

POLITECNICO DI MILANO

**Facoltà di Ingegneria dei Processi Industriali
Corso di Laurea Magistrale in Ingegneria Elettrica
Dipartimento di Elettrotecnica**



**APPLICAZIONE DELL'ELETTRONICA PER
L'OTTIMIZZAZIONE DI MODULI FOTOVOLTAICI:
IL PROGETTO SOLAR SHADOW RECOVER (SSR)**

Elaborato di Laurea di:

**Luca Viganò
Matr. 745863**

Relatore: Prof. Francesco Castelli Dezza

Anno accademico 2011/2012

SOMMARIO

INDICE DELLE FIGURE	4
ABBREVIAZIONI	4
INTRODUZIONE	8
1 – IL SISTEMA FOTOVOLTAICO	10
1.1 Conversione Fotovoltaica	11
1.2 Cella, Modulo E Impianto Fotovoltaico	15
1.3 Vantaggi E Svantaggi Inverter Centralizzato	22
2 – METODI DI OTTIMIZZAZIONE SUL MERCATO	23
2.1 La Tecnologia Microinverter	23
2.2 Gli Ottimizzatori In Corrente Continua	29
3 – IL PROOGETTO SOLAR SHADOW RECOVER	37
3.1 Generalita' E Bando Regionale	38
3.2 Fase Iniziale E Definizione Specifiche	41
3.3 Il Prototipo Completo	44
3.4 Futuro Prossimo	50
4 – PROVE SUL CAMPO E CONFRONTI	53
4.1 Definizioni E Configurazioni Di Misura?	54
4.2 Le Schede Di Misura	58
4.3 Campi Da Approfondire	71
CONCLUSIONI	73

INDICE DELLE FIGURE

- fig. 1.1** - L'energia solare
- fig. 1.2** - Caratteristica di una cella fotovoltaica in condizioni di buio e di luce
- fig. 1.3** - Circuito equivalente di una cella fotovoltaica
- fig. 1.4** - Caratteristica I-V della cella (quarto quadrante, generazione elettrica)
- fig. 1.5** - Cambiamento delle caratteristiche in base a irraggiamento (a sinistra) e temperatura (a destra)
- fig. 1.6** - Caratteristica I-V di una cella fotovoltaica (in verde) e della potenza (in rosa)
- fig. 1.7** - Tipologie di silicio: cella monocristallina, cella policristallina e silicio amorfo
- fig. 1.8** - Caratteristica e parametri elettrici della cella scelta per il progetto
- fig. 1.9** - Composizione di un modulo in silicio cristallino
- fig. 1.10** - Modulo in silicio cristallino completo
- fig. 1.11** - Schema di impianto fotovoltaico grid-connected
- fig. 1.12** - Termografia di un pannello fotovoltaico con evidenza di un hot spot
- fig. 1.13** - Funzionamento dell'algoritmo di Perturb and Observe (P&O)
-
- fig. 2.1** - Microinverter M215 di Enphase Energy
- fig. 2.2** - Impianto con microinverter sul tetto, gateway connesso alla rete e pc per il monitoraggio
- fig. 2.3** - Aumento potenza disponibile (area) grazie all'indipendenza dei moduli in parallelo
- fig. 2.5** - Alcuni dati tecnici del microinverter M215 di Enphase Energy
- fig. 2.6** - Dal software di monitoraggio si può notare: a) pannelli in condizioni ottimali erogano potenze diverse (mismatch); b) un'ombra fa lavorare l'inverter in condizioni molto lontane dall'ottimo
- fig. 2.7** - Circuito di un convertitore DC/DC tipo buck-boost: sono presenti un'induttanza (L), un condensatore (C), un diodo (D) e lo switcher (S)
- fig. 2.8** - Guadagno del convertitore buck-boost in condizioni ideali (blu) e con l'introduzione di una resistenza parassita in serie all'induttore (curve verde e rossa)
- fig. 2.9** - Sistema con ottimizzatori in corrente continua: integrazione nel modulo e monitoraggio
- fig. 2.10** - Esempio di un sistema con ottimizzatori Solar Edge: confronto situazione ideale (a sinistra) e situazione con un'ombreggiamento su uno dei pannelli fotovoltaici
- fig. 2.11** - Dati tecnici in ingresso e uscita dell'ottimizzatori PowerBox della Solar Edge
- fig. 2.12** - Ottimizzatori DC/DC esterni (a sinistra) e soluzione integrata nel pannello (a destra)
- fig. 2.13** - Presenza di due MPP nel caso di ombreggiamento parziale (rosso): MPP locale (MPPL) e MPP assoluto (MPPG). In blu la caratteristica tensione potenza senza ombreggiamenti
-
- fig. 3.1** - La società capofila del progetto SSR (Pegasus Microdesign) e gli altri partner, EU Energy e il Politecnico di Milano
- fig. 3.2** - Il progetto SSR è stato sviluppato nell'ambito del Piano Operativo Regionale e finanziato attraverso il Fondo Europeo di Sviluppo Regionale

- fig. 3.3** - Junction box aperta, dove sono visibili i quattro terminali del pannello fotovoltaico
- fig. 3.4** - Progetto del prototipo SSR_P01 per misurazioni preliminari (sopra) e particolare delle connessioni sul retro del pannello (sotto)
- fig. 3.5** - Curva I-V prototipo SSR_P01 e valori elettrici rilevati in STC nel simulatore solare
- fig. 3.6** - Progetto prototipo SSR_P02 per misurazioni preliminari e fotografia: cinque connessioni disponibili
- fig. 3.7** - La board a discreti SSR utilizzata per validare gli studi e le simulazioni eseguite da Pegasus Microdesign
- fig. 3.8** - Il modulo EU-P60010 di EU Energy
- fig. 3.9** - Curva I-V in STC del modulo standard a 60 celle utilizzato per il prototipo completo del progetto SSR
- fig. 3.10** - L'alimentatore GPS-4303
- fig. 3.11** - L'oscilloscopio WaveAce 224
- fig. 3.12** - Il multimetro B&K Precision 2831E
- fig. 3.13** - Una sonda AIM I-prober 520
- fig. 3.14** - Il reostato è stato utilizzato per simulare un carico variabile e per il tracciamento delle curve
- fig. 3.15** - Verificatore per impianti fotovoltaici Chauvin Arnoux Green Test FTV-100
- fig. 3.14** - Chip SPV 1020 di ST Microelectronics e circuito interno
-
- fig. 4.1** - Esempio di un impianto da 2kW con un'ombra incidente (a sinistra) e curva potenza-tempo (a destra) in cui si nota la perdita legata all'ombra
- fig. 4.2** - Curva P-V di un modulo differentemente ombreggiato: le zone grigie sono oltre i limiti dell'inverter, sono presenti massimi locali (punti verde e blu), un massimo assoluto (punto rosso) fuori dal range di tensioni di funzionamento dell'inverter
- fig. 4.3** - Schema di un pannello fotovoltaico simile a quello utilizzato nel progetto, diviso in 3 serie di 20 celle ciascuna
- fig. 4.4** - Forma delle curve I-V (tratteggiata) e della curva P-V (continua) di un pannello parzialmente ombreggiato. Le lettere A, B, C, D indicano alcuni punti di misura, tra cui i due massimi locali (B, D)
- fig. 4.3** - Configurazione del circuito di misura
- fig. 4.4** - Esempio di scheda di misura per il confronto tra bypass e dispositivo SSR
- fig. 4.5** - Scheda di misura 14: ombreggiamento al 14,67% di una serie di celle
- fig. 4.6** - Scheda di misura 2: ombreggiamento al 15,15% di una serie di celle
- fig. 4.7** - Scheda di misura 5: ombreggiamento al 19,5% di una serie di celle
- fig. 4.8** - Scheda di misura 3: ombreggiamento al 26,67% di una serie di celle
- fig. 4.9** - Scheda di misura 15: ombreggiamento al 37,17% di una serie di celle
- fig. 4.10** - Scheda di misura 17: ombreggiamento al 47,05% di una serie di celle
- fig. 4.11** - Scheda di misura 16: ombreggiamento al 47,3% di una serie di celle
- fig. 4.12** - Scheda di misura 1: ombreggiamento al 48,5% di una serie di celle
- fig. 4.13** - Scheda di misura 4: ombreggiamento al 80% di una serie di celle
- fig. 4.14** - Scheda di misura 7: ombreggiamento al 92,3% di una serie di celle
- fig. 4.15** - Guadagni di potenza in percentuale rispetto alla configurazione standard con diodi di bypass: si nota la corrispondenza tra simulazione (rosso) e misure sul campo (verde)

- fig. 4.16** - Scheda di misura 4: ombreggiamento al 22,42% di due serie di celle
- fig. 4.17** - Scheda di misura 5: ombreggiamento al 35,15% di due serie di celle
- fig. 4.18** - Scheda di misura 6: ombreggiamento al 51,21% di due serie di celle
- fig. 4.19** - Scheda di misura 7: ombreggiamento al 56,36% di due serie di celle
- fig. 4.20** - Scheda di misura 8: ombreggiamento al 60% di due serie di celle
- fig. 4.21** - Scheda di misura 1: ombreggiamento al 61% di due serie di celle
- fig. 4.22** - Scheda di misura 9: ombreggiamento al 63,6% di due serie di celle
- fig. 4.22** - Scheda di misura 10: ombreggiamento al 66% di due serie di celle
- fig. 4.23** - Scheda di misura 11: ombreggiamento al 69% di due serie di celle
- fig. 4.24** - Scheda di misura 2: ombreggiamento al 72% di due serie di celle
- fig. 4.25** - Scheda di misura 13: ombreggiamento al 75% di due serie di celle
- fig. 4.26** - Scheda di misura 3: ombreggiamento al 92% di due serie di celle
- fig. 4.27** - Guadagni di potenza in percentuale rispetto alla configurazione standard con diodi di bypass: si nota la corrispondenza tra simulazione (rosso) e misure sul campo (verde)

ABBREVIAZIONI

SSR – Solar Shadow Recover

POR – Programma Operativo Regionale

FESR – Fondo Europeo per lo Sviluppo Regionale

MPP – Maximum Power Point (Punto di massima potenza)

MPPT – Maximum Power Point Tracker

NOCT – Nominal Operating Cell Temperature (Temperatura nominale operative della cella)

STC – Standard Test Conditions

EVA – Etilene Vinil Acetato

PWM – Pulse Width Modulation

INTRODUZIONE

L'argomento sviluppato in questa tesi è l'ottimizzazione dei sistemi fotovoltaici attraverso l'integrazione di circuiti elettronici all'interno dei moduli cristallini attualmente in commercio.

Il protocollo di Kyoto e le direttive europee in materia hanno tracciato la strada da seguire e gli obiettivi da raggiungere per valorizzare la produzione di energia da fonti rinnovabili.

L'energia solare presenta vantaggi dal punto di vista della salvaguardia ecologica in quanto è un'energia rinnovabile, pulita e illimitata.

Se per quanto riguarda l'impatto ambientale, l'energia solare fotovoltaica presenta quasi esclusivamente dei vantaggi, dal punto di vista tecnico ai punti a favore quali la reperibilità illimitata, la non necessità di combustibile e la manutenzione limitata si contrappongono gli svantaggi legati prevalentemente al basso rendimento delle celle fotovoltaiche e alla non prevedibilità della produzione.

Le attenzioni progettuali si sono concentrate sulla ricerca dell'aumento del rendimento di impianto grazie all'inserimento nel modulo fotovoltaico cristallino di un dispositivo elettronico.

Ad avvalorare questa scelta si sono aggiunte le leggi e le norme che hanno guidato lo sviluppo del settore fotovoltaico negli ultimi anni a livello nazionale: il sistema di incentivazione degli impianti che ha consentito la loro enorme diffusione fino ad oggi, penalizza la costruzione di grandi impianti e centrali fotovoltaiche, mentre premia i piccoli impianti di tipo residenziale o industriale su tetto.

Proprio questa tipologia è quella che dal punto di vista dell'efficienza ha migliori margini di miglioramento e ottimizzazione: infatti gli spazi a disposizione sono spesso limitati, l'incidenza di ombre e le diverse inclinazioni dei tetti sono argomenti rilevanti e creano spesso problemi di rendimento all'impianto.

Il presente lavoro descrive la mia personale esperienza presso la società produttrice di moduli fotovoltaici EU Energy S.r.l. nell'ambito del progetto di ricerca europeo denominato Solar Shadow Recover (SSR) avviato il 1° Febbraio 2011; questo si inserisce nell'ambito del Programma Operativo Regionale (POR) Obiettivo competitività della regione Lombardia e ha come proposito quello di sviluppare un prototipo di modulo fotovoltaico con elettronica intergrata che sia in grado di migliorarne le prestazioni.

Il lavoro è organizzato come segue:

- Il Cap 1 è una descrizione introduttiva degli impianti fotovoltaici e dei loro componenti con particolare attenzione sulle inefficienze e sulle criticità dell'impianto standard
- Il Cap 2 descrive i metodi introdotti nel settore fotovoltaico per migliorare l'efficienza, in particolare la tecnologia microinverter e gli ottimizzatori DC/DC

- Il Cap 3 introduce il progetto SSR: descrive le fasi svolte finora e anticipa gli sviluppi futuri possibili di questo studio
- Il Cap 4 presenta i risultati delle simulazioni software effettuate in fase progettuale per l'integrazione del sistema SSR con altri sistemi di ottimizzazione per la validazione del modello e le prove sul campo effettuate con una scheda con componenti non integrati.

1 – IL SISTEMA FOTOVOLTAICO

Il settore fotovoltaico in Italia ha conosciuto un forte sviluppo e il nostro paese è stato nel 2011 il primo al mondo per potenza installata. Tutto questo soprattutto grazie al sistema d'incentivazione statale degli impianti che ha reso molto vantaggiosa anche dal punto di vista economico la costruzione di nuovi impianti fotovoltaici.

Ora che il mercato è avviato, gli incentivi statali vanno calando e il fotovoltaico nonostante il recente crollo dei prezzi (-60% circa nell'ultimo anno solare) è diventato un prodotto meno appetibile dal punto di vista strettamente finanziario.

Per questo è necessario sviluppare al meglio la tecnologia e continuare a ricercare miglioramenti tecnici per rendere più appetibile un impianto fotovoltaico.



fig. 1.1 - L'energia solare

A causa del sempre maggior sviluppo delle fonti energetiche rinnovabili distribuite e intermittenti inoltre si stanno tuttora sviluppando progetti per la gestione della rete in modo "intelligente", ossia le smart-grid. Nella stessa direzione, fatte le debite proporzioni, va il progetto SSR che aggiungendo un'interfaccia elettronica al modulo lo rende monitorabile e certamente più gestibile rispetto a un impianto standard.

In questo senso il prototipo obiettivo dello studio intende proporsi come un sistema che non effettua grandi modifiche sulla costruzione attuale del modulo introducendo però vantaggi dal punto di vista del rendimento nelle situazioni critiche di ombreggiamento e non solo.

1.1

CONVERSIONE FOTOVOLTAICA

La conversione fotovoltaica è un processo ben noto da oltre un secolo. Risale infatti al 1905 la pubblicazione di Einstein del suo studio sull'effetto fotoelettrico, che gli valse il premio Nobel del 1921. L'evoluzione anche commerciale a partire dalla seconda metà del Novecento ha portato allo sviluppo della tecnologia odierna per la produzione di celle fotovoltaiche.

Una cella non è altro che una giunzione P-N composta da un semiconduttore drogato in modo da creare due zone con composizione chimica differente. Se una giunzione P-N tra due zone di drogaggio opposto di un semiconduttore è investita da una radiazione solare, i fotoni incidenti liberano una coppia elettrone-lacuna, generando una corrente elettrica da N verso P. L'energia dei fotoni dipende tra l'altro dalla frequenza della radiazione e dall'angolo di incidenza, ma sebbene la radiazione solare abbia energia sufficiente a generare la coppia elettrone-lacuna con un rendimento approssimativo del 75%, questo si abbassa drasticamente a causa della ricombinazione delle coppie elettrone-lacuna e dell'indice di riflessione del materiale utilizzato che nega la penetrazione della radiazione. Solitamente il rendimento delle celle fotovoltaiche in silicio non supera il 20%.

Il materiale più largamente utilizzato per la produzione di celle fotovoltaiche è il silicio, mentre meno diffusi sono l'arseniuro di gallio e il solfuro di cadmio. Quando una cella non viene illuminata, il suo comportamento è analogo a quello di un diodo al silicio, dove la corrente e la tensione sono legate dalla tipica relazione esponenziale.

Quando i fotoni penetrano nella giunzione P-N, la cella diventa sorgente di coppie elettrone-lacuna e può essere perciò schematizzata come un generatore di corrente in parallelo a un diodo: graficamente la caratteristica tensione-corrente risulta traslata sull'asse delle correnti.

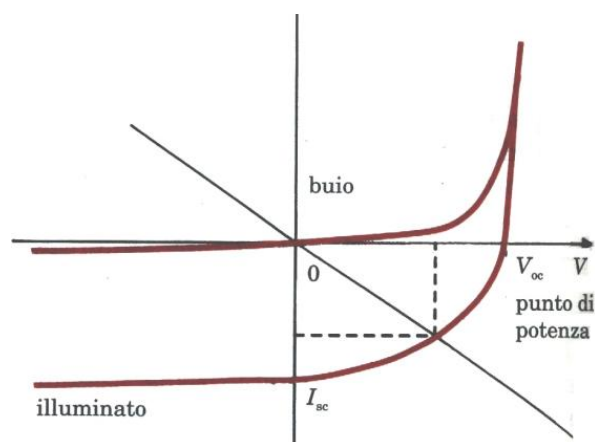


fig. 1.2 - Caratteristica di una cella fotovoltaica in condizioni di buio e di luce

Il circuito comprende un generatore di corrente che rappresenta la corrente foto generata, il diodo, la resistenza parassita R_s che schematizza la resistenza del silicio e dei contatti metallici delle celle e la resistenza di shunt R_p che concentra in essa tutte le perdite dovute alle correnti di dispersione che si richiudono nella cella.

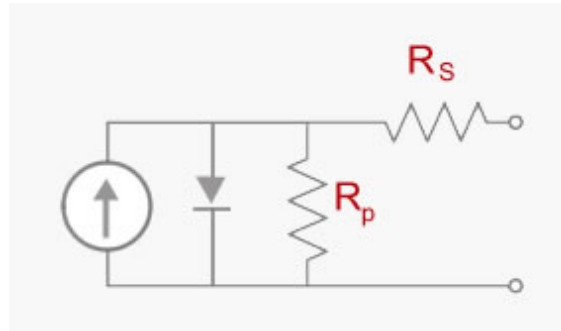


fig. 1.3 - Circuito equivalente di una cella fotovoltaica

L'equazione (1.1) descrive genericamente la caratteristica della cella fotovoltaica, elemento primario della conversione fotovoltaica.

$$I = I_s + I_0 \left(e^{\frac{qV_0}{nkT}} - 1 \right) - \frac{V_0}{R_p} \quad (1.1)$$

Dove I_s è la corrente in corto circuito, I_0 è la corrente inversa di saturazione del diodo che dipende dal materiale utilizzato e dalla temperatura, q è la carica dell'elettrone, k è la costante di Boltzman, T è la temperatura della cella in gradi Kelvin; n è il coefficiente di emissione e dipende dal processo di fabbricazione.

Prendendo un considerazione il quarto quadrante, possiamo riconoscere la caratteristica di una cella fotovoltaica irraggiata e individuare i tre punti significativi:

I_{sc} corrente misurabile con la cella posta in cortocircuito

V_{oc} tensione misurabile con la cella posta in circuito aperto

MPP (Max Power Point) punto corrispondente al massimo trasferimento di potenza dalla cella al carico, individuato dal prodotto dei valori di tensione e corrente V_{mpp} e I_{mpp} .

