stand-by		90 W
Consumo notturno		< 6 W
Temperatura ambiente		-10°C a +40°C
Umidità relativa		0 - 95%
Grado di protezione		IP 20
Conforme a <sup>7)</sup> norme		RO 661/2002, CN 601/78, Regolamento VDEW 01, IEC 61000-3-2, IEC 61000-3-3, IEC 61000-3-11, 20, CEI 11-20 V1, CEI 0-16, Mercoledì CE

Uscita CA per fase  
Uscita CA per neutro

**Modo HT (High temperature) = Potenza nominale a 42°C**      **Note 1)** In funzione del Pmax e del modulo fotovoltaico utilizzato. **2)** Non superare in alcun caso. Considerare la tensione a vuoto della stringa a base temperatura. **3)** Fino a 42°C di temperatura ambiente, Pmax= 110% Pnom per un transitorio non permanente. **4)** Fino a 40°C di temperatura ambiente, Pmax = Pnom. **5)** Per Pcos = 25% della potenza nominale.

Rendimento



# APPENDICE C

## SCHEMA TECNICA CAVI



### FG21M21 SOLAR ENERGY CEI 20-91 V1

(ex FG7M2)

CAVI UNIPOLARI FLESSIBILI CON TENSIONE NOMINALE MASSIMA 1000Vcc PER IMPIANTI FOTOVOLTAICI SOLARI CON ISOLANTI E GUAINA IN MISCOLA RETICOLATA SENZA ALOGENI TESTATO PER DURARE PIU' DI 25 ANNI QUESTI CAVI POSSONO ESSERE USATI FINO A 1800Vcc VERSO TERRA  
SINGLE CORE FLEXIBLE CABLES, SUITED FOR PHOTOVOLTAIC AND SOLAR SYSTEM WITH CROSSLINKED POLYMER INSULATION AND HALOGEN FREE SHEATH, TESTED FOR MORE 25 YEARS LONG LIFE, THESE CABLES CAN BE USED UP 1800 Vcc TO EARTH





(Conforme alla direttiva BT 2006/93/CE - Direttiva RoHS, 2002/93/CE)

(Accordingly to the standards BT 2006/93/CE- RoHS, 2002/93/CE)

**Norme di riferimento**

**Standards**

CEI 20-91/20-91 V1 / CEI 20-35 / 20-37P2  
 EN 60332-1-2 / EN 50267-1-2 / EN 50267-2-2-EN 60216



Conduttore a corda flessibile classe 5 di rame STAGNATO ricotto, Isolante in gomma speciale HEPR G21 Guaina in miscela reticolata tipo M21.	Flexible conductor TINNED copper, class 5, HEPR G21 special rubber insulation Crosslinked sheath, M21.
---	--

<i>Tensione nominale U0</i>	1200 V	<i>Nominal voltage U0</i>
<i>Tensione nominale U</i>	1200	<i>Nominal voltage U</i>
<i>Tensione di prova</i>	4000 V	<i>Test voltage</i>
<i>Tensione massima Um</i>	1800 Vcc Anche verso Terra	<i>Maximum voltage Um</i>
<i>Temperatura massima di esercizio</i>	-99°C -120°C sul conduttore	<i>Maximum operating temperature</i>
<i>Temperatura massima di corto circuito</i>	+250°C	<i>Maximum short circuit temperature</i>
<i>Temperatura minima di installazione e maneggio</i>	-40°C	<i>Minimum installation and use temperature</i>

**Condizioni di impiego più comuni**  
 Cavi indicati per interconnessioni dei vari elementi degli impianti fotovoltaici. Essi sono adatti per l'installazione fissa all'esterno ed all'interno, senza protezione o entro tubazioni in vista o incassate oppure in sistemi chiusi similari. Resistenti all'ozono secondo EN 50396. Resistenti ai raggi UV secondo HD605/A1. Cavo testato per durare nel tempo secondo la EN 60216 Interpretazione norma Temperatura in uso continuo 120°C per 20.000 h (=2,3 anni) temperatura in uso continuo 90°C(=30 anni) . Adatti anche per posa interrata diretta o indiretta.

**Condizioni di posa**  
*Raggio minimo di curvatura per diametro D (in mm):*  
 Diametro 8 12 20 >20  
 Terminali 2D 3D 4D 4D  
 Fisso 3D 3D 4D 4D  
*Effort massimo di tiro:*  
 Massimo sforzo di tiro: 15N/mm<sup>2</sup>

**Imballo**  
 Matasse da 100 mt. in involucri termoretraibili o bobina con metrature da definire in fase di ordine

**Colori anime**  
 Unipolare: Neutro

**Colori guaina**  
 Nero, Rosso, Blu

**Marcatura ad inchiostro**  
 GENERAL CAVI - IEMMEQU - FG21M21 & TÜV TYPE APPROVED SOLAR ENERGY PV1-F anno costruzione metratura progressiva

**Common features**  
 Cable suitable for the interconnection of the various elements of photovoltaic systems , suitable for fixed installations outside and inside, unprotected pipes within a light or cashed out or similar closed system. Ozone-resistant according to EN50396. UV-res is tant according to HD605/A1. The cable is tested for durability according to EN 60216 (indicated also in 2P fig 169/00.2007) standard interpretation under continuous use temperature 120°C for 20000h (= 2.3, years ) continuous use temperature 90°C (= 30 years ) For direct or indirect underground wiring.