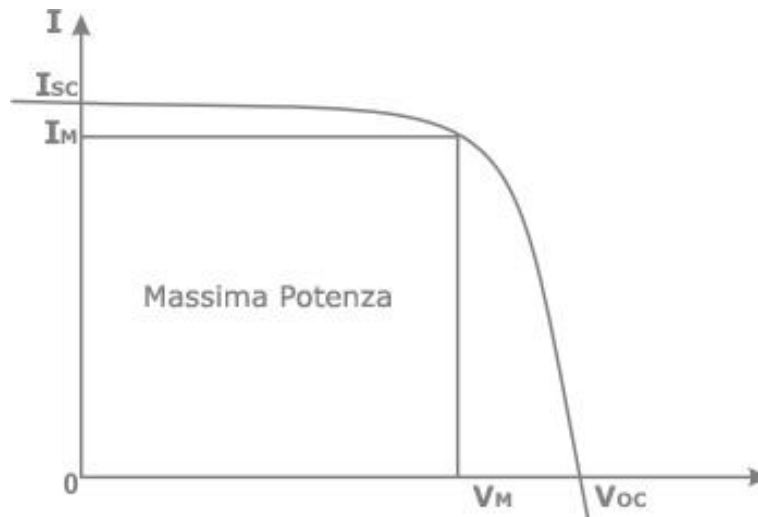


fig. 1.4 - Caratteristica I-V della cella (quarto quadrante, generazione elettrica)

Un altro valore importante per la caratterizzazione delle celle fotovoltaiche è il Fill Factor o fattore di riempimento che si esprime come il rapporto tra la potenza massima nominale e il prodotto tra corrente di corto circuito e tensione di circuito aperto.

$$FF = \frac{V_M I_M}{V_{oc} I_{sc}} \quad (1.2)$$

Questo fattore rappresenta un parametro di giudizio della cella; tipicamente si hanno valori intorno allo 0.8.

La caratteristica tensione-corrente di una cella è funzione di tre parametri fondamentali:

Intensità della radiazione solare: l'intensità della corrente di corto circuito varia proporzionalmente con l'intensità dell'irraggiamento, crescendo al crescere di questa. Per quanto riguarda la tensione di circuito aperto non ha un effetto significativo.

Temperatura: c'è una relazione di proporzionalità tra la tensione a circuito aperto e la temperatura appunto; la tensione a circuito aperto diminuisce al crescere della temperatura di lavoro. Per quanto riguarda la corrente di corto circuito non ha un effetto significativo.

Area della cella: esiste una proporzionalità diretta tra l'area della cella e la corrente di corto circuito, mentre la tensione di circuito aperto non è dipendente dalle dimensioni della cella.

Per poter confrontare quindi i diversi tipi di celle fotovoltaiche sono state definite delle condizioni standard nelle quali vengono effettuate le misure sulle celle e anche sui moduli: potenza, tensione e corrente vengono misurate alla temperatura di 25°C, con una radiazione di 1000W/m² e in condizioni di AM1,5. E' stata definita AM0 (Air Mass 0) la massa d'aria corrispondente alla radiazione solare misurata all'esterno

dell'atmosfera e AM1 intesa come la composizione spettrale che si riscontra a livello del mare quando lo spessore di atmosfera è attraversato dai raggi solari in direzione perpendicolare alla superficie terrestre; tenendo conto dell'inclinazione dell'asse terrestre, si considera per l'Europa AM1,5, che è divenuto uno standard di riferimento per la norma CEI EN 60904-3 (CEI 82-3).

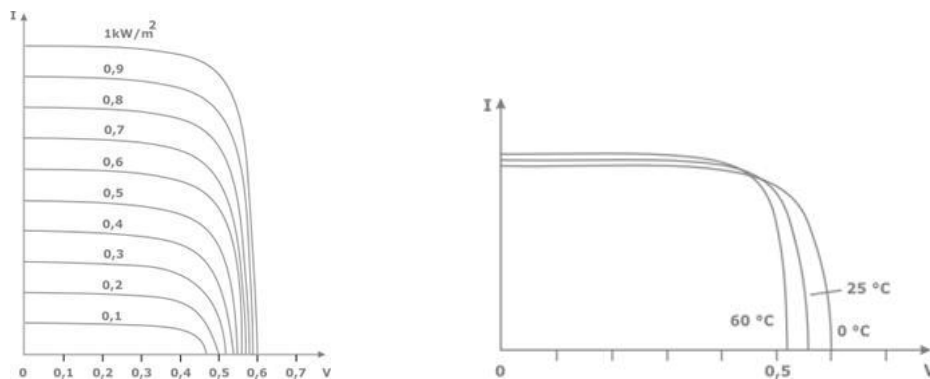


fig. 1.5 - Cambiamento delle caratteristiche in base a irraggiamento (a sinistra) e temperatura (a destra)

Un ultimo parametro che definisce il comportamento della cella fotovoltaica è il NOCT (Nominal Operative Cell Temperature) che indica la temperatura raggiunta da una cella all'interno di un modulo a circuito aperto in condizioni di irraggiamento pari a 800W/m^2 , alla temperatura ambiente di 20°C e con una velocità del vento di 1m/s .

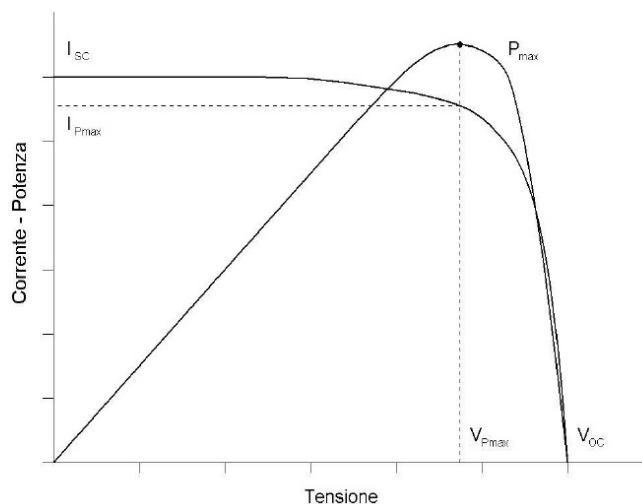


fig. 1.6 - Caratteristica I-V di una cella fotovoltaica (in verde) e della potenza (in rosa)

Riassumendo la corrente generata dalla cella fotovoltaica è massima in condizioni di corto circuito, mentre la tensione assume il suo valore massimo nelle condizioni di circuito aperto.

Naturalmente entrambe queste configurazioni non consentono il trasferimento di potenza: sovrapponendo alla caratteristica tensione-corrente quella tensione-potenza si può facilmente individuare il punto di massimo che descrive le condizioni ottimali di funzionamento.

1.2 CELLA, MODULO E IMPIANTO FOTOVOLTAICO

Una cella fotovoltaica è il risultato di varie lavorazioni del silicio che portano alla costituzione di un wafer dello spessore di circa 200-300 micrometri e alla creazione tramite drogaggio con fosforo (semiconduttore N) e con boro (semiconduttore P) di una giunzione P-N.

Come già detto il materiale più diffuso per la produzione di celle fotovoltaiche è il silicio: in base al processo di lavorazione e di cristallizzazione le celle in silicio si differenziano in tre tipologie:

Celle in silicio monocristallino: sono prodotte partendo dallo stesso monocristallo utilizzato in elettronica, hanno un rendimento alto (20%), una struttura cristallina omogenea e un costo di lavorazione maggiore

Celle in silicio policristallino: sono prodotte principalmente dal riutilizzo di silicio di scarto dell'industria elettronica, hanno un rendimento inferiore (17%), una struttura in cui sono riconoscibili i cristalli di silicio fusi durante il processo di solidificazione del lingotto dal quale vengono affettati i wafer. Sono largamente diffuse per il loro costo inferiore.

Silicio amorfo: in questo caso non si può parlare di celle, in quanto si tratta di deposizione catodica su un supporto trasparente di due sottili strati di atomi di silicio drogati rispettivamente in modo da formare una zona P e una zona N. Il rendimento è molto inferiore (9%) a quello delle celle cristalline, la struttura ha un colore più scuro e data la sua natura ha la possibilità di essere flessibile e adattabile a qualsiasi struttura di supporto.



fig. 1.7 - Tipologie di silicio: cella monocristallina, cella policristallina e silicio amorfo

In questo lavoro si è concentrata l'attenzione sulle celle in silicio policristallino, in quanto largamente più diffuso e con rendimenti migliori.

Una cella fotovoltaica in silicio cristallino può essere di forma quadrata, pseudo-square o più raramente esagonale o rotonda; le dimensioni possono variare da quattro a sei pollici (104mm – 156mm) per uno spessore di 0.25-0.35mm.

In STC (Standard test condition) le celle cristalline erogano una corrente di corto circuito di 7-8 A (comunque dipendente dalle dimensioni oltre che dal tipo di cristallizzazione mono o policristallino) e sviluppano una tensione di circuito aperto di circa 0.6 V: ogni cella quindi eroga una potenza che va dai 2.5W a oltre 4W in condizioni standard di prova.

In questo progetto abbiamo scelto celle fotovoltaiche in silicio policristallino, identiche a quelle utilizzate nella normale produzione di moduli da parte della ditta EuEnergy s.r.l. con le caratteristiche elettriche in STC indicate nella figura seguente.

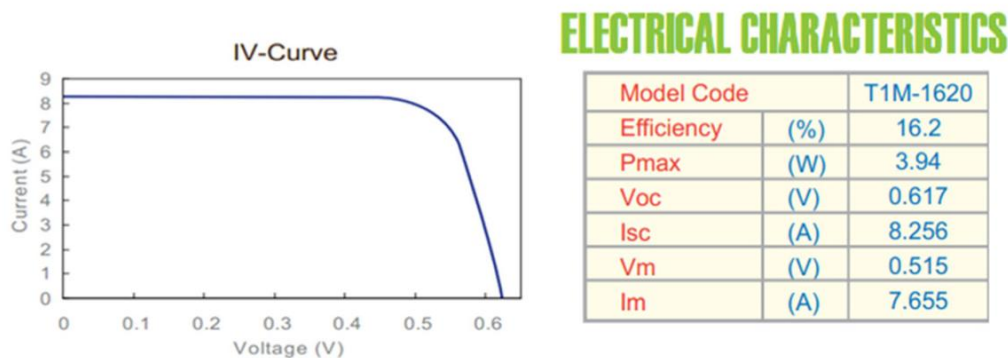


fig. 1.8 - Caratteristica e parametri elettrici della cella scelta per il progetto

Un modulo in silicio cristallino è costituito da celle connesse in serie/parallelo, incapsulate tra due fogli di EVA e contenute tra un vetro solare e un materiale plastico per l'isolamento (backsheet).

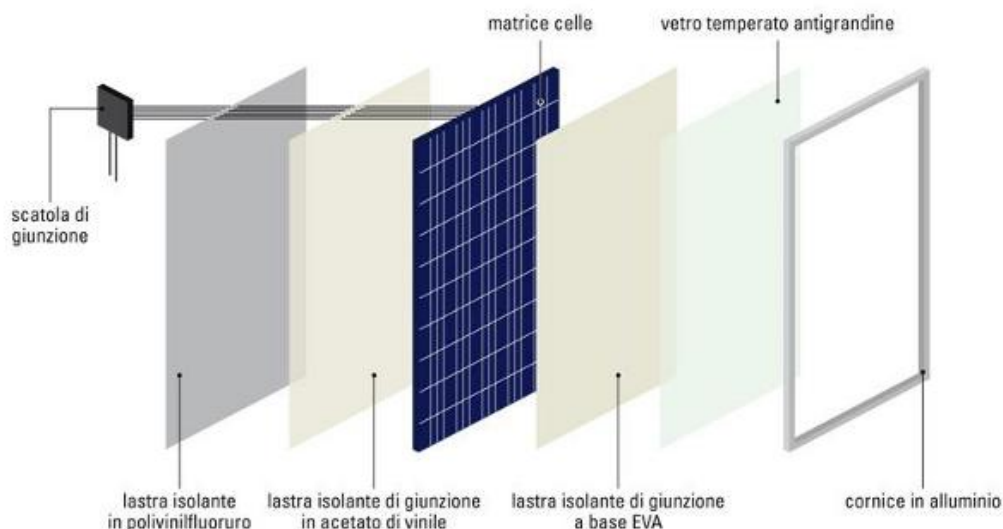


fig. 1.9 - Composizione di un modulo in silicio cristallino

I moduli fotovoltaici possono essere utilizzati singolarmente o più comunemente vengono connessi in serie e parallelo per formare delle stringhe in ingresso ai convertitori negli impianti con inverter centralizzati.

La composizione di un modulo cristallino è schematizzata in figura 1.9. La parte esposta alla radiazione solare è costituita da un vetro prismatico temperato a basso contenuto di ferro, tale da avere un coefficiente di trasmissione elevato. Esso può avere uno spessore di 3-4 mm e ha anche il compito di dare stabilità e robustezza alla struttura del modulo.

Per incapsulare le celle vi sono due strati di EVA (Etilene Vinil Acetato), una resina plastica che durante la laminazione sciogliendosi crea il vuoto e elimina gli interstizi dovuti alla forma irregolare delle celle.

La funzione dell'EVA è quella di isolare elettricamente e meccanicamente la parte attiva del modulo che è anche la parte più fragile. Esso deve essere trattato con additivi che ne limitano l'ingiallimento durante l'invecchiamento per mantenere elevato il coefficiente di trasmissione della radiazione solare.

Le celle sono collegate in serie/parallelo attraverso nastri metallici extrasottili (ribbon) costituiti da rame e stagno per la saldatura e vengono incapsulate tra due strati di EVA. Sul retro del modulo è posto un foglio di polivinile fluorurato (backsheet o tedlar) rinforzato che ha la funzione di impermeabilizzare il modulo all'ossigeno e all'acqua, oltre a garantire l'isolamento elettrico fino alla tensione di lavoro di 1000V.

Quando questo laminato è pronto il modulo fotovoltaico viene incorniciato per aumentarne la robustezza e viene applicata sul retro dello stesso la scatola di giunzione (junction box), nella quale si rendono disponibili i contatti elettrici.



fig. 1.10 - Modulo in silicio cristallino completo

I moduli così costituiti connessi in serie e in parallelo vanno a formare la parte attiva dell'impianto fotovoltaico. La grande maggioranza degli impianti fotovoltaici grid-connected è costituita da serie di moduli fotovoltaici che formano delle stringhe e da uno o più inverter che effettuano la conversione DC/AC.

Per soddisfare i requisiti di tensione di ingresso degli inverter centralizzati e per rendere più semplici i collegamenti generalmente i moduli vengono connessi in serie.

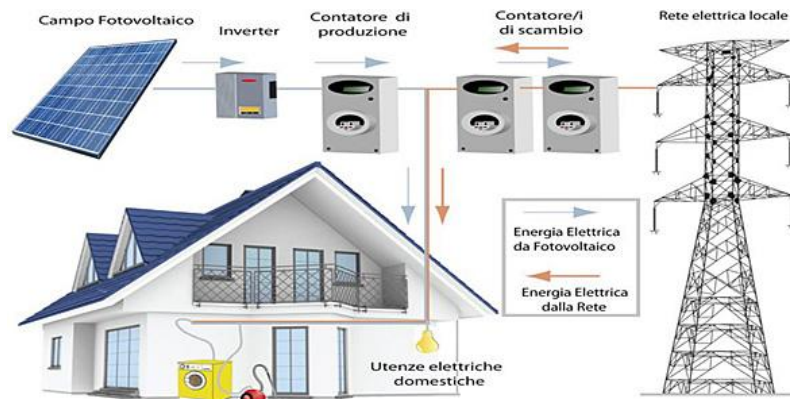


fig. 1.11 - Schema di impianto fotovoltaico grid-connected

Un modulo fotovoltaico è schematizzabile come un elemento a due terminali che ha una caratteristica tensione-corrente identica a quella di una cella fotovoltaica moltiplicata per il numero di celle che compone la serie (in genere 60 o 72).

Se una cella è ombreggiata o difettosa la corrente che può generare è inferiore a quella di una cella sana o addirittura nulla. Poiché le celle sono collegate in serie, la generazione di tutta la serie, ossia del modulo, subirà una diminuzione e al limite un annullamento.

Si ha un effetto equivalente alla situazione in cui tutte le celle sono nelle condizioni della cella più "sfortunata".

Passando alla generazione elettrica dell'impianto, tutti i moduli fotovoltaici connessi in serie in una stringa dovranno obbligatoriamente erogare la stessa corrente e questa sarà imposta dal modulo che si trova in condizioni di rendimento peggiore.

È quindi molto importante capire che la riduzione della potenza erogata causata da un ombreggiamento parziale del campo fotovoltaico o da un difetto impiantistico non è proporzionale alla superficie in ombra o alla superficie difettata, ma può essere anche molto superiore. Riduzioni notevoli di corrente erogata possono essere causate da ombre o danni poco estesi.

Oltre al problema della diminuzione del rendimento questi fattori possono portare anche a danni derivanti dal fenomeno detto hot spot.

Le celle si comportano come dei diodi e se una cella è totalmente ombreggiata non potrà erogare nessuna corrente: essa si opporrà al flusso di potenza generato dalle altre celle e genererà una tensione inversa sulla propria resistenza (essa si comporterà come un carico).

La cella ombreggiata quindi sarà nelle condizioni di dover dissipare la potenza circolante nel modulo e potrebbe andare incontro a danni irreversibili dovuti alla sovratemperatura come la dissaldatura dei contatti o la distruzione della cella stessa.

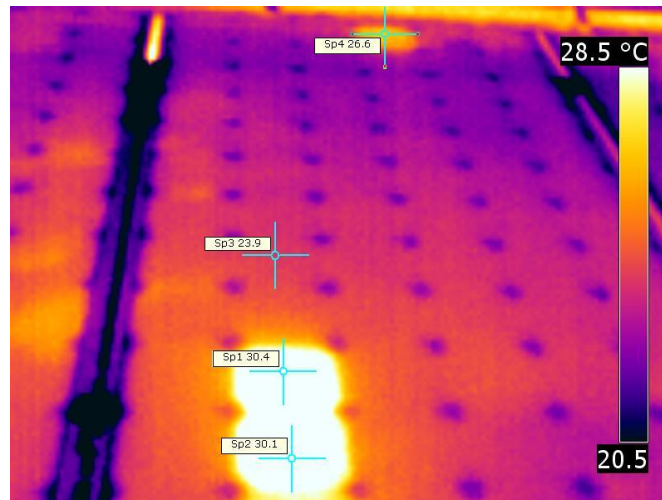


fig. 1.12 - Termografia di un pannello fotovoltaico con evidenza di un hot spot

Per evitare questo problema tutti i moduli attualmente in commercio sono dotati di diodi di by-pass posti nella junction box, in parallelo ad ogni serie di 20-24 celle (solitamente ci sono 3 diodi di by-pass per ogni modulo). I diodi evitano il verificarsi del problema dell'hot spot escludendo dalla produzione le porzioni di impianto che non stanno funzionando ottimamente e limitando la potenza da dissipare nella cella in difetto.

Infatti quando la tensione tra anodo e catodo del diodo di by-pass oltrepassa la soglia di 0.3V, che corrisponde a una tensione negativa sulla serie di celle, il diodo entra in conduzione e fa scorrere la corrente tra anodo e catodo. Questo limita la tensione negativa sulla cella ombreggiata e anche la massima potenza da dissipare.

Il lavoro si concentra principalmente sul modulo fotovoltaico ma per completezza citiamo anche l'altro elemento importante di un impianto, il convertitore DC/AC: infatti i moduli fotovoltaici erogano una corrente continua e per interfacciarsi con la rete è necessario un passaggio al regime alternato.

Per quanto riguarda gli impianti con inverter centralizzato connessi alla rete di distribuzione nazionale, essi sono dei normali convertitori DC/AC controllati in PWM (Pulse Width Modulation) che devono immettere l'energia elettrica prodotta dall'impianto fotovoltaico in rete in modo efficiente.

A fronte di variazioni in ingresso di potenza disponibile in base alle variazioni climatiche giornaliere e stagionali devono sincronizzarsi ai valori di tensione e frequenza imposti dalla rete.

Per sfruttare al meglio la potenza erogata dal generatore fotovoltaico è quindi presente un circuito MPPT (Maximum Power Point Tracker) interno che insegue il punto di massima potenza sulla curva I-V dell'impianto connesso all'inverter.

Proprio su questo dispositivo che è comunque interessante per il lavoro è necessario fare un breve approfondimento.

Il circuito MPPT identifica sulla curva I-V dell'impianto o della sezione di impianto il punto di lavoro in cui è massimo il trasferimento di potenza dal generatore fotovoltaico al carico.

La caratteristica dell'impianto però è tutt'altro che fissata: infatti per ogni cambiamento di irraggiamento o di temperatura la curva I-V varia e il punto di massima potenza si sposta.

Un algoritmo spesso utilizzato per il dispositivo MPPT è il "Perturba e Osserva" (o P&O): il carico viene modificato a intervalli regolari alla ricerca di condizioni migliori di funzionamento. Questo porta a cambiamenti di tensione e corrente all'interno del convertitore: se aumentando la tensione la potenza trasferibile aumenta, allora si continua in quella direzione finché la potenza in uscita non inizia a diminuire; al contrario se aumentando la tensione si ottiene una diminuzione della potenza in uscita allora si diminuisce la tensione fintanto che la potenza resta in aumento.

Questo algoritmo però è molto sensibile e modifica continuamente il punto di lavoro introducendo oscillazioni di potenza in uscita. Inoltre esso può portare a problemi di accuratezza in caso di grandi variazioni di irraggiamento fino ad annullare la potenza in uscita in determinati casi.

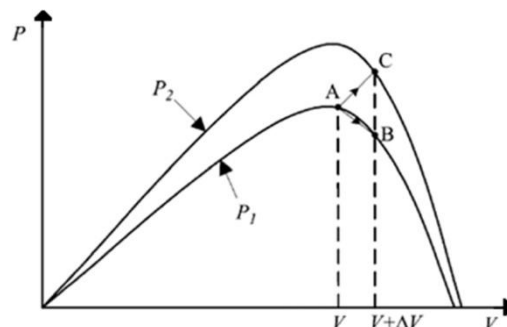


fig. 1.13 - Funzionamento dell'algoritmo di Perturb and Observe (P&O)

Il funzionamento dell'algoritmo è mostrato in figura 13: il sistema sta inizialmente erogando una potenza P_1 e lavora nel punto A a una tensione V ; il P&O incrementa la tensione portandola al valore $V+\Delta V$. Se le condizioni di irraggiamento restano costanti, il sistema si trova a lavorare in B con una diminuzione della potenza in uscita, ma se aumenta nel contempo l'irraggiamento, la potenza erogata può passare sulla curva P_2 : il sistema risulta quindi lavorare in condizioni migliori con una potenza in uscita maggiore (punto di lavoro C). Il sistema quindi è spinto a variare nuovamente il carico per aumentare la tensione di lavoro: se contemporaneamente si ristabiliscono le condizioni di irraggiamento iniziali (curva P_1) il nuovo punto di lavoro sarà molto in basso sulla curva P_1 . Quando la variazione di irraggiamento è notevole, si può arrivare per un istante all'annullamento della potenza erogata e al funzionamento a circuito aperto.

Per cercare di risolvere questo problema si può utilizzare il metodo Constant Voltage (CV) per cui viene imposto un riferimento di tensione vicino al punto di massima potenza: ciò però non può tenere conto delle variazioni di condizioni di temperatura e irraggiamento e fa funzionare il sistema spesso in punti non ottimi.

Proprio per questo motivo spesso questo metodo viene utilizzato come supporto per l'algoritmo P&O facendo in modo che il sistema commuta a CV durante le variazioni rilevanti di irraggiamento. Esso individua la nuova curva di lavoro, dopodiché il sistema commuta nuovamente al funzionamento P&O.

Esistono altri metodi per individuare il MPP tra cui il metodo di Incremental Conductance (IC): esso ha come riferimento la derivata della potenza rispetto alla tensione e individua il punto di massimo dove questa derivata si annulla. Come riassunto nell'equazione (1.3), questo metodo utilizza la conduttanza incrementale (dI/dV) del generatore fotovoltaico e la sua conduttanza (I/V) per scegliere la direzione in cui muoversi per annullare la derivata dP/dV .

Dato che:

$$\frac{dP}{dV} = \frac{d(IV)}{dV} = I + V \frac{dI}{dV} = I + V \frac{\Delta I}{\Delta V}$$

$$\begin{cases} \frac{\Delta I}{\Delta V} < -\frac{I}{V} & \text{a sinistra del MPP} \\ \frac{\Delta I}{\Delta V} = -\frac{I}{V} & \text{nel punto del MPP} \\ \frac{\Delta I}{\Delta V} > -\frac{I}{V} & \text{a destra del MPP} \end{cases}$$

(1.3)

L'algoritmo cambia il riferimento o il duty cycle per cambiare la tensione di sistema. Quando si trova nel punto di ottimo (annullamento della derivata), fissa come riferimento la tensione fino a un cambiamento dell'irraggiamento o delle condizioni ambientali in cui si trova il generatore fotovoltaico.

Questo algoritmo è molto rapido e funziona ottimamente anche per variazioni molto veloci, ma come il P&O necessita di un supporto quando le condizioni di irraggiamento variano in maniera rilevante.

Gli ultimi due metodi analizzati sono l'Open Voltage (OV) e il Short Current (SC). Essi sono uno il duale dell'altro e misurano periodicamente la tensione a circuito aperto o la corrente di corto circuito: dopodiché si risale alla tensione (o alla corrente) nel punto di massimo attraverso una proporzionalità lineare e un parametro k .

Questi metodi oltre a necessitare una frequente misura della tensione di circuito aperto o della corrente di corto circuito, hanno uno svantaggio importante: infatti per il calcolo delle tensioni e delle correnti è necessario annullare la potenza in quanto si opera nelle condizioni di circuito aperto o nelle condizioni di cortocircuito.

1.3

VANTAGGI E SVANTAGGI INVERTER CENTRALIZZATO

I due vantaggi principali di un inverter centralizzato sono il rendimento in potenza in caso di condizioni ottimali, ossia con tutti i pannelli fotovoltaici nelle stesse condizioni e il costo inferiore alle altre modalità di conversione. Gli inverter centralizzati infatti sono macchine molto solide e affidabili che garantiscono rendimenti superiori al 95% per un range di potenze in ingresso piuttosto ampio (dal 40% al 100% della potenza massima).

Gli svantaggi di un sistema di ricerca del MPP centralizzato si manifestano quando le condizioni non sono ideali e quando in generale nello stesso impianto ci sono moduli con caratteristiche tensione-corrente molto diverse tra loro.

Questo può essere causato da fattori esterni o da fattori interni all'impianto: tra i primi ci sono la differenza di irraggiamento, la differenza di inclinazione o di orientamento e persino la differenza di temperatura tra le varie sezioni dell'impianto.

Oltre a queste importanti cause di malfunzionamento ci sono le cause interne presenti in ogni impianto che sono però difficilmente individuabili con la configurazione a inverter centralizzato: infatti i mismatch tra i moduli sono sempre presenti sin dalla fabbricazione e quindi i punti di funzionamento ottimo sono diversi da un modulo ad un altro.

Se questo non fosse sufficiente, un fattore incontrollabile per i mismatch è la disomogeneità nell'usura di un impianto e il conseguente calo di rendimento differente per ogni modulo fotovoltaico.

In tutti i casi sopracitati il modulo in condizioni peggiori, a meno di interventi del diodo di bypass, impone a tutta la serie di moduli e quindi all'inverter centralizzato la sua corrente. Il generatore fotovoltaico quindi non sfrutta al massimo le sue potenzialità.

Per questi svantaggi sono stati introdotti metodi che ottimizzano la potenza a livello di pannello fotovoltaico e non più a livello di stringa, come il microinverter e gli ottimizzatori in DC di cui tratteremo nel capitolo successivo.

2 – METODI DI OTTIMIZZAZIONE SUL MERCATO

I metodi di ottimizzazione della produzione di un impianto fotovoltaico che ho analizzato si dividono in due macrocategorie: i microinverter e gli ottimizzatori DC/DC. Entrambe le soluzioni intervengono sui problemi degli inverter centralizzati o “di stringa” e hanno in comune la scelta di effettuare la ricerca dell’ottimo a livello di pannello fotovoltaico.

Entrambe presentano notevoli vantaggi dal punto di vista tecnico e di rendimento, ma restano comunque delle problematiche aperte che ho sottolineato nella mia pur breve trattazione.

Per quanto riguarda il microinverter ho scelto come esempio il prodotto di Enphase Energy, un convertitore che è molto diffuso soprattutto negli Stati Uniti e si sta affacciando negli ultimi anni anche in Italia e in Europa.

Per quanto riguarda invece l’ottimizzatore DC/DC ho preso come esempio il prodotto della SolarEdge, azienda leader nel mercato degli ottimizzatori in corrente continua, anche se questo settore è in continuo sviluppo e molte aziende stanno proponendo nuovi studi e prodotti .

2.1

LA TECNOLOGIA MICROINVERTER

La tecnologia microinverter è una completa rivoluzione negli impianti fotovoltaici poiché modifica lo schema tipico del generatore fotovoltaico e propone un nuovo sistema di conversione.

I microinverter vengono collegati in parallelo ad ogni pannello fotovoltaico e non su ogni stringa di pannelli: in questo modo la conversione da corrente continua a corrente alternata avviene in modo distribuito nei pressi di ogni modulo; aumentano quindi i dispositivi di conversione per cercare di migliorare l’efficienza del generatore fotovoltaico.

Per la mia analisi ho preso come esempio il microinverter M215 della marca Enphase Energy che è il più diffuso in Italia e sintetizza vantaggi e limiti di questa tecnologia.



fig. 2.1 - Microinverter M215 di Enphase Energy

A seguito del crollo dei prezzi dei pannelli fotovoltaici avvenuto negli ultimi due anni, l'importanza dell'inverter è cresciuta; lo sviluppo del mercato ha spinto i produttori di inverter a non ricercare esclusivamente il minimo costo e il massimo rendimento in condizioni ideali, ma a ricercare un'ottimizzazione del sistema per aumentare la produzione del generatore fotovoltaico.

Enphase Energy propone un sistema integrato per impianti che comprende il microinverter Enphase M215, un gateway dati Envoy e un sistema di cablaggio con connettori preinstallati.



fig. 2.2 - Impianto con microinverter sul tetto, gateway connesso alla rete e pc per il monitoraggio

Il microinverter ha un range di potenza in ingresso che va da 190W a 260W e una tensione massima in ingresso di 45V: da questi dati si evince come il microinverter sia progettato per la connessione con un solo pannello fotovoltaico.

Al suo interno è presente il dispositivo di MPPT e questa è la motivazione principale dei suoi vantaggi in termini di produttività dell'impianto. Infatti nell'architettura distribuita non vi è più un unico punto possibile di lavoro per l'intera stringa di pannelli, ma la ricerca del punto di ottimo viene fatta a livello di modulo e in modo indipendente dagli altri moduli.

I vantaggi derivati da questa modularità sono di immediata comprensione: un pannello fotovoltaico guasto o difettoso non influirà sulla produzione degli altri moduli, quindi l'impianto visto nella sua interezza vedrà aumentata la sua produzione rispetto a un generatore fotovoltaico standard con inverter centralizzato.

La ricerca del MPP a livello locale porta a un rendimento impiantistico maggiore anche in situazioni di corretto funzionamento dei pannelli fotovoltaici, in quanto come già ricordato nel precedente capitolo ogni modulo ha il suo punto di lavoro che ne ottimizza la potenza erogata in STC e questo può essere a tensioni e correnti diverse per ciascuno di essi.

Con i microinverter i mismatch tra i pannelli fotovoltaici non intaccano la produttività totale dell'impianto.

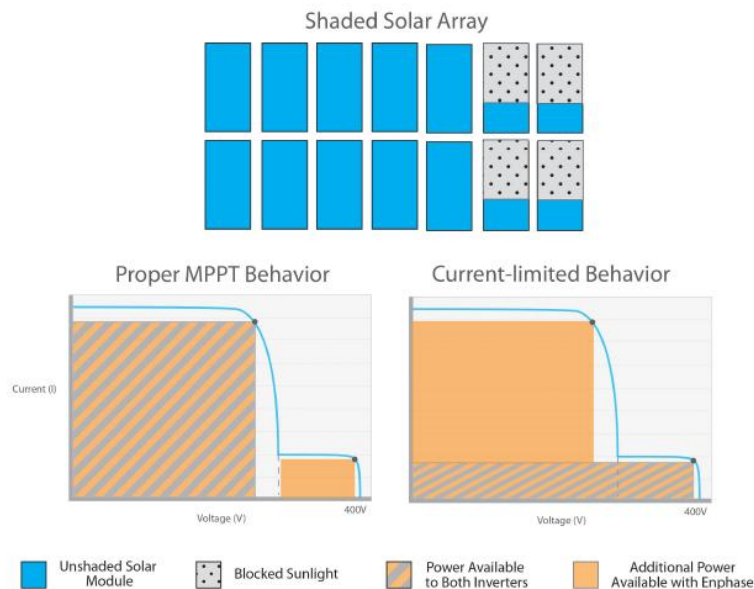


fig. 2.3 - Aumento potenza disponibile (area) grazie all'indipendenza dei moduli in parallelo

Il microinverter viene installato sotto ogni pannello e lì effettua la conversione DC/AC; in uscita tutti i microinverter sono collegati in parallelo attraverso il cavo specifico con connettori preinstallati che convogliano l'energia prodotta dal generatore fotovoltaico e la immette in rete.

Per attivare e gestire i microinverter è necessaria l'installazione di un gateway che attraverso il collegamento all'impianto elettrico esistente individua i microinverter e ne abilita il monitoraggio dal web.

Il gateway sovrappone un segnale a 144kHz al segnale di potenza utilizzando un tipo di comunicazione ad onde convogliate.

Oltre a questi vantaggi dal punto di vista della produttività, il microinverter ha un altro vantaggio rispetto agli inverter di stringa: la vita utile.

L'elemento che maggiormente incide sul decadimento degli inverter è la presenza di condensatori elettrolitici, infatti questi elementi che sono presenti nella quasi totalità degli inverter garantiscono un rendimento ottimo e un funzionamento controllato.

La vita utile dei condensatori viene espressa in numero di ore di funzionamento a una determinata temperatura, con una determinata tensione di esercizio e una determinata corrente di ripple. Per i convertitori di potenza tradizionali, la vita utile minima accettabile dei condensatori è di 2000 ore a 85 °C. La durata dei condensatori è strettamente legata alla temperatura, infatti la loro vita utile si raddoppia ad ogni diminuzione di temperatura di 10 °C.

L'affidabilità dei microinverter oggetto di questo lavoro è notevolmente maggiore di quella degli inverter centralizzati: uno specifico studio è stato effettuato in condizioni di temperature medie elevate e significativo irraggiamento dal team di Enphase nella località di Palm Springs in California.

Lo studio mostra come nonostante l'utilizzo di un modello conservativo, la vita utile dei condensatori elettrolitici presenti nel microinverter Enphase M215 è di circa 50 anni: i condensatori impiegati infatti hanno una vita utile di 4000-10000 ore di utilizzo a 105°C e tra i parametri presi in considerazione ci sono sia il deperimento annuale del condensatore che ne aumenta le perdite e il riscaldamento, sia la maggiore temperatura a cui il microinverter è sottoposto, data la sua posizione sotto il pannello fotovoltaico. Inoltre per quanto riguarda il ripple di corrente il fornitore dei condensatori ha garantito la vita utile con un valore triplo di quello registrato sul campo, quindi la vita utile indicata risulta approssimata per difetto.

Soprattutto grazie a questa evoluzione dei condensatori elettrolitici al suo interno, Enphase Energy garantisce per 25 anni il microinverter M215: un valore molto significativo rispetto alla media degli inverter centralizzati garantiti solitamente per 5 anni con possibilità di estendere la garanzia a 10 anni.

I vantaggi del sistema microinverter possono essere sintetizzati nei seguenti punti:

- Produttività: il micorinverter ha un dispositivo MPPT per ogni pannello fotovoltaico e ciò rende la produzione totale insensibile alle differenze di condizioni di un modulo rispetto ad un altro.
- Affidabilità: la connessione in parallelo e la suddetta indipendenza di ogni modulo fa sì che un guasto non intacchi l'intera produzione ma solo la porzione di impianto effettivamente colpita.
- Longevità: grazie all'utilizzo di particolari condensatori elettrolitici la vita utile di un microinverter è decisamente superiore a quella di un inverter centralizzato
- Semplicità ampliamenti e modifiche: la modularità del sistema rende molto semplice da un lato ampliare l'impianto fotovoltaico, dall'altro sostituire moduli difettosi o a fine vita con moduli anche differenti da quelli presenti nel resto dell'impianto.

Passando ora ai punti deboli di questo sistema non si può non iniziare dal costo: questo aspetto è dal punto di vista del mercato il più importante ma dal punto di vista tecnico è di poco interesse; per piccoli impianti della stessa potenza, escludendo pannelli, strutture, installazione e manutenzione (che restano pressoché gli stessi) il costo del sistema microinverter è quasi doppio rispetto al costo del sistema a singolo inverter.

Altri svantaggi che però non hanno una base tecnica, sono da riscontrare nelle possibili complicazioni derivanti dal cambiamento totale della filosofia alla base della progettazione e installazione di un impianto fotovoltaico.



M215 Dati tecnici	
	M215
Celle per modulo supportate	60
Potenza massima in ingresso CC	260 WP
Potenza e corrente d'uscita CA	215 W 0,93 A
Range di tensione MPPT	22-36 V
Intervallo di funzionamento	16-45 V

fig. 2.5 - Alcuni dati tecnici del microinverter M215 di Enphase Energy

Dal punto di vista specificatamente tecnico del prodotto si sono riscontrati alcuni difetti del sistema a microinverter che vado di seguito a esporre.

Come primo punto il rendimento del microinverter è ancora al di sotto dei rendimenti sviluppati dagli inverter di stringa e nel caso del microinverter M215 di Enphase Energy è di 95.4%: in ogni caso questo valore non è molto distante dai rendimenti degli inverter di stringa e soprattutto il rendimento del microinverter non rispecchia l'effettiva capacità di aumentare la produttività e quindi il rendimento dell'impianto fotovoltaico, grazie ai vantaggi descritti appena sopra.

Passando all'analisi del comportamento elettrico del microinverter, si evince che sebbene possa ricevere in ingresso potenze fino a 260W, in uscita la massima potenza erogabile dal dispositivo di Enphase Energy è di 215W.

Questo si traduce in un appiattimento della curva di potenza quando il microinverter è collegato a un modulo che eroga una potenza maggiore di 215W: in tutti i casi in cui il generatore fotovoltaico funziona nel punto di massima produttività, il microinverter tronca la potenza del modulo avendo raggiunto il suo limite massimo di lavoro.

Un ultimo e più importante punto a sfavore del sistema a microinverter di Enphase Energy è il suo comportamento in condizioni sfavorevoli, ossia quando intervengono i diodi di bypass per un'ombra pesante o un danno a una cella.

Il range di funzionamento secondo i dati di targa del microinverter va dai 16 ai 45 V. Nella maggior parte dei moduli fotovoltaici sono presenti nella scatola di giunzione 3 diodi di bypass, ognuno in parallelo a una serie di 20 celle fotovoltaiche: si nota quindi che se intervengono due diodi di by-pass nello stesso modulo, la tensione scenderà a circa un terzo della tensione del pannello fotovoltaico (tipicamente non superiore a 30V a carico) e non raggiungerà il valore sufficiente all'accensione del microinverter. Questa situazione è comunque di per sé molto rara e non incide profondamente sulla produttività del modulo, in quanto è improbabile che si presentino due anomalie sullo stesso modulo in condizioni vantaggiose per la produzione di energia elettrica da parte del modulo stesso.



fig. 2.6 - Dal software di monitoraggio si può notare: a) pannelli in condizioni ottimali erogano potenze diverse (mismatch); b) un'ombra fa lavorare l'inverter in condizioni molto lontane dall'ottimo

Un caso che ha sicuramente una maggiore rilevanza è il caso in cui interviene un unico diodo di by-pass: in questa situazione la tensione in ingresso al microinverter scende sotto i 20V. Questa tensione è sufficiente ad accendere il microinverter ma non per attivare il dispositivo di MPPT interno (il range di tensioni per cui il microinverter va alla ricerca del punto di massimo è 22-45 V).