**Employment**  
*Minimum bending radius per D cable diameter (in mm):*  
 Diameter 8 12 20 > 20  
 Terminal 2D 3D 4D 4D  
 Fixed 3D 3D 4D 4D  
*Maximum pulling stress:*  
 Maximum tensile load: 15N/mm<sup>2</sup>

**Packing**  
 100mt. rings in thermo foil or drums with quality to agree.

**Core colours**  
 Single core: Light-Grey

**Sheath colour**  
 Black, Red, Blue

**Ink marking**  
 GENERAL CAVI - IEMMEQU - FG21M21 & TÜV TYPE APPROVED SOLAR ENERGY PV1-F YEAR progressive length.

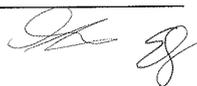
NAZIONALI / FOR NATIONAL MARKET

# APPENDICE D

## ESEMPIO SCHEDA MANUTENZIONE

Codice intervento	Descrizione intervento	Frequenza intervento		
		6 mesi	Annuale	Biennale
1.1	<b>LOCALI CABINA MT/BT</b>			
	<b>1.1.1 Controllo Generale e Pulizia</b>			
a)	Pulizia generale del locale	<input type="checkbox"/>	<input checked="" type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>
b)	Verifica della presenza dei cartelli monitori, della documentazione di impianto.	<input type="checkbox"/>	<input checked="" type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>
c)	Verifica funzionamento sistema di illuminazione di emergenza	<input type="checkbox"/>	<input checked="" type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>
d)	Verifica presenza, funzionalità e segnalazione del pulsante di emergenza ext. cabina	<input type="checkbox"/>	<input checked="" type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>
e)	Verifica presenza dei guanti isolanti	<input type="checkbox"/>	<input checked="" type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>
f)	Verificare la presenza del tappeto isolante	<input type="checkbox"/>	<input checked="" type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>
g)	Verificare la presenza degli organi di manovra	<input type="checkbox"/>	<input checked="" type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>
h)	Controllo del sistema di illuminazione in emergenza	<input type="checkbox"/>	<input checked="" type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>
	<b>1.1.2 Controllo Delle Strutture Di Protezione :</b>			
a)	Controllo dello stato di conservazione delle strutture di protezione contro i contatti diretti: porte di accesso, cancelli, plexiglass e verifica integrità dei dispositivi di blocco che impediscono l'accesso alle parti in tensione:	<input type="checkbox"/>	<input checked="" type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>
b)	Verificare l'integrità dei dispositivi di blocco che impediscono l'accesso alle parti in tensione : serrature di sicurezza , chiavi o attrezzi speciali per l'apertura di parti segregate.	<input type="checkbox"/>	<input checked="" type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>
	<b>1.1.3 Verifica Sezionatori, Isolatori e Sbarre MT :</b>			
a)	Pulizia e controllo visivo dell'integrità degli isolatori	<input type="checkbox"/>	<input checked="" type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>
b)	Controllo del serraggio dei collegamenti elettrici agli isolatori	<input type="checkbox"/>	<input checked="" type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>
c)	Controllo dell'efficienza dei leverismi di apertura automatica (comando e/o segnalazione per intervento bobina di apertura) e delle leve di rinvio a terra .	<input type="checkbox"/>	<input checked="" type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>
d)	Controllo efficienza lampadine spia di segnalazione stato interruttori	<input type="checkbox"/>	<input checked="" type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>
e)	Verificare l'efficacia degli interblocchi meccanici e/o elettrici tra il sezionatore di linea e sezionatore di terra.	<input type="checkbox"/>	<input checked="" type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>