Con queste tensioni di funzionamento il microinverter introduce discontinuità e ripple in alternata, senza lavorare nel punto di massimo: in queste condizioni l'energia erogata in rete è poco rilevante e molto discontinua.

Riassumendo quindi le debolezze del microinverter M215 di Enphase Energy sono:

- Costo: il costo di un piccolo impianto con questa soluzione è superiore di circa il 15% rispetto a un impianto fotovoltaico con un inverter centralizzato.
- Complicazioni nell'installazione: cambiamento della struttura di un impianto e difficile intervento sui microinverter per manutenzione e sostituzione.
- Limite potenza in uscita: quando i moduli fotovoltaici erogano una potenza superiore a 215W il microinverter taglia questo eccesso di potenza rispetto ai suoi limiti di funzionamento.

- Range limitati di funzionamento del MPPT: quando uno dei diodi di bypass interviene, la tensione del pannello fotovoltaico non è più sufficiente a far lavorare il microinverter alla ricerca del punto di massima potenza erogabile, indispensabile per l'ottimizzazione.

2.2

GLI OTTIMIZZATORI IN CORRENTE CONTINUA

Gli ottimizzatori in corrente continua sono una risposta diversa al problema derivante da un unico dispositivo per l'inseguimento del punto di massima erogazione della potenza per l'intero impianto (o per una stringa).

Semplificando essi sono costituiti da un convertitore DC/DC di tipo buck-boost il cui funzionamento è regolato da un dispositivo di MPPT con algoritmo di "perturba e osserva".

I buck-boost sono una tipologia di convertitori DC/DC che presenta un'uscita in regime continuo di valore maggiore (boost) o minore (buck) del valore della tensione di ingresso.

Circuitalmente sono molto simili a un convertitore boost ma sono in grado di aumentare o diminuire la tensione di ingresso continua modificando il duty-cycle (δ) dello switcher: in questo modo è possibile spostare il punto di lavoro liberamente sull'asse delle tensioni.

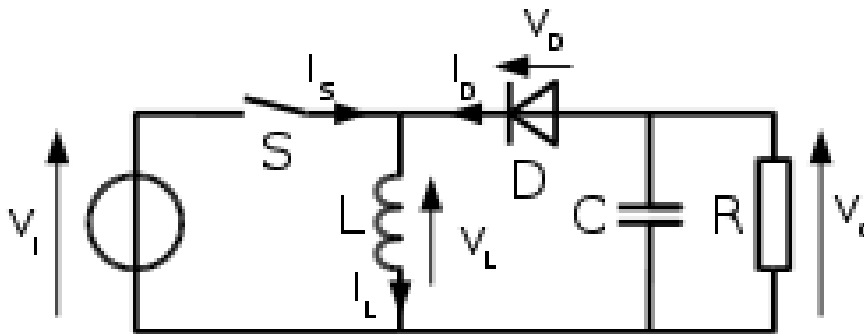


fig. 2.7 - Circuito di un convertitore DC/DC tipo buck-boost: sono presenti un'induttanza (L), un condensatore (C), un diodo (D) e lo switcher (S)

Nella figura (2.7) è schematizzato il convertitore buck-boost con componenti ideali, del quale viene riassunto qui di seguito il funzionamento.

Quando siamo nell'intervallo T_{on} lo switcher è acceso: l'induttanza L viene caricata dalla tensione di ingresso e il carico R viene alimentato dal condensatore C .

Nell'intervallo T_{off} lo switcher è spento e la corrente sostenuta dall'induttanza ricircola attraverso il diodo e alimenta il carico e il condensatore.

Nel caso di induttore non ideale, deve essere introdotta una resistenza parassita (R_L) in serie all'induttore che interviene nel circuito sia nella fase T_{on} che nella fase T_{off} . Considerando irrilevante il ripple di tensione e corrente in uscita dal convertitore, possiamo considerare il carico come una resistenza.

$$\frac{V_0}{V_I} = \left(\frac{-\delta}{1-\delta} \right) \qquad \frac{V_0}{V_I} = \left(\frac{-\delta}{\frac{R_L}{R(1-\delta)} + 1 - \delta} \right) \quad (2.1)$$

Il guadagno del convertitore buck-boost sia nel caso ideale che nel caso con induttanza non ideale, come si vede dalle equazioni (2.1), dipende dal duty cycle e può essere in valore assoluto sia inferiore (buck converter) che superiore (boost converter) a 1.

Il guadagno ha sempre un valore inferiore a 0, infatti questo tipo di convertitore inverte la polarità della tensione di uscita rispetto all'ingresso: per questo è chiamato convertitore buck-boost invert.

Nella figura seguente (2.8) si può notare come il guadagno del convertitore cambi in funzione del duty cycle e dell'entità della resistenza parassita dell'induttanza confrontata con la resistenza del carico.

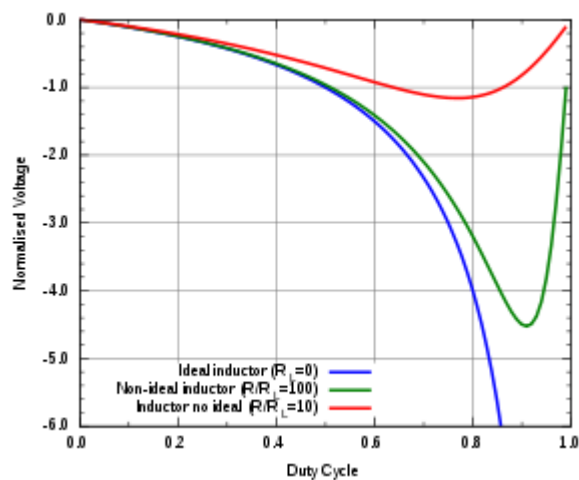


fig. 2.8 - Guadagno del convertitore buck-boost in condizioni ideali (blu) e con l'introduzione di una resistenza parassita in serie all'induttore (curve verde e rossa)

Una volta descritto il comportamento del convertitore interno all'ottimizzatore, passiamo ora all'analisi globale di questi strumenti.

Come la tecnologia microinverter, gli ottimizzatori di potenza attuano una tracciatura MPP distribuita, in modo tale da differenziare i punti di lavoro dei pannelli fotovoltaici al fine di massimizzarne la resa in potenza.

Al contrario di essa però gli ottimizzatori non effettuano la conversione DC/AC, ma in uscita erogano potenza in regime continuo: proprio per questo motivo un impianto

grid connected con ottimizzatori necessita comunque di un inverter centralizzato per la conversione in regime alternato e la connessione alla rete di distribuzione.

Gli ottimizzatori quindi non si propongono in sostituzione all'inverter ma come un dispositivo aggiuntivo dell'impianto: il vantaggio principale derivante da questo è la semplicità di modificare un impianto senza stravolgerne la configurazione; d'altra parte la netta aggiunta di costo rispetto a un impianto con inverter di stringa o centralizzato è senz'altro un punto a sfavore di questa scelta.

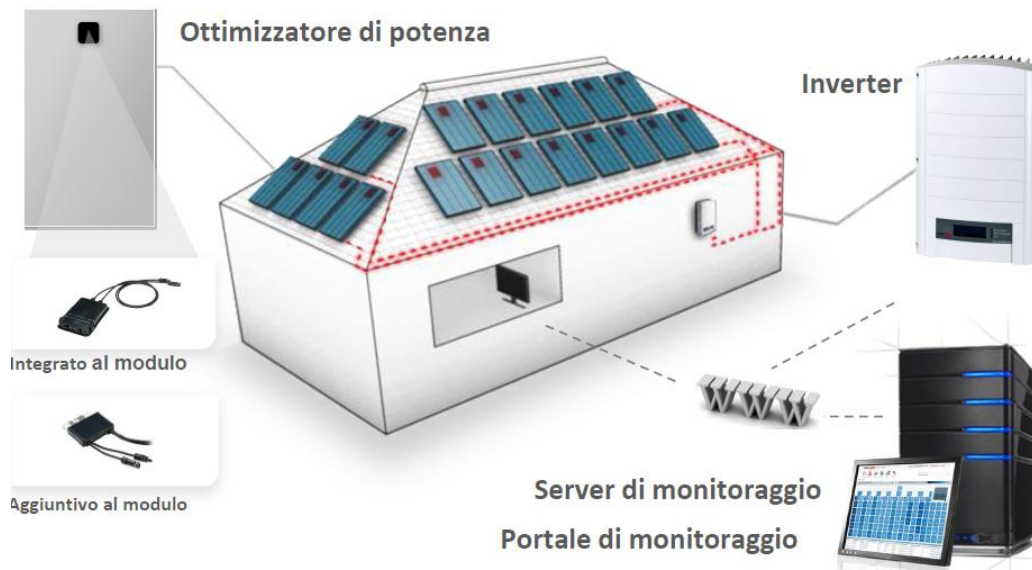


fig. 2.9 - Sistema con ottimizzatori in corrente continua: integrazione nel modulo e monitoraggio

Questo dispositivo concentra tutti i vantaggi di produttività che si riscontrano anche con la tecnologia microinverter: infatti grazie alla presenza di ottimizzatori in corrente continua, ogni modulo è indipendente dal resto della stringa e non può in alcun modo essere causa di una diminuzione della potenza erogata dagli altri moduli in serie ad esso.

Ho deciso di analizzare in particolare i prodotti della Solar Edge e ho riscontrato molte caratteristiche che ben si accoppierebbero con il progetto a cui sto lavorando.

Di seguito spiegherò brevemente i vantaggi che gli ottimizzatori introducono rispetto alla tecnologia a microinverter e come questi possano essere ulteriormente sviluppati grazie al progetto SSR.

Per quanto riguarda la produttività gli ottimizzatori non introducono novità rilevanti rispetto alla tecnologia microinverter e ottengono i miglioramenti dovuti al disaccoppiamento dei moduli e all'elusione del problema del "collo di bottiglia" presente nella configurazione serie.

Questo come abbiamo visto può avere un grande impatto sulla produttività di un generatore fotovoltaico e infatti è la base da cui partono tutte le tecnologie alternative agli impianti standard con inverter di stringa.

Il vantaggio principale di questi dispositivi è nell'appiattimento della tensione in ingresso all'inverter: negli impianti tradizionali la tensione aumenta e diminuisce in base alla temperatura di lavoro dei moduli e quindi l'inverter è costretto ad avere un range di tensioni di ingresso piuttosto ampio per poter far fronte a queste variazioni; inoltre la progettazione di un impianto fotovoltaico deve tener conto di questo fattore nella scelta della lunghezza delle stringhe di moduli.

Gli ottimizzatori rendono l'impianto insensibile alla temperatura poiché viene fissata la tensione di ingresso all'inverter in modo che il rendimento della conversione CC/CA sia ottimale e il ripple in uscita sia minimo: in generale questa soluzione sollecita l'inverter in modo minore.

L'inverter impone la sua tensione in ingresso mentre gli ottimizzatori ricevono in ingresso la potenza erogata dal pannello fotovoltaico al quale sono collegati e la comunicano all'inverter.

Il rapporto tra la somma delle potenze in ingresso agli ottimizzatori e la tensione imposta sarà il valore scelto istantaneamente per la corrente che dovrà passare nella serie (stringa) di moduli; in base a questo dato, vengono adattate le tensioni di uscita per tutti gli ottimizzatori in modo che la somma resti inalterata.

Nell'esempio di figura (2.10) l'ottimizzatore connesso al pannello in ombra riceve in ingresso 28 V e 1,43 A (MPP) mentre in uscita dovrà dare, considerando per l'ottimizzatore un rendimento unitario, una tensione pari a 8,6 V: questo valore viene ricavato da ogni ottimizzatore come rapporto tra la sua potenza in ingresso e la corrente imposta alla serie di moduli dall'inverter centrale (nel caso dell'esempio 4,6 A).

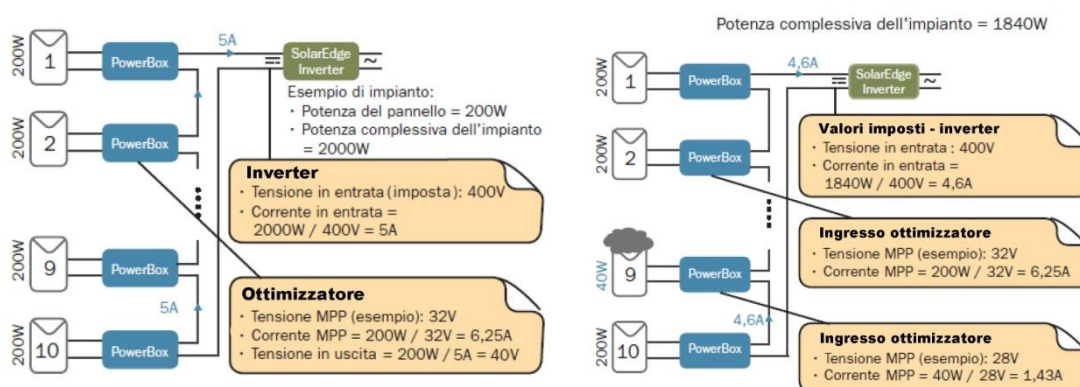


fig. 2.10 - Esempio di un sistema con ottimizzatori Solar Edge: confronto situazione ideale (a sinistra) e situazione con un'ombreggiamento su uno dei pannelli fotovoltaici

Un altro punto a favore di questo sistema è il range di funzionamento del dispositivo di MPPT dell'ottimizzatore, che come si evince dai dati tecnici va dai 5V ai 60V: questo significa che la ricerca del punto di massimo avverrà anche quando i diodi di bypass col loro intervento diminuiscono drasticamente la tensione.

Inoltre il limite massimo di tensione permette il collegamento di due pannelli fotovoltaici in serie, in parallelo con un unico ottimizzatore: ciò limita i costi ma naturalmente i vantaggi del disaccoppiamento, in quanto le unità ottimizzate saranno in questo caso le coppie di moduli fotovoltaici.

Anche i valori di corrente e tensione in uscita dall'ottimizzatore, come si nota dalla figura (2.9) sono tali da non limitare la potenza prodotta dal pannello o dalla coppia di pannelli.

DATI TECNICI

INGRESSO		
Potenza CC nominale in ingresso	250 / 350	W
Tensione in ingresso massima assoluta	60 (*)	V cc
Intervallo operativo dell'inseguitore del punto di massima potenza (MPPT)	5 - 60	V cc
Corrente in ingresso massima	10	A cc
Protezione dalla polarità inversa	SI	
Massima efficienza	98,6	%
Efficienza ponderata europea	97,8	%
Efficienza ponderata secondo la Commissione per l'Energia della California (CEC)	97,7	%
POTENZA IN USCITA DURANTE L'ESERCIZIO (POWERBOX COLLEGATO ALL'INVERTER IN FUNZIONE)		
Corrente in uscita massima	15	A cc
Tensione operativa in uscita	5 - 60	V cc

fig. 2.11 - Dati tecnici e range di funzionamento in ingresso e uscita dell'ottimizzatori PowerBox della Solar Edge

Dalla figura (2.9) sembra che un altro punto a favore del sistema con ottimizzatori sia il rendimento, ma questo non può essere paragonato al rendimento di un inverter o di un microinverter poiché a valle dell'ottimizzatore è presente un inverter di stringa: come detto questo avrà un rendimento migliore degli inverter centralizzati degli impianti standard, dato che gli ottimizzatori fissano la tensione in ingresso, ma avrà comunque un'efficienza intorno al 98%.

Essendo i due elementi in serie il rendimento complessivo dell'impianto non si distacca dal rendimento di un impianto con la tecnologia microinverter ed è come detto leggermente inferiore al rendimento di un impianto fotovoltaico con inverter centralizzato.

La maggioranza dei dispositivi ottimizzatori in corrente continua è garantita per 25 anni per conformarsi alla garanzia minima dei pannelli fotovoltaici; il punto debole dell'impianto per quanto riguarda la vita utile anche in questo caso, come negli impianti standard, è l'inverter che nonostante sia meno sollecitato dalle variazioni di tensione non ha mai una vita utile superiore ai 15 anni.

I convertitori DC/DC solitamente utilizzano il metodo di MPPT "perturba e osserva" che garantisce i migliori risultati dal punto di vista della stabilità, dell'efficienza e dei costi.

Il convertitore è di tipo buck-boost perché a seconda del carico il punto di lavoro può essere a tensioni superiori o inferiori della tensione nel punto di massima erogazione della potenza.

In questa configurazione di impianto la ricerca del punto di massimo è spesso integrabile nel modulo, in quanto l'ottimizzatore può essere contenuto nella scatola di giunzione dove sono presenti i contatti di uscita del pannello fotovoltaico.



fig. 2.12 - Ottimizzatori DC/DC esterni (a sinistra) e soluzione integrata nel pannello (a destra)

Un ultimo problema verificato sul campo è la difficoltà che può incontrare il dispositivo di MPPT interno all'ottimizzatore a riconoscere il massimo assoluto di potenza erogabile quando, in condizioni di ombreggiamento parziale, la curva tensione-potenza presenta più di un massimo locale.

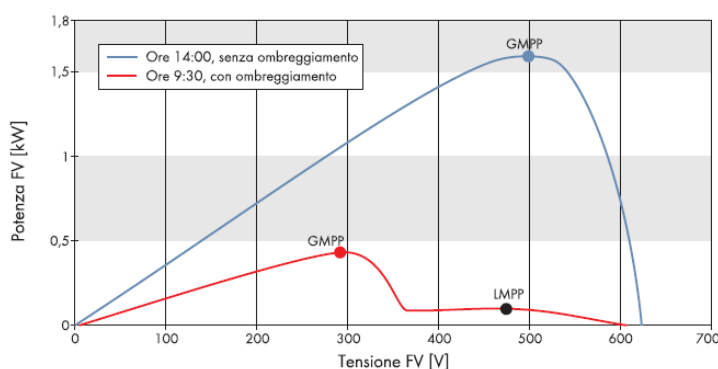


fig. 2.13 - Presenza di due MPP nel caso di ombreggiamento parziale (rosso): MPP locale (MPPL) e MPP assoluto (MPPG). In blu la caratteristica tensione potenza senza ombreggiamenti

Concludendo la configurazione di impianto fotovoltaico con ottimizzatori in corrente continua ha tra i suoi punti di forza:

- Produttività: come per i microinverter, il sistema distribuito dei dispositivi effettua la ricerca del massimo a livello di modulo e elude il problema del “collo di bottiglia” e delle differenze tra moduli della stessa stringa.
- Integrazione nel sistema attuale: non sconvolge la configurazione di un impianto standard e può essere integrata nel modulo in modo da lasciare praticamente inalterata la configurazione di un generatore fotovoltaico.

- Tensione fissa in ingresso all'inverter: possibilità di progettare stringhe di dimensioni molto variabili mantenendo una tensione ottima per l'inverter, che risulta meno sollecitato.
- Ampio range di funzionamento: ricerca del MPP anche in condizioni molto sfavorevoli e possibilità di connessione di due pannelli fotovoltaici a un unico ottimizzatore

Gli svantaggi di questo innovativo metodo di ottimizzazione sono da ricercare nel mantenimento di un inverter centralizzato e sono:

- Costo: sicuramente maggiore di un impianto standard, questa configurazione risulta leggermente più costosa del sistema microinverter per un piccolo impianto; infatti bisogna considerare la sostituzione dell'inverter alla fine della sua vita utile.
- Vita utile: sebbene l'ottimizzatore sia garantito per 25 anni, la presenza dell'inverter di stringa limita la vita utile generale dell'impianto a massimo 15 anni
- Rendimento: i rendimenti degli ottimizzatori sono intorno al 97-98% ma devono essere moltiplicati per il rendimento dell'inverter di stringa in serie.
- Problemi MPPT: quando in condizioni di ombreggiamento ci sono due massimi locali nella curva di potenza può non individuare rapidamente il massimo assoluto.

3 – IL PROGETTO SOLAR SHADOW RECOVER

Nell'ambito dell'ottimizzazione dell'energia fotovoltaica, ho partecipato allo studio e alla progettazione di un dispositivo elettronico integrabile nel modulo fotovoltaico in grado di interfacciarsi ottimamente coi dispositivi quali il microinverter e in particolar modo l'ottimizzatore in corrente continua.

La società per cui lavoro, EU Energy s.r.l., è un piccolo produttore di moduli fotovoltaici nato nel 2006, che acquista le celle e assembla nel suo stabilimento di Concorezzo in provincia di Monza e Brianza i moduli. La produzione di moduli avviene attraverso una linea semi automatizzata che lascia la possibilità di intervenire manualmente e produrre moduli customizzati per le esigenze soprattutto di impianti residenziali e per applicazioni mobili.

Ad EU Energy è stato proposto di partecipare ad un bando regionale incentrato sul progetto di ricerca battezzato Solar Shadow Recover (SSR).

La società capofila e responsabile di questo progetto è la Pegasus MicroDesign s.r.l. che dal 2008 è specializzata nella progettazione, nello sviluppo e nella vendita di prodotti e servizi nel campo dell'elettronica e della microelettronica.

Ad essa è assegnato il compito di produrre il dispositivo SSR e successivamente svilupparlo su chip; oltre a ciò, in qualità di soggetto responsabile operativo, dovrà supervisionare tutte le fasi del progetto.

Il terzo e ultimo partner di questo progetto è il Politecnico di Milano che, nelle persone dei professori Angelo Brambilla e Giancarlo Storti Gajani del dipartimento di Elettronica e Informazione, mette a disposizione le sue conoscenze e le basi teoriche in riferimento alle scelte progettuali. Inoltre affianca Pegasus MicroDesign s.r.l. nello sviluppo e nelle simulazioni software del dispositivo SSR.



fig. 3.1 - La società capofila del progetto SSR (Pegasus Microdesign) e gli altri partner, EU Energy e il Politecnico di Milano

Il ruolo di EU Energy all'interno del progetto è quello di affiancare i partner nei test sui materiali utilizzati, offrire il suo know how sulla produzione dei moduli e in particolare produrre materialmente i prototipi e partecipare alle misurazioni sul campo.

Dal Febbraio 2011 il progetto ha conosciuto un'evoluzione guidata dai repentini cambiamenti del mercato e dalle innovazioni da esso proposte. Nel seguente capitolo verrà illustrata la storia di Solar Shadow Recover che avrà come conclusione del progetto, Luglio 2013, la realizzazione di un prototipo definitivo per l'incremento della resa dei moduli fotovoltaici in condizioni svantaggiose: un pannello "intelligente" in grado di interfacciarsi con i dispositivi di ottimizzazione che si stanno sviluppando in questi ultimi anni.

3.1

GENERALITA' E BANDO REGIONALE

Il programma Operativo Regionale (POR) Obiettivo Competitività è lo strumento di programmazione predisposto dalla Regione Lombardia ai fini dell'attuazione della programmazione comunitaria: attraverso il POR, infatti, Regione Lombardia definisce le iniziative di sostegno per la competitività del sistema produttivo e dei territori da finanziare tramite il Fondo Europeo di Sviluppo Regionale (FESR).

Il POR, approvato dalla Commissione Europea con Decisione C (2007) n. 3784 del 1 agosto 2007, trova i suoi fondamenti negli obiettivi della Strategia di Lisbona, di Göteborg e del Piano Comunitario per la crescita e l'occupazione, obiettivi che sono stati declinati nei Regolamenti Comunitari e nel Quadro Strategico Nazionale per le politiche di coesione 2007/2013. L'Obiettivo generale che il POR si propone è quello di rafforzare la competitività e la dinamicità dell'economia regionale e di incrementare la coesione sociale, economica e territoriale.

Il programma opera in modo da consentire al sistema socio-economico lombardo di cogliere le sfide offerte dal contesto globale in termini di sviluppo, di innovazione e crescita. Le azioni previste dal POR, infatti, mirano al rafforzamento e alla sinergia tra tutti gli stadi della filiera della conoscenza: dagli utilizzatori avanzati di nuovi prodotti e servizi, alle imprese manifatturiere ai fornitori di servizi avanzati, alle università e centri di ricerca.

A tale scopo il POR individua 4 Aree prioritarie di intervento, articolate in altrettanti Assi.

- Asse 1, Innovazione e economia della conoscenza: Ricerca e sviluppo innovativo e tecnologico, crescita collaborativa e innovativa delle imprese, semplificazione dei rapporti tra imprese, il sistema delle conoscenze e la Pubblica Amministrazione.
- Asse 2, Energia: Incremento della produzione energetica da fonti rinnovabili, sviluppo della cogenerazione, riduzione dei consumi energetici e miglioramento dell'efficienza energetica.

- Asse 3, Mobilità sostenibile: Incremento mobilità sostenibile delle persone attraverso l'integrazione modale e la diffusione di forme di trasporto a ridotto impatto ambientale, implementazione reti infrastrutturali secondarie per un trasporto merci efficiente, flessibile, sicuro e sostenibile dal punto di vista ambientale.
- Asse 4, Tutela e valorizzazione del patrimonio naturale e culturale: Valorizzazione del patrimonio culturale e ambientale, perseguita attraverso interventi di riqualificazione di aree di pregio naturale e culturale, in modo da favorirne la messa in funzione della fruibilità turistica.



Regione Lombardia



CON L'EUROPA PER CRESCERE INSIEME

fig. 3.2 - Il progetto SSR è stato sviluppato nell'ambito del Piano Operativo Regionale e finanziato attraverso il Fondo Europeo di Sviluppo Regionale

In modo trasversale, inoltre, il Programma rivolge un'attenzione particolare al rafforzamento della capacità di governance locale, anche per garantire un efficace partenariato con il territorio, che consenta di individuare e sostenere in modo integrato le potenzialità presenti nella nostra regione.

Molteplici sono i destinatari degli interventi del POR: in primo luogo le imprese, i consorzi, gli enti locali, i sistemi associativi, le parti sociali, il sistema dell'università e della ricerca. Ma anche il sistema associativo del terzo settore, il mondo del no profit, gli operatori del settore energetico, e molte altre categorie ancora.

Cogliendo questa opportunità la società per la quale lavoro, EU Energy s.r.l. e il Politecnico di Milano hanno accettato la proposta della Pegasus MicroDesign s.r.l., società capofila del progetto SSR per la presentazione del progetto Solar Shadow Recover nell'ambito dell'Asse 1.

Nello specifico, l'Asse 1 è rivolto alle imprese, in particolare alle PMI, e finanzia interventi di promozione della ricerca e dell'innovazione, finalizzata a supportare iniziative collaborative e ad incrementare la competitività delle imprese lombarde anche nei mercati internazionali.

L'incremento del fabbisogno energetico, l'aumento del consumo di risorse rinnovabili e non rinnovabili, la produzione di rifiuti speciali, le emissioni atmosferiche e idriche costituiscono alcuni dei potenziali impatti connessi con lo sviluppo imprenditoriale.

In particolare l'efficienza negli usi finali dell'energia, nel residenziale, nei trasporti e nell'industria, è un punto di forza da ricercare nel prossimo futuro.

Questo progetto si colloca benissimo in questo discorso. Si cerca di sfruttare il suo lato innovativo per rispondere al meglio a queste nuove esigenze di mercato. L'importante aggiunta di valore renderebbe sostanzialmente "intelligente" il pannello differenziandolo dalla maggior parte dei pannelli in commercio e potenzierebbe le soluzioni presenti sul mercato in materia di ottimizzazione, come il microinverter e gli ottimizzatori in corrente continua.

In questo periodo in aggiunta si avverte sempre in maggior misura una spinta economica per diminuire i costi, introdurre innovazione, abbassare i consumi e le emissioni: in questa ottica, l'efficienza energetica è un'argomento rilevante e il progetto SSR una futura soluzione interessante.

Sin dall'inizio del progetto uno degli elementi fissati è stato l'aumento di costo del pannello, che per essere competitivo non avrebbe dovuto essere superiore al 20%. Questa condizione è stata sempre considerata rilevante perché l'obiettivo finale è la commerciabilità del dispositivo risultato del progetto. Con l'evoluzione del mercato fotovoltaico italiano e mondiale, questa condizione è diventata molto più stringente, a seguito del crollo del costo del pannello fotovoltaico; abbiamo necessariamente dovuto ridimensionare il budget possibile per la produzione dell'elettronica sul pannello fotovoltaico che ne migliora il rendimento.

D'altra parte la messa a punto di questo sistema, oltre alla finalità specifica di potenziare i sistemi di ottimizzazione dei generatori fotovoltaici, è potenzialmente estendibile ad altre applicazioni: l'inserimento di un chip all'interno del modulo apre infatti le porte ad applicazioni diverse quali ad esempio la possibilità di sviluppi futuri per la regolazione in tempo reale della produzione da fonti rinnovabili; il che ne limiterebbe uno dei principali difetti, ossia l'imprevedibilità.

Il progetto S.S.R. ha quindi un obiettivo ambizioso e vuole cercare di porre le basi per un miglioramento globale del modulo fotovoltaico, rendendolo compatibile con le ottimizzazioni necessarie all'aumento del rendimento d'impianto.

Oltre a ciò il progetto rappresenta anche un'importante opportunità per mettere a punto un sistema di diffusione dei risultati della ricerca industriale sul territorio, con particolare riferimento alle piccole e medie imprese. Particolare attenzione verrà posta non solo alla disponibilità dei risultati scientifici generati, ma anche alla creazione di un sistema di relazioni fra i partner del progetto in modo da mettere a punto un modello ripetibile per altre piccole e medie imprese.

In questa ottica sono previsti livelli di diffusione differenziati con riferimento ai risultati scientifici e allo scambio di esperienza. La comunicazione e divulgazione dei risultati in ambito territoriale, potrà essere realizzata attraverso la partecipazione a eventi fieristici ma anche tramite partecipazione a convegni e specifiche giornate informative, che vedranno il diretto coinvolgimento del sistema delle imprese lombarde e del mondo della ricerca.

3.2

FASE INIZIALE E DEFINIZIONE SPECIFICHE

Il problema dell'ottimizzazione dell'efficienza in particolar modo in condizioni di ombreggiamento è molto rilevante soprattutto per quanto riguarda gli impianti di tipo residenziale e medio industriale in cui sono spesso presenti disuniformità di condizioni di installazione e ombre parziali.

All'inizio del progetto, nel Febbraio 2011, la proposta progettuale era di non considerare la stringa di pannelli come elemento base da ottimizzare ma addirittura la singola cella fotovoltaica: l'idea iniziale infatti era lo sviluppo di un microchip di by-pass in parallelo ad ogni cella, con l'ipotesi di una Power Line Communication.

Questa idea a seguito di un'analisi più approfondita è risultata troppo pretenziosa: le possibilità di sviluppo di una soluzione simile, avrebbero portato a complicazioni sia tecniche che costruttive difficilmente gestibili dai partner e richiedevano uno sforzo tecnico ed economico al di fuori della portata del progetto SSR.

A seguito di queste osservazioni si è scelto come elemento base per l'ottimizzazione la serie di celle fotovoltaiche: ciò da un lato rende disponibili tensioni più alte per l'alimentazione dell'elettronica e dall'altro non complica il processo di produzione del pannello fotovoltaico.

Infatti nella junction box della maggioranza dei moduli sono disponibili quattro contatti, ossia le polarità a cui sono connessi i diodi di by-pass; senza dover interferire con i processi più delicati di stringatura e laminazione quindi è possibile agire esclusivamente sulla scatola di giunzione per connettere il dispositivo SSR.



fig. 3.3 - Junction box aperta, dove sono visibili i quattro terminali del pannello fotovoltaico

La prima fase del progetto è stata la definizione delle specifiche degli elementi base, ossia le celle in silicio policristallino, il loro rendimento e il comportamento in diverse situazioni di ombreggiatura parziale.

In particolare il ruolo di EU Energy s.r.l. è stato quello di realizzare dei prototipi funzionali alla verifica sul campo delle misure teoriche e alla validazione delle relazioni tra corrente di corto circuito e irraggiamento, tra tensione a circuito aperto e temperatura.

Inoltre sono stati resi disponibili i dati del produttore di celle fotovoltaiche per avere le informazioni di base sul prodotto utilizzato durante il progetto SSR: è stato utilizzato per tutti i prototipi lo stesso lotto di celle per poterne garantire la migliore uniformità possibile a livello fisico ed elettrico.

In questa fase di studio sono stati prodotti due tipi di prototipi, uno costituito da 20 celle in serie e un altro formato da sole 4 celle: in entrambi sono state rese accessibili le polarità riferite alla singola cella, per poterne misurare comodamente tensione di circuito aperto e corrente di corto circuito. Per queste misure preliminari non è stato necessario connettere un carico al generatore fotovoltaico.

Il primo prototipo “SSR_P01” è un modulo speciale costituito da una serie di 20 celle, con 21 punti di misura accessibili per verificare i mismatch tra le celle e l’effettivo comportamento a seguito di un ombreggiamento parziale; i punti di interconnessione tra le celle sono stati predisposti per la connessione con una morsettieria.

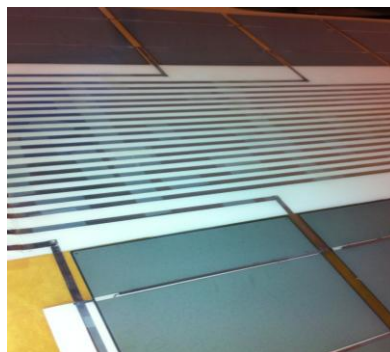
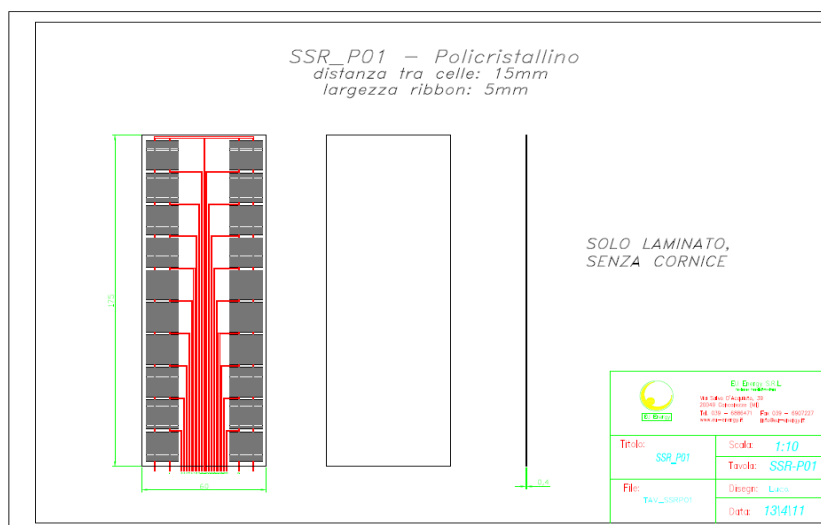


fig. 3.4 - Progetto del prototipo SSR_P01 per misurazioni preliminari (sopra) e particolare delle connessioni sul retro del pannello (sotto)

Questo modulo è stato anche testato a STC nel simulatore solare QuickSun 700, di proprietà di EU Energy (25°C, 1000W/m², AM 1,5G) per rilevarne la curva tensione-corrente: il documento prodotto dal simulatore è mostrato nella figura (3.5).

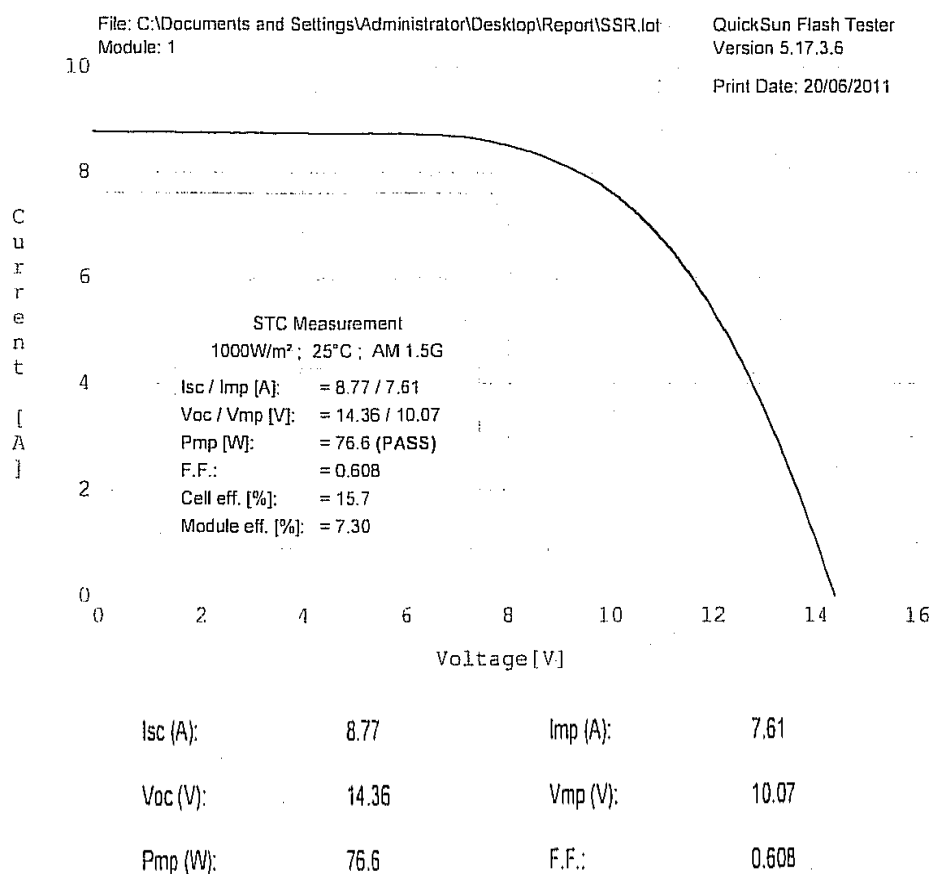


fig. 3.5 - Curva I-V prototipo SSR_P01 e valori elettrici rilevati in STC nel simulatore solare

Il prototipo “SSR_P01” però è risultato inutilizzabile per le successive fasi del progetto: l’elevato numero di punti di misura infatti ha reso la progettazione dell’interfaccia elettronica molto complessa, la diversa lunghezza dei collegamenti ha dato rilevanza alla caduta di tensione sugli stessi e come ultimo difetto la grandezza e il peso del prototipo (175 cm x 60 cm, circa 12kg) hanno introdotto difficoltà nella movimentazione.

Ad eccezione della prova a STC nel simulatore solare, per ottenere valori confrontabili col funzionamento standard di un pannello fotovoltaico è necessario effettuare misure all’esterno, con inclinazione, orientamento e temperatura definiti e monitorati.

A seguito delle indicazioni da parte del team di Pegasus MicroDesign è stato progettato e realizzato il modulo speciale “SSR_P02” con 4 celle in serie: i punti di interconnessione tra le celle disponibili in questo prototipo erano solo 5 e le cadute di tensione erano meno rilevanti, grazie alla limitata lunghezza dei collegamenti.

Le dimensioni di questo modulo (40cm x 40 cm), nettamente inferiori a quelle del suo predecessore hanno reso molto più agevole orientare, inclinare e effettuare le misure necessarie misure.