Elettrodinamica SpA



Codice intervento	Descrizione intervento	Frequenza intervento		
		6 mesi	Annuale	Biennale
1.2	<b>QUADRO MT</b>			
	<b>1.2.1 Pulizia generale Quadro MT</b>			
a)	Pulizia generale del quadro MT esterna ed interna	<input type="checkbox"/>	<input checked="" type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>
b)	Rimuovere la polvere dalle parti isolanti con stracci ben asciutti	<input type="checkbox"/>	<input checked="" type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>
	<b>1.2.2 Controllo Generale Quadro MT</b>			
a)	Controllo visivo integrità apparecchiatura	<input type="checkbox"/>	<input checked="" type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>
b)	Controllo dello stato di conservazione delle strutture di protezione contro i contatti diretti	<input type="checkbox"/>	<input checked="" type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>
c)	Verifica del serraggio dei bulloni e pulizia dell'e connessioni	<input type="checkbox"/>	<input checked="" type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>
d)	Verifica della continuità dei conduttori di terra delle strutture metalliche (quadri, portelle, schermi e reti di protezione) e delle apparecchiature installate	<input type="checkbox"/>	<input checked="" type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>
e)	Verifica dell'efficienza dei dispositivi di blocco (serrature di sicurezza) che impediscono l'accesso alle parti in tensione	<input type="checkbox"/>	<input checked="" type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>
f)	Verifica dell'efficienza dell'illuminazione interno quadro	<input type="checkbox"/>	<input checked="" type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>
g)	Verificare la rispondenza degli schemi elettrici; aggiornare se necessario gli schemi unifilari.	<input type="checkbox"/>	<input checked="" type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>
	<b>1.2.3 Controllo Componenti</b>			
a)	Pulizia dei poli con stracci asciutti e controllato visivamente l'integrità.	<input type="checkbox"/>	<input checked="" type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>
b)	Verificato il serraggio delle connessioni dei circuiti ausiliari ;	<input type="checkbox"/>	<input checked="" type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>
c)	Verificato l'efficienza del circuito di apertura simulando l'intervento della protezione	<input type="checkbox"/>	<input checked="" type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>
d)	Lubrificazione con appropriati prodotti lubrificanti dell'albero di manovra e delle varie parti in movimento inerenti al comando dell'interruttore in media tensione	<input type="checkbox"/>	<input checked="" type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>
e)	Verificato i valori di taratura delle protezioni	<input type="checkbox"/>	<input checked="" type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>
	<b>1.2.4 Verifica relè di protezione</b>			
a)	Verificare le protezioni di massima corrente (50-51) dell'interruttore e la protezione di terra (51n) indiretta , a protezione generale MT:	<input type="checkbox"/>	<input checked="" type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>
b)	Verificare i valori di taratura dei parametri elettrici con quelli previsti in progetto	<input type="checkbox"/>	<input checked="" type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>
c)	Verificare il corretto intervento delle protezioni di massima corrente e di terra con l'apposito strumento	<input type="checkbox"/>	<input checked="" type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>
d)	Verificare il corretto intervento del relè di omopolare di terra con l'apposito strumento	<input type="checkbox"/>	<input checked="" type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>
e)	Per ogni informazione specifica riguardante gli strumenti di protezione, misura e rilevazione, seguire le apposite istruzioni fornite dalla casa costruttrice	<input type="checkbox"/>	<input checked="" type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>



## Bibliografia

- [1] F.Groppi, C. Zuccaro, *Impianti solari fotovoltaici a norme CEI* - Editoriale Delfino 2008
- [2] F. Zappa, R. Zappa, *Fondamenti di Elettronica* - editrice Esculapio 2003
- [3] M. Nikolaeva-Dimitrova, R.P.Kenny, E. D. Dunlop, M.Pravettoni, *Seasonal variations on energy yield of a a-Si, hybrid, and crystalline Si PV modules* - Progress in photovoltaics: research and applications, 2010.
- [4] N. Amin, C.W. Lung, K. Sopian, *A practical field study of various solar cells on their performance in Malaysia* - Renewable Energy, 2009.
- [5] G. Nofuentes, M. Fuentes, J.Aguilera, J.V. Muñoz, *An assessment on simple modeling approaches to the electric behavior of two CIS PV modules in a sunny climate* - Journal of solar engineering engineering, 2009
- [6] C. Radue, E.E. van Dyck, E.Q. Macabebe, *Analysis of performance and device parameters of CIGS PV modules deployed outdoors* - Thin solid films, 2009
- [7] M. Nikolaeva-Dimitrova, R.P.Kenny, E. D. Dunlop, *Controlled conditioning of a a-Si:H thin film modules for efficiency prediction* - Thin solid films 2008
- [8] W. Zhou, H. Yang, Z. Fang, *A novel model for photovoltaic array performance prediction*, Applied energy 2007 *Controlled conditioning of a a-Si:H thin film modules for efficiency prediction* - Applied energy 2007
- [9] E.L. Meyer, E.E. van Dyck, *Assesing the reliability and degradation of photovoltaic module performance parameters* - IEEE transaction of reliability, 2004
- [10] A.J. Carr, T.L. Pryor, *A comparison of the performance of different PV module types in temperate climates*, Solar energy 2004  
110
- [11] Kyoko Ichida, Shunichi Fukushige, Akihiko Nakajima, Takashi Minemoto, Hideyuki Takakura, *Impact of environment factors on solar cell parameters of a-Si/ $\mu$ c-Si photovoltaic modules* - Solar Energy Materials & Solar Cells 2008
- [12] Thomas Huld, Ralph Gottschalg, Hans Georg Beyer, Marko Topic, *Mapping the performance of PV modules, effects of module type and data averaging* - Solar energy 2009
  
- [13] Appunti per il corso di Impianti di Energia Solare, 2012, prof. G.Venchi
- [14] Quaderno di applicazione tecnica n.10-Impianti fotovoltaici,ABB,2010
- [15] Norma CEI 82-25; CEI 0-16; CEI 0-21