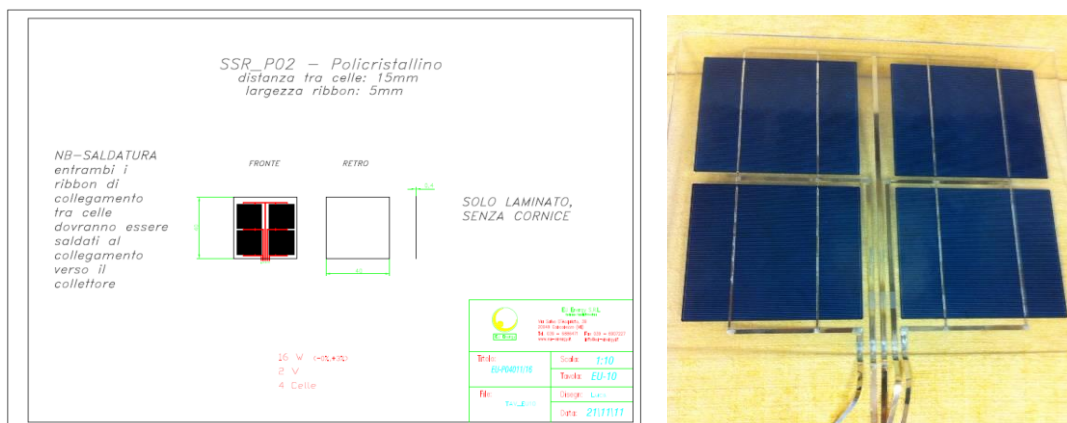


fig. 3.6 - Progetto prototipo SSR_P02 per misurazioni preliminari e fotografia: cinque connessioni disponibili

È stato allestito un banco di prova mobile, inizialmente costituito solo da una bussola digitale per l'orientamento, un termometro per individuare la temperatura del pannello, un inclinometro e un tester per misurare tensione e corrente.

In questo modo abbiamo verificato i dati del produttore e qualitativamente individuato i comportamenti della cella in base a diverse condizioni di ombreggiamento.

Dalle misure effettuate si è notato come le differenze prestazionali tra le celle dello stesso lotto (mismatch) poteva essere considerato non rilevante e la temperatura di esercizio influiva in modo uniforme sulla diminuzione della tensione di circuito aperto delle celle.

In particolare, a conclusione di questa prima sessione di misurazioni siamo giunti alla conclusione che la corrente di corto circuito può essere considerata dipendente in modo lineare dall'intensità dell'ombreggiamento: questa assunzione sarà valida per le nostre successive sessioni di misura.

3.3

IL PROTOTIPO COMPLETO

In parallelo alle misure sui prototipi per la caratterizzazione del generatore fotovoltaico, il team di ingegneri elettronici di Pegasus Microdesign s.r.l. ha modellizzato attraverso il tool LTSpice IV il funzionamento del dispositivo "SSR_01" e ha implementato una scheda a discreti, propedeutica allo sviluppo del chip per effettuare le misure sul primo prototipo completo.



fig. 3.7 - La board a discreti SSR utilizzata per validare gli studi e le simulazioni eseguite da Pegasus Microdesign

Per ragioni di proprietà intellettuale e poiché il progetto SSR è ancora in corso, non posso approfondire la struttura del dispositivo di recupero dell'energia: questa soluzione alternativa al by-pass si basa sullo swtching dei transistor di potenza viene collocata all'interno della junction box, in parallelo alla serie di celle e riesce a fornire in uscita valori di tensione e corrente che migliorano le prestazioni del pannello fotovoltaico in condizioni di ombreggiamento parziale, facendo lavorare la serie di celle in prossimità del suo ottimo.

In particolare gli ingegneri di Pegasus MicroDesign s.r.l. hanno effettuato una ricerca sullo stato dell'arte in questo campo e partendo da un'architettura nota per i convertitori in corrente continua, ne hanno migliorato le caratteristiche di robustezza e affidabilità oltre a renderla compatibile con il progetto SSR.

La soluzione di partenza è stata proposta in numerosi articoli del settore, ma la complessità dell'algoritmo la rendeva poco affidabile e lenta: la semplificazione effettuata nel dispositivo SSR, garantisce una buona affidabilità e la stabilizzazione in un punto di lavoro prossimo a quello di massima potenza erogabile.

Le diverse simulazioni effettuate hanno verificato il funzionamento e la robustezza del sistema, verificando i transitori di accensione e spegnimento del dispositivo SSR.

A seguito delle simulazioni e della realizzazione della board a discreti è stato possibile passare alla fase successiva, ossia alle misure reali sul prototipo completo di dispositivo SSR: il pannello fotovoltaico utilizzato per questo scopo è un modulo standard, senza particolari caratteristiche, se non nella scatola di giunzione, in cui sono disponibili i 4 terminali del pannello che individuano le polarità positiva e negativa delle tre stringhe di 20 celle presenti nello stesso.

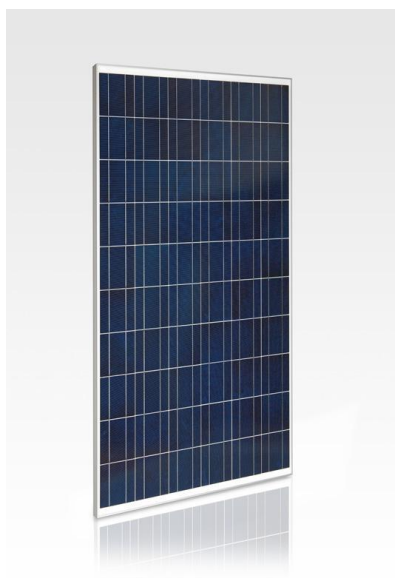


fig. 3.8 - Il modulo EU-P60010 di EU Energy

Il modulo scelto è il modulo EU-P60010, standard policristallino di EU Energy costituito da 60 celle in serie, con potenze che vanno dai 220W ai 240W a seconda della scelta dell'efficienza delle celle: questa scelta è stata dettata dalla volontà di interfacciare il dispositivo elettronico SSR con un modulo fotovoltaico identico a quelli attualmente in commercio.

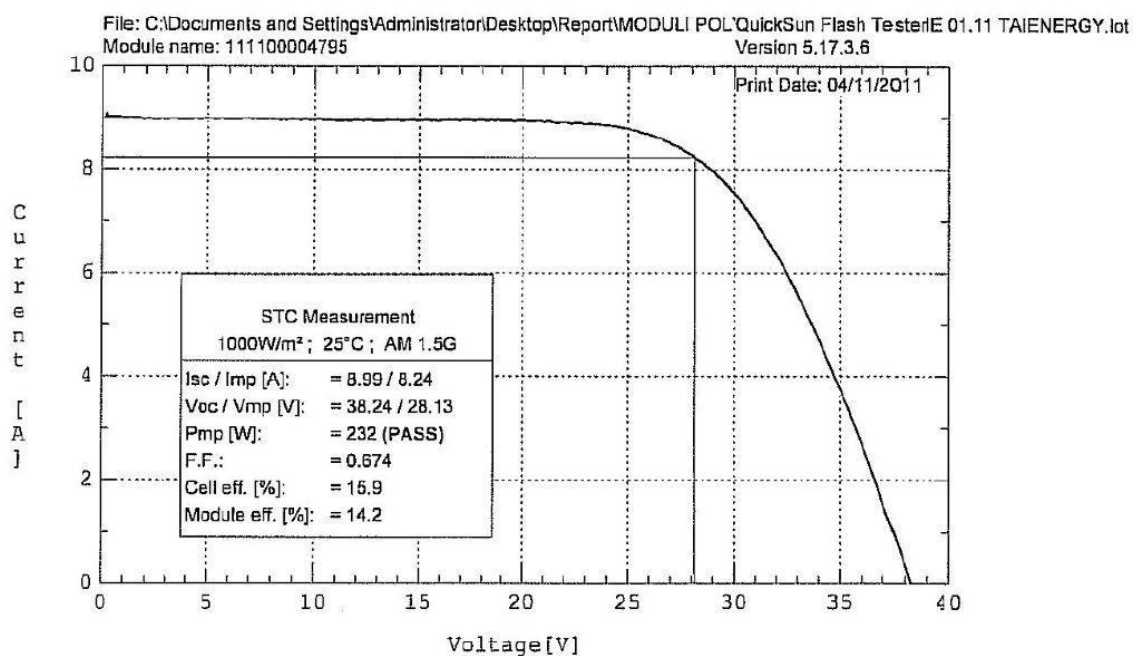


fig. 3.9 - Curva I-V in STC del modulo standard a 60 celle utilizzato per il prototipo completo del progetto SSR

In primo luogo si è sottoposto il pannello fotovoltaico al test in STC all'interno del simulatore solare QuickSun 700 per verificarne il corretto assemblamento e le caratteristiche elettriche e questo ha prodotto la curva I-V di figura (3.9); dopodiché è stato costituito il banco mobile di misura per i primi rilevamenti sul prototipo completo.

Di seguito l'elenco degli strumenti scelti dal team di ingegneri di Pegasus Microdesign, che sono stati utilizzati durante le sessioni di prova:

- Alimentatore GPS-4303: per fornire alimentazione alla board abbiamo utilizzato un alimentatore. Nella configurazione finale il dispositivo SSR riceverà direttamente dal pannello fotovoltaico la tensione necessaria, ma per semplificare le fasi della misura si è deciso di ricorrere a questo espediente.



fig. 3.10 - L'alimentatore GPS-4303

- Oscilloscopio WaveAce 224: insieme alle sonde è stato necessario per controllare le forme d'onda e il corretto funzionamento del dispositivo SSR durante le fasi di azionamento e spegnimento, in ognuna delle parti critiche della board.



fig. 3.11 - L'oscilloscopio WaveAce 224

- Multimetro B&K Precision 2831E: tramite questo strumento abbiamo effettuato le misure di tensione e corrente nelle diverse situazioni di ombreggiamento e nelle diverse configurazioni di circuito.



fig. 3.12 - Il multimetro B&K Precision 2831E

- Sonda AIM I-prober 520: per controllare le correnti e gli eventuali guasti lungo le piste del circuito stampato



fig. 3.13 - Una sonda AIM I-prober 520

- Reostato: per simulare un carico variabile si è collegato un reostato manuale con potenza massima di 300W e una resistenza massima di 100 Ohm.



fig. 3.14 - Il reostato è stato utilizzato per simulare un carico variabile e per il tracciamento delle curve

- Verificatore di impianti Chauvin Arnoux Green Test FTV-100: questo strumento messo a disposizione da EU Energy s.r.l. è stato inizialmente utilizzato per i dati di irraggiamento della zona, in quanto include un piranometro ma durante i confronti non è stata necessaria questa misura in quanto i confronti tra le configurazioni avvenivano a pochi minuti di distanza. Si è quindi supposto un irraggiamento identico. L'utilizzo principale di questo strumento è stato per quantificare le correnti e le tensioni nel regime continuo.



fig. 3.15 - Verificatore per impianti fotovoltaici Chauvin Arnoux Green Test FTV-100

- Ottimizzatore: il dispositivo SSR non ha al suo interno la possibilità di inseguire il punto di massimo, pertanto si è scelto un dispositivo con range di funzionamento ampio e che avesse al suo interno un dispositivo di MPPT. La scelta è ricaduta sul SPV 1020 di ST Microelectronics, che attraverso un convertitore DC/DC di tipo boost, regolato dall'algoritmo Perturbe&Observe, individua il massimo di potenza estraibile dal pannello fotovoltaico. Questo dispositivo di recente commercializzazione è un segnale come anche le grandi multinazionali dell'elettronica si stiano muovendo nella direzione dell'ottimizzazione della produzione fotovoltaica.

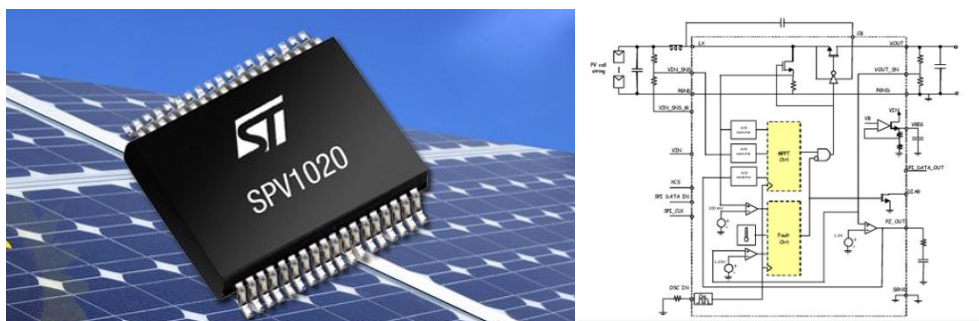


fig. 3.14 - Chip SPV 1020 di ST Microelectronics e circuito interno

Per effettuare le prove e i confronti è stato scelto un ottimizzatore in corrente continua dopo aver vagliato anche la possibilità di confrontarci con il microinverter.

Infatti le prove con il microinverter inserito hanno confermato che quando uno dei diodi di bypass interviene, la tensione diminuisce al di sotto del range nel quale il dispositivo MPPT funziona correttamente e il microinverter lavorare lontano dal punto di massima potenza erogabile: per questo motivo i risultati derivanti da un confronto non sarebbero stati rilevanti.

Disposti gli strumenti sul banco mobile di misura, si è proceduto alle varie prove con diverse condizioni di ombreggiamento parziale precedentemente simulate col software LTSpice IV, riscontrando una corrispondenza piuttosto stretta tra i miglioramenti rilevati nella simulazione e quelli sul campo grazie al dispositivo SSR.

Le misure che verranno esplicitate e approfondite nel prossimo capitolo, sono un primo incoraggiante risultato sulla bontà del progetto SSR; inoltre si prevede un miglioramento ulteriore delle prestazioni una volta sviluppata su chip questa soluzione.

3.4

FUTURO PROSSIMO

La prossima fase di progetto, tuttora in corso, è lo sviluppo su silicio della board sviluppata a discreti, in modo da renderla più solida e più compatta: nella configurazione finale infatti il dispositivo sarà alloggiato in una junction box sul retro di un pannello e dovrà avere dimensioni ridotte (non più di 200 cm²).

Nel suo stato finale, sul dispositivo SSR dovranno essere ripetute le misure nelle stesse condizioni definite nelle prove a discreti in modo da validare le caratteristiche del prototipo finale del progetto SSR.

A seguito della conclusione del progetto, fissata per il 30 Luglio 2013, verranno costituiti due piccoli impianti pilota, uno convenzionale con ottimizzatori e uno con ottimizzatori e dispositivo SSR, in condizioni identiche con ombre di test per confrontarne il rendimento nel lungo periodo.

Restano tuttora aperti e in fase di studio due problematiche che se risolte aumenterebbero il potenziale del dispositivo SSR e lo renderebbero uno strumento molto rilevante nel campo dell'ottimizzazione dell'energia da fonte rinnovabile.

Il primo è la compatibilità con tutti i sistemi impiantistici presenti nel mercato fotovoltaico, ossia inverter centralizzati, microinverter e ottimizzatori in corrente continua: questa andrà verificata in una seconda fase del progetto, anche se è stato verificato l'ottimo funzionamento con le soluzioni microinverter Enphase Energy e ottimizzatore SPV 1020 ST Microelectronics.

Il secondo problema è la vita utile del dispositivo: infatti per non far sì che il costo del dispositivo non superi il 20% del costo del pannello fotovoltaico, ad oggi si prevede una vita utile di circa 10 anni per il dispositivo SSR nella sua forma finale.

Questo limiterebbe i vantaggi di produttività ai primi dieci anni e diventerebbe il punto debole dell'impianto per quanto riguarda questo aspetto.

Oggetto di sviluppo quindi è la ricerca di miglioramenti nei materiali utilizzati, tenendo comunque presente che il dispositivo SSR in caso di guasto interno o fine vita non altera il funzionamento dell'impianto che continua a funzionare come se dei diodi di bypass sostituissero il dispositivo (configurazione standard).

4 – PROVE SUL CAMPO E CONFRONTI

In questo capitolo vengono presentate le misure effettuate sul primo prototipo completo.

I dati rilevati confermano la funzionalità del dispositivo e la corrispondenza delle misure sul campo con le simulazioni effettuate dal team di ingegneri di Pegasus MicroDesign tramite il software LTSpice.

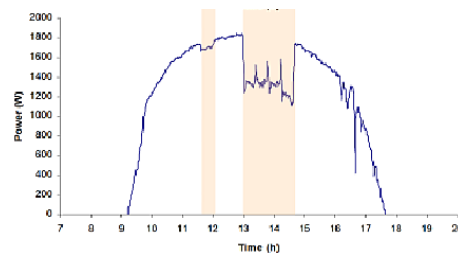


fig. 4.1 - Esempio di un impianto da 2kW con un'ombra incidente (a sinistra) e curva potenza-tempo (a destra) in cui si nota la perdita legata all'ombra

Al centro delle misure effettuate c'è il ruolo dell'ombra, che è stata analizzata in diverse configurazioni per cercare di riassumere le possibili condizioni in cui un impianto può lavorare.

Come ricordato precedentemente il dispositivo SSR non effettua la ricerca del punto di massimo, poiché è stato pensato per interfacciarsi con sistemi che effettuano il MPPT come l'inverter, il microinverter o l'ottimizzatore in corrente continua.

In questa sessione di misure si è deciso di utilizzare un unico modulo fotovoltaico come banco di prova, quindi non è stato possibile verificare la compatibilità del dispositivo SSR con un inverter centralizzato o di stringa: per questa prova sarebbe infatti stata necessaria una complicazione che abbiamo ritenuto inutile in questa fase preliminare.

La board a discreti che abbiamo utilizzato è stata prodotta in due copie; questo è un ulteriore motivo che ci ha spinto a testarla con una configurazione tra quelle innovative, che effettuano il tracciamento del MPP di un unico pannello fotovoltaico.

Scartata la configurazione ad inverter centralizzato, sono state vagliate le alternative rimaste.

Il microinverter a nostra disposizione, il M215 di Enphase Energy insegue il punto di ottimo in un range limitato di tensioni e ciò avrebbe reso i nostri confronti poco significativi per avvalorare le prestazioni del dispositivo SSR: infatti per alcune configurazioni d'ombra il microinverter non raggiungeva neanche il range di funzionamento, risultando inutilizzabile, mentre per altre configurazioni la tensione era sufficiente ad attivare il microinverter ma non a innescare il dispositivo interno di MPPT.

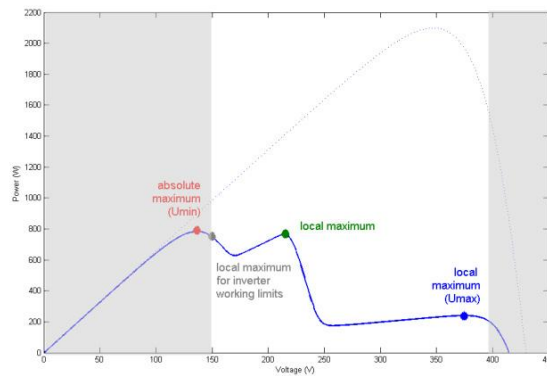


fig. 4.2 - Curva P-V di un modulo differentemente ombreggiato: le zone grigie sono oltre i limiti dell'inverter, sono presenti massimi locali (punti verde e blu), un massimo assoluto (punto rosso) fuori dal range di tensioni di funzionamento dell'inverter.

Il range di tensioni per il quale è garantito il funzionamento del MPPT è molto importante, in quanto in condizioni di ombreggiamento la curva tensione potenza di un modulo ombreggiato in modo differente può presentare più punti di massimo.

Nel caso descritto dalla figura (4.2), il massimo assoluto è fuori dal range dell'inverter e spesso queste condizioni sfavorevoli portano il modulo a funzionare in uno dei massimi locali o al limite di funzionamento del microinverter in prossimità del massimo assoluto, nel punto grigio di figura (4.2).

Per questi motivi abbiamo effettuato le prove preliminari sul dispositivo SSR utilizzandolo in serie ad un ottimizzatore in corrente continua, il prodotto di ST Microelectronics SPV 10/20.

In questo modo abbiamo potuto confrontare i risultati con la configurazione standard dei diodi di bypass, confermando il vantaggio in potenza erogata e evidenziando le caratteristiche che garantiscono un buon funzionamento del dispositivo SSR.

4.1

DEFINIZIONI E CONFIGURAZIONI DI MISURA

Nella definizione del tipo di misurazioni necessarie a validare il dispositivo SSR e a controllarne le prestazioni, il primo e più importante aspetto da considerare è la definizione delle configurazioni di ombreggiamento.

Il pannello fotovoltaico scelto per le misure contiene 60 celle in serie, divise in tre stringhe in modo tale che ogni stringa sia posta in parallelo a un diodo di bypass: esso può essere quindi considerato come una serie di tre moduli da 20 celle ciascuno.

Come si vedrà il dispositivo SSR utilizzerà le due polarità del pannello e i due punti intermedi individuati dai diodi di bypass.

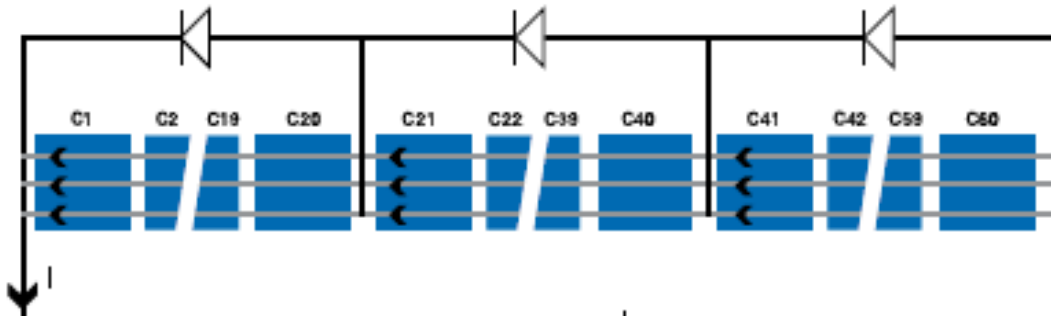


fig. 4.3 - Schema di un pannello fotovoltaico simile a quello utilizzato nel progetto, diviso in 3 serie di 20 celle ciascuna

La superficie dell'ombra non è strettamente legata al valore della corrente erogata dal modulo: come abbiamo detto infatti basta l'oscuramento di una singola cella per creare un "collo di bottiglia", il quale limita la corrente erogata da tutta la serie.

Questo avviene in ogni pannello fotovoltaico a meno dell'intervento dei diodi di bypass, che escludono completamente dalla produzione i gruppi di celle che hanno in parallelo quando la tensione su di esse lo consente.

Pertanto abbiamo raggruppato le misure in due macro gruppi: il primo in cui venivano effettuate misure con un'ombra incidente su di un blocco di celle, ossia quelle sotto un diodo di bypass.

La seconda serie di misurazioni invece si riferisce alla condizione in cui due blocchi di celle sono in ombra: due diodi di bypass quindi hanno in parallelo celle con funzionamento non ottimale.

Per quanto riguarda invece l'entità dell'ombra, considerata in percentuale, essa è stata considerata direttamente proporzionale alla corrente di corto circuito della cella ombreggiata: questa approssimazione è stata valutata a seguito dello studio della letteratura riguardante la caratterizzazione delle celle.

In questo modo per risalire al dato sull'entità dell'ombra su un blocco di celle è stata misurata la corrente di corto circuito sul blocco di celle non ombreggiato e lo si è confrontato con il valore di corrente di corto circuito sullo stesso blocco di celle nelle condizioni di ombreggiamento definite.

L'inclinazione e l'orientamento del banco di misura sono stati definiti per ognuna delle misurazioni ma non hanno inciso sui risultati, dato che sono state prese in considerazione le percentuali di corrente di corto circuito nel caso di ombra rispetto alle stesse condizioni di orientamento e inclinazione nel caso ottimo.

Anche per quanto riguarda i guadagni in potenza, essi sono sempre riferiti a condizioni fisse.

La rapidità nelle misurazioni è stata necessaria per poter considerare come fissate le condizioni ambientali: in particolare l'irraggiamento, influenzato dall'orientamento,

dall'inclinazione nonché dalla posizione del sole lungo la sua traiettoria e la temperatura di lavoro.

Sono state considerate entità di ombreggiamento che vanno dal 15% fino a oltre il 90% in modo da ricavare per punti una curva di potenza in funzione di suddette condizioni. Per generare le ombre si sono utilizzati strati opachi sovrapposti in numero tale da generare la diminuzione voluta nella corrente di corto circuito del pannello fotovoltaico.

Il banco di misura mobile è stato attrezzato con un alimentatore di corrente continua che alimenta il driver del dispositivo SSR: questo accorgimento semplifica il compito della board a discreti che comunque nella sua configurazione finale verrà alimentata direttamente dal pannello fotovoltaico. È stato simulato attraverso il software LT Spice IV il consumo della scheda SSR: in termini di assorbimento di corrente questo consumo è dell'ordine dei milliampere, pertanto è stato ritenuto irrilevante ai fini delle misure.

Oltre all'ottimizzatore SPV 1020, è presente un reostato manuale che simula il carico variabile che deve essere alimentato dal nostro circuito: questo può avere una resistenza massima di 100 Ohm e può dissipare fino a 300W per effetto Joule.

Questo elemento è stato utilizzato per verificare le tempistiche e la dinamica del dispositivo SPV1020 nella ricerca di un nuovo punto di ottimo a seguito della modifica della caratteristica del carico.

Il reostato ci ha dato anche la possibilità di tracciare qualitativamente la curva tensione corrente del pannello fotovoltaico, attraverso l'interpolazione dei punti di lavoro individuati variando la resistenza del carico, ossia l'inclinazione della retta caratteristica del reostato nel piano I-V.

Le curve risultanti per un pannello parzialmente ombreggiato, come si nota nella figura (4.4) presentano una forma diversa da quella di un pannello uniformemente illuminato, con un punto di discontinuità in corrispondenza dell'intervento del diodo di bypass: di conseguenza la curva P-V presenta più massimi locali.

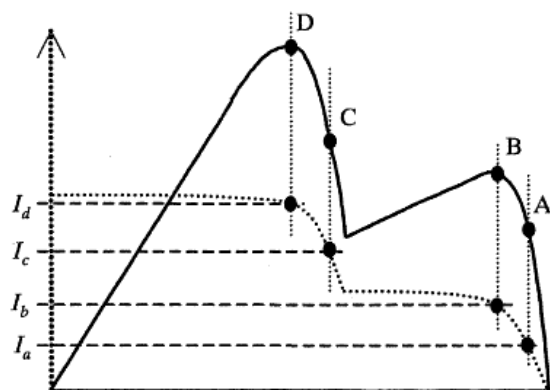


fig. 4.4 - Forma delle curve I-V (tratteggiata) e della curva P-V (continua) di un pannello parzialmente ombreggiato. Le lettere A, B, C, D indicano alcuni punti di misura, tra cui i due massimi locali (B, D)

Si è deciso nelle prossime misure che verranno effettuate sul chip definitivo SSR di sostituire il reostato con un potenziometro in grado di garantire incertezze di misura limitate, una conseguente caratterizzazione del pannello fotovoltaico più precisa e una migliore manovrabilità.

È stato utilizzato un oscilloscopio per misurare le tensioni in ingresso e in uscita dell'ottimizzatore SPV 1020 e la corrente in ingresso con l'ausilio di una pinza amperometrica in continua: in tal modo è stato anche possibile valutare l'oscillazione di tali grandezze introdotta dal dispositivo SSR.

Infine un multimetro indicava la misura della corrente e la tensione sul reostato per controllarne il corretto funzionamento.

Questa strumentazione è stata predisposta in modo da poter rapidamente cambiare configurazione, connettendo e disconnettendo il sistema costituito dal dispositivo SSR e dall'ottimizzatore SPV 1020: in questo modo il confronto si è potuto realizzare in pochi minuti.

Nella figura (4.5) è schematizzata la configurazione del circuito di misura.

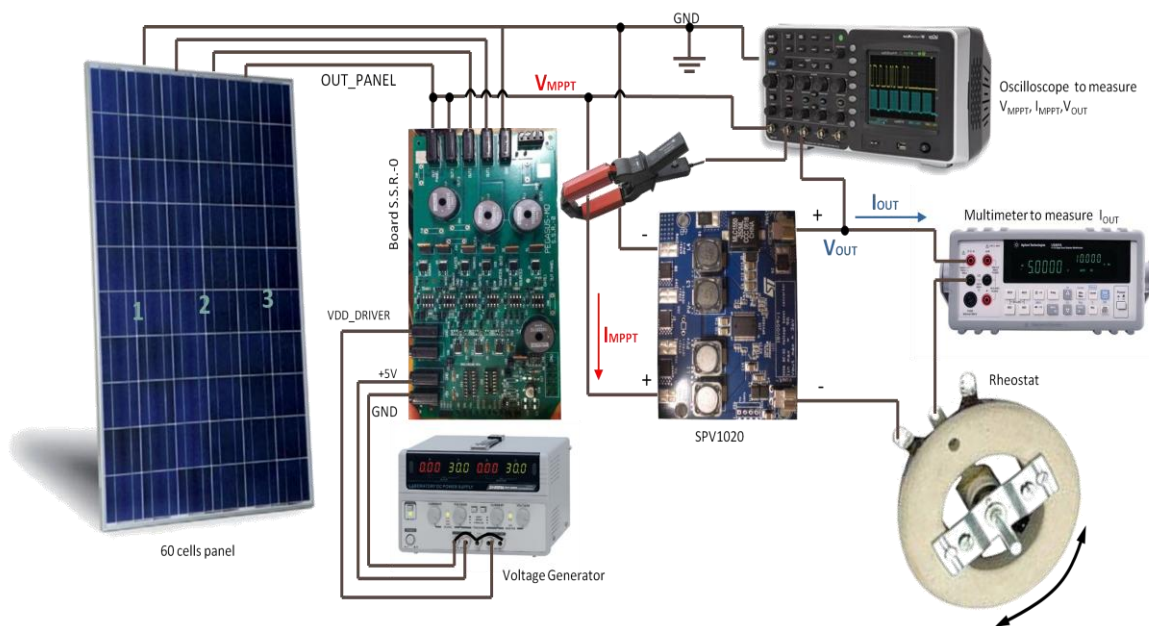


fig. 4.3 - Configurazione del circuito di misura

Il congegno SSR è posto tra il pannello fotovoltaico e l'ottimizzatore in corrente continua: esso riceve in ingresso le tensioni generate dalle tre serie di celle del modulo, oltre all'alimentazione dei driver in questa momentanea configurazione; i valori di tensione e corrente in uscita vanno in ingresso all'ottimizzatore e vengono misurati per la valutazione della potenza nelle diverse condizioni di ombreggiamento.

In questo modo abbiamo potuto analizzare il comportamento a carico di un pannello fotovoltaico in condizioni di parziale ombreggiamento, sia nella configurazione

standard con i soli diodi di bypass, sia connesso con il sistema di ottimizzazione materia del progetto.

Ognuna delle misure proposte confronta le due configurazioni in una situazione di ombreggiamento di entità calcolata come spiegato in precedenza, in condizioni ambientali di irraggiamento e temperatura considerate costanti, grazie alla durata delle misure mai superiore al minuto.

In ognuna delle sessioni di misure sono comunque stati fissati l'inclinazione del modulo fotovoltaico a 25° rispetto all'orizzonte e il suo orientamento verso sud.

Un'importante approssimazione riguarda la tensione nel punto di massima potenza: infatti, la temperatura di lavoro è stata tenuta sotto controllo tra i 40°C e i 45°C, per poter così considerare la tensione di ogni singola cella nel suo punto di massimo come una costante. Il costruttore ha dichiarato, come indicato in figura (1.8) che la cella ha una V_{MPP} di 0,515 V in STC; inoltre è stata considerata una diminuzione di tensione di 1,67 mV/°C rispetto alla temperatura in STC (25°C): il che indica un'oscillazione teorica della tensione tra gli 0,490 V a 40°C e gli 0,482 V a 45°C.

Dopo aver convalidato questa ipotesi teorica di approssimazione misurando la tensione delle stringhe di 20 celle, abbiamo deciso di considerare la tensione su ogni cella nel punto di massimo costante pari a 0,48 V.

Per ogni misura è stata redatta una scheda che sintetizza i valori misurati: nel prossimo paragrafo viene spiegato da quali calcoli vengono questi dati.

4.2

LE SCHEDE DI MISURA

È stato utile riassumere ciascuna delle misurazioni in un formato che evidenziasse i nostri obiettivi per confrontare i risultati con le simulazioni effettuate dal team di Pegasus MicroDesign con il software LT Spice IV: è indicato anche il tempo morto, una delle impostazioni che influenza la dinamica del dispositivo, comunque lasciato costante per queste misure preliminari.

Pertanto in riferimento ad ogni misura è stata stilata una scheda contenente i seguenti dati:

- Data e ora;
- $I_{MPP1,2,3}$ ossia le correnti nel punto di massimo per le tre stringhe di 20 celle ciascuna presenti nel pannello fotovoltaico: da queste veniva poi determinata l'entità dell'ombra in percentuale;
- $P_{MPP,IDEAL}$: calcolata come il prodotto della tensione nel punto di massimo costante su ogni stringa di 20 celle e le correnti $I_{MPP1,2,3}$: per il rendimento del dispositivo SSR è stato ipotizzato un valore pari a 0,95, considerando che non era nel suo stato definitivo;

- In una prima tabella sono stati indicati i risultati della simulazione per le entità di ombreggiamento prossime a quelle misurate e i vantaggi in termini assoluti e percentuali della potenza erogata nel caso di utilizzo del dispositivo SSR rispetto al caso standard con la presenza dei soli diodi di bypass;
- Nella seconda tabella più in basso invece sono proposte le misure effettuate in termini di I_{MPP} , V_{MPP} , P_{MPP} nei due casi a confronto: il caso con i diodi di bypass in parallelo al pannello fotovoltaico e il caso con l’inserimento del dispositivo SSR; inoltre è presente il guadagno in potenza in valori assoluti e percentuali.
- Tutte le percentuali dei guadagni di potenza misurati sono riferite alla P_{MPP} calcolata nella configurazione standard (diodi di bypass), mentre per le simulazioni non è esplicito questo calcolo: viene comunque considerata la massima potenza simulata nelle condizioni specificate di ombreggiamento con la configurazione standard, ossia il suo equivalente nella simulazione.

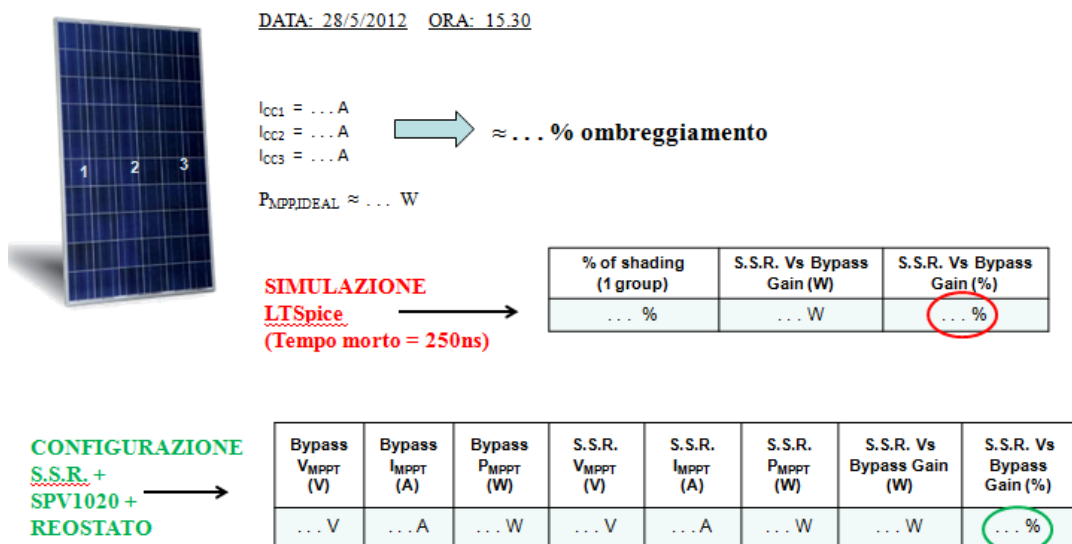


fig. 4.4 - Esempio di scheda di misura per il confronto tra bypass e dispositivo SSR

Per la sua natura il dispositivo SPV 1020 porta il pannello a funzionare nel suo punto di massima potenza erogata in base ai valori di tensione e corrente: il suo rendimento considerando un unico pannello non differisce in modo rilevante da quello dei diodi di bypass, poiché esso riceve in ingresso corrente e tensione riferiti al modulo e non alle tre serie di celle separatamente.

L'utilizzo di SPV 1020 è necessario per far sì che il sistema funzioni nel suo punto di massimo, ma rende anche evidente come per un unico pannello fotovoltaico esso non introduca particolari vantaggi, al contrario di SSR.

Come primo passo si è deciso di oscurare una sola delle tre stringhe di celle e sono stati rilevati dati riferiti a percentuali di ombreggiamento che implicano una riduzione della corrente nel punto di massimo dal 14% sino al 92%.

Sono state eseguite misure sia su I_{MPP} e V_{MPP} per confrontare la soluzione diodi di bypass e la soluzione SSR, sia misure sulla I_{OUT} , V_{OUT} per confrontare la configurazione con ottimizzatore SPV 1020 con quella con SSR in aggiunta all'ottimizzatore SPV 1020. Nelle schede riassuntive sono descritti i guadagni solo rispetto alla soluzione con i diodi di bypass ed esse sono ordinate in base all'entità di ombreggiamento crescente e non cronologicamente, per rendere più chiaro il sistema di risultati.

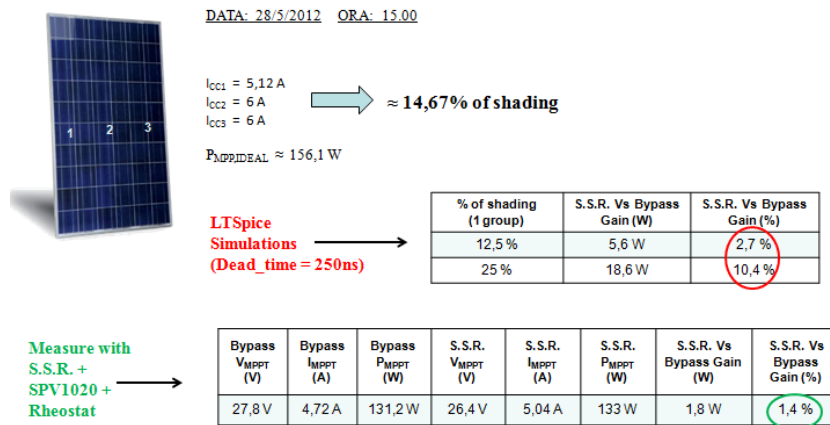


fig. 4.5 - Scheda di misura 14: ombreggiamento al 14,67% di una serie di celle

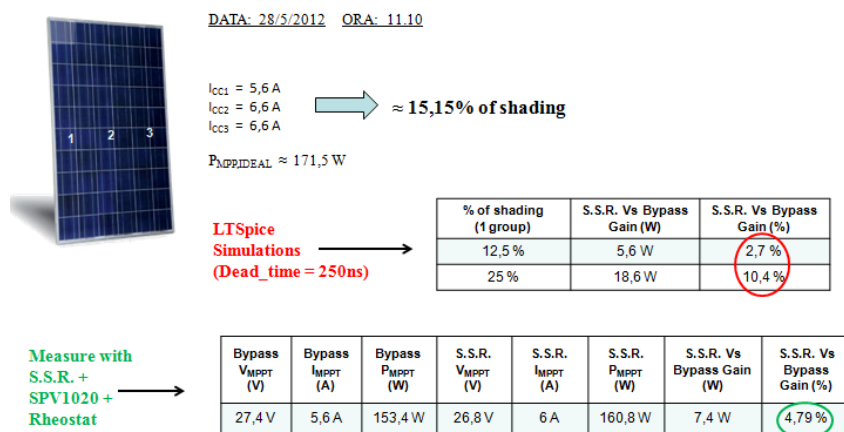


fig. 4.6 - Scheda di misura 2: ombreggiamento al 15,15% di una serie di celle

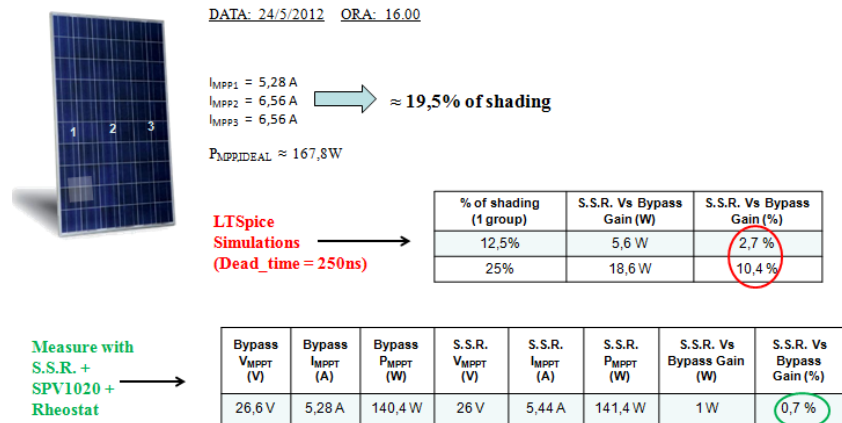


fig. 4.7 - Scheda di misura 5: ombreggiamento al 19,5% di una serie di celle

Nei tre casi a cui si riferiscono le schede di misura di figura (4.5), (4.6) e (4.7), il vantaggio di adottare il dispositivo SSR è molto limitato, poiché l'ombra è irrilevante e non intervengono i diodi di bypass neanche nella configurazione standard. Evidenziata in rosso, è indicata la percentuale trovata in fase di simulazione, mentre in verde è indicata la percentuale di guadagno della potenza misurata: la corrispondenza di questi valori indica la bontà della simulazione effettuata. Per quanto riguarda il confronto sulla potenza in uscita verso il carico (I_{OUT} , V_{OUT}) tra la scelta SPV 1020 e quella SSR in aggiunta a SPV 1020 non ci sono sostanziali differenze tra le due soluzioni.

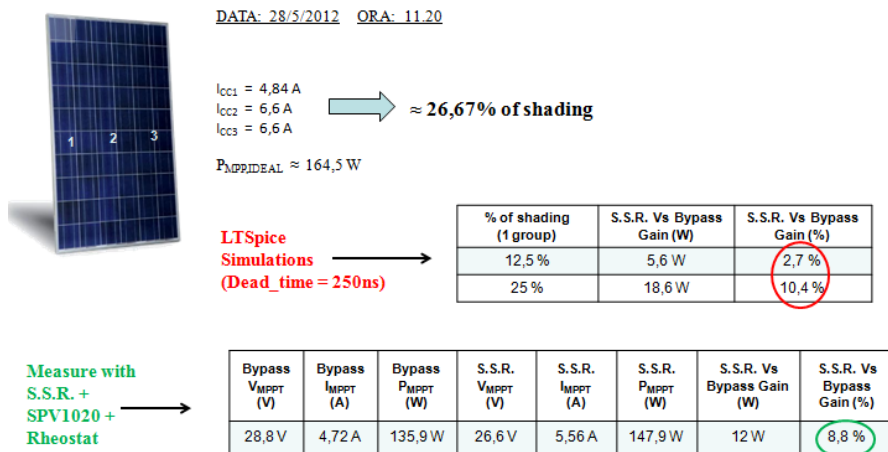


fig. 4.8 - Scheda di misura 3: ombreggiamento al 26,67% di una serie di celle

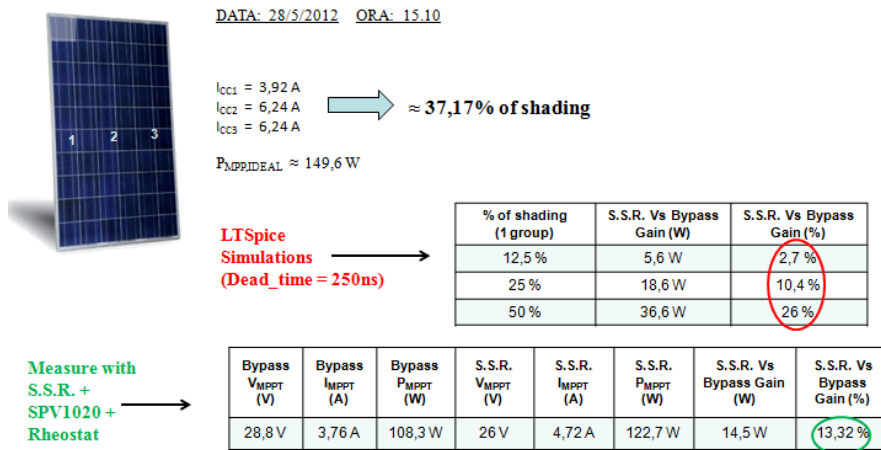


fig. 4.9 - Scheda di misura 15: ombreggiamento al 37,17% di una serie di celle

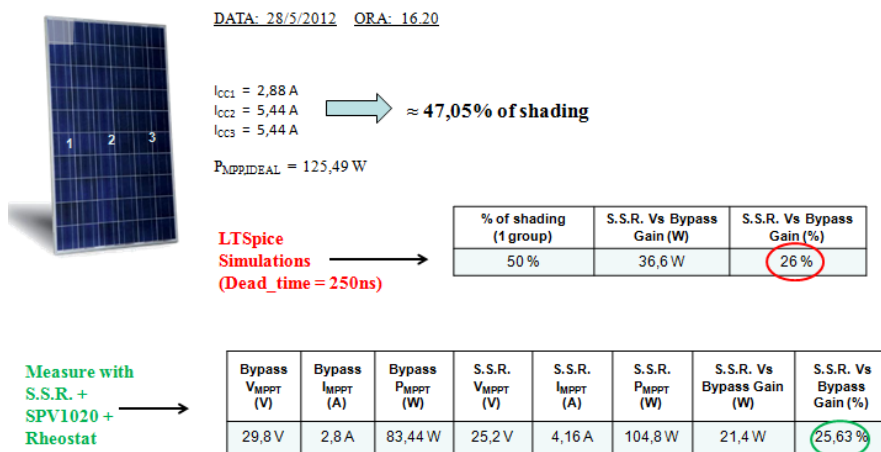


fig. 4.10 - Scheda di misura 17: ombreggiamento al 47,05% di una serie di celle

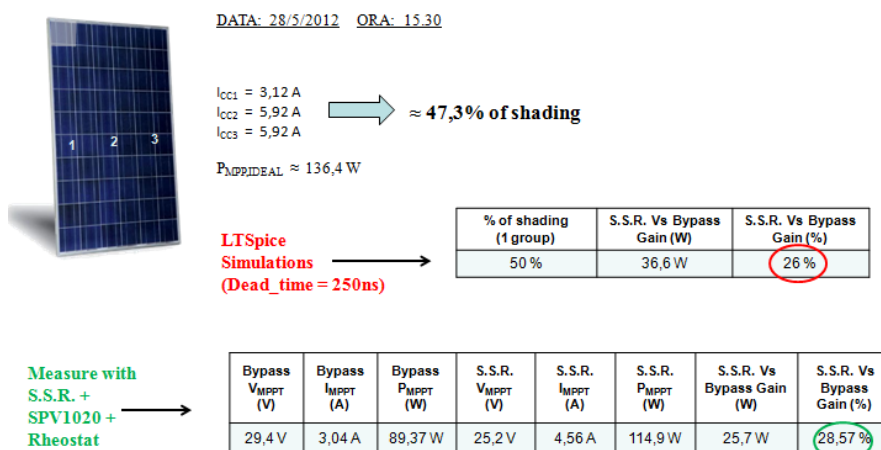


fig. 4.11 - Scheda di misura 16: ombreggiamento al 47,3% di una serie di celle

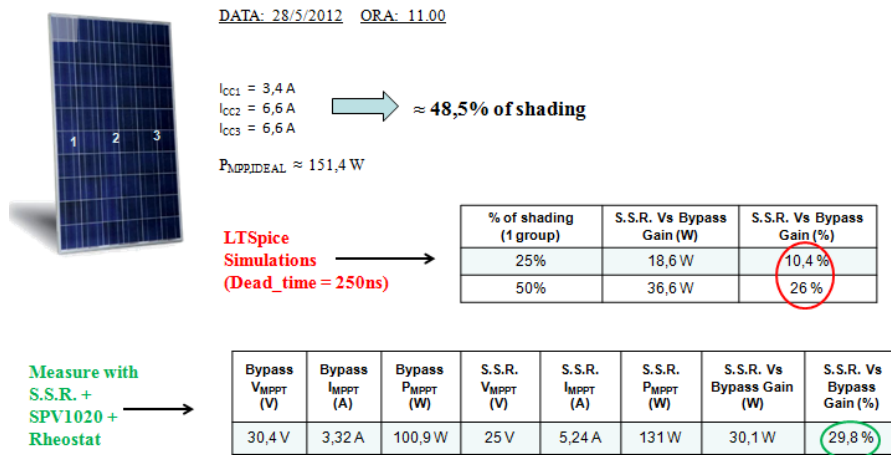


fig. 4.12 - Scheda di misura 1: ombreggiamento al 48,5% di una serie di celle

Come si può notare sia dai valori assoluti sia da quelli in percentuale, avvicinandosi al 50% di indice di ombreggiamento, la configurazione SSR ottiene sempre un maggior guadagno in potenza, fino ad arrivare ad oltre il 25% di potenza in più rispetto alla soluzione con semplici diodi di bypass.

Queste sono le condizioni in cui la soluzione SSR ottiene i migliori risultati e il confronto, come detto nell'introduzione del paragrafo, è vincente anche contro la soluzione con il solo ottimizzatore SPV 1020: questa configurazione migliora leggermente la resa di quella con i diodi di bypass, poiché sposta il punto di lavoro nell'ottimo del pannello, ma rimane molto distante dal rendimento del modulo con SSR, che grazie alla sua natura, rende indipendenti le tre stringhe di celle.

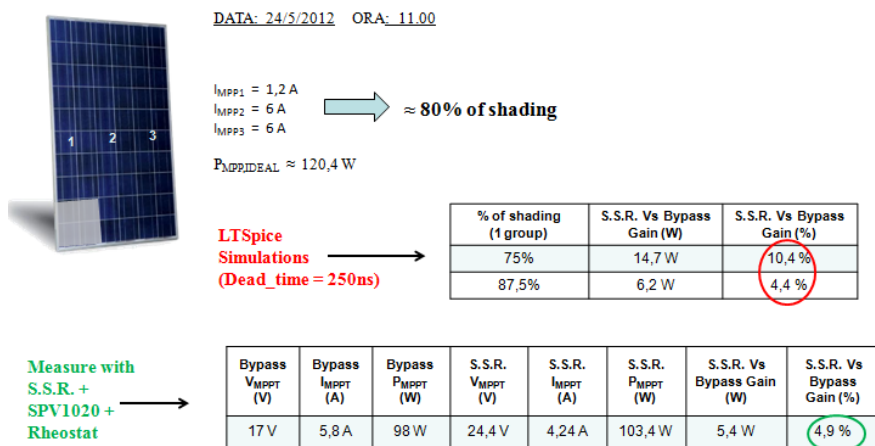


fig. 4.13 - Scheda di misura 4: ombreggiamento al 80% di una serie di celle

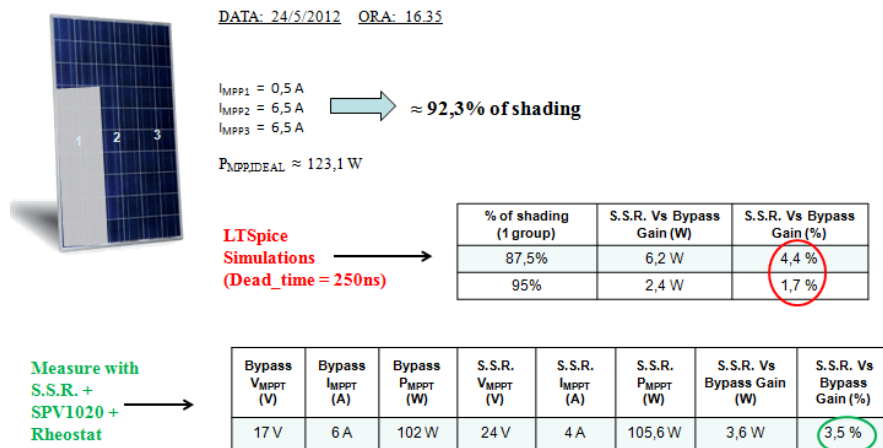


fig. 4.14 - Scheda di misura 7: ombreggiamento al 92,3% di una serie di celle

Le ultime configurazioni di ombra sono quelle più pesanti, in cui la corrente è limitata a valori molto bassi nella stringa ombreggiata: come per le ombre lievi, il guadagno in questo caso rispetto ai diodi di bypass non è rilevante.

Infatti questo è il caso di funzionamento ottimo dei diodi di bypass, in cui l'esclusione della stringa di celle ombreggiata è una scelta ottima anche dal punto di vista della potenza.

Come per gli altri casi c'è corrispondenza tra le misure e le simulazioni effettuate a mezzo software; anche il confronto con la configurazione SPV 1020 senza SSR è a favore della scelta del nostro progetto ma con guadagni minimi, mai superiori ai 5 W.

Riassumendo la sezione di misura che si riferisce a un solo blocco di celle ombreggiato, la figura (4.15) mostra la curva dei guadagni percentuali di potenza in funzione dell'entità dell'ombreggiamento.

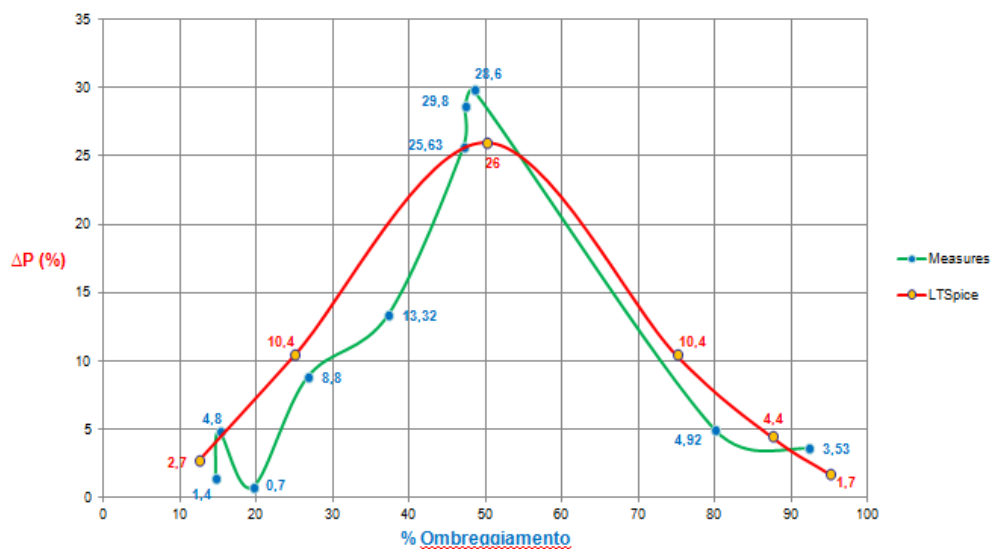


fig. 4.15 - Guadagni di potenza in percentuale rispetto alla configurazione standard con diodi di bypass: si nota la corrispondenza tra simulazione (rosso) e misure sul campo (verde)

Questo rappresenta la riprova sul campo dello scenario simulato attraverso il software LT Spice IV ed evidenzia i punti di forza della configurazione SSR quando la percentuale di ombreggiamento si avvicina al 50%.

Un altro dato importante ricavabile da queste misure è il valore della tensione in uscita dal dispositivo SSR, che rimane sempre piuttosto costante e non è mai inferiore ai 24 V per qualsiasi entità dell'ombreggiamento.

In questo modo la tensione del pannello fotovoltaico è sempre sufficiente a innescare il dispositivo MPPT di un eventuale microinverter presente in sostituzione dell'ottimizzatore in corrente continua oggetto di queste misure.

Per quanto detto SSR potrebbe ben interfacciarsi con la tecnologia microinverter e aumentarne sostanzialmente la produttività in condizioni di pesante ombreggiamento. L'analisi fatta sull'ombreggiamento di un blocco di celle è stata ripetuta anche per il caso in cui siano due i blocchi di celle su cui l'ombra incide.

In questo lavoro sono state analizzate le configurazioni d'ombra che incidono ugualmente sui due blocchi di celle, mentre non è stato considerato il caso di ombre di diversa entità su ogni blocco di celle.

Come per primo gruppo di misure, l'ordine è quello delle entità di ombreggiamento crescente.

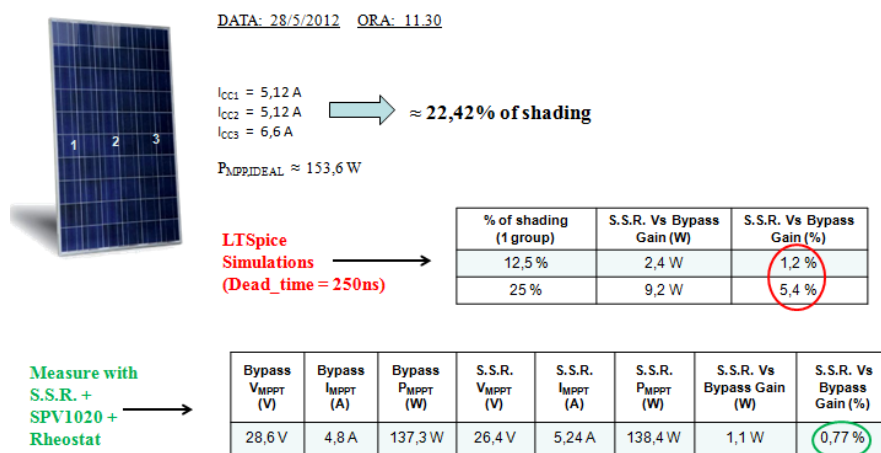


fig. 4.16 - Scheda di misura 4: ombreggiamento al 22,42% di due serie di celle

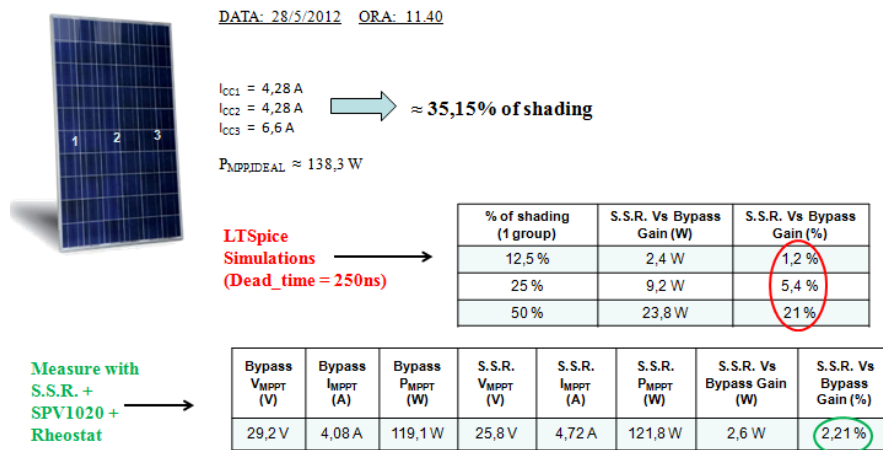


fig. 4.17 - Scheda di misura 5: ombreggiamento al 35,15% di due serie di celle

Come per i casi con un solo blocco in ombra, quando la corrente della serie di celle è limitata in modo poco rilevante il guadagno della configurazione SSR rispetto ai diodi di bypass non è rilevante; ancora minori vantaggi si hanno confrontando il sistema oggetto di studio con la configurazione SPV 1020.

La simulazione è comunque rispondente a ciò che è stato rilevato con gli strumenti, infatti i valori evidenziati in rosso e in verde non sono molto differenti.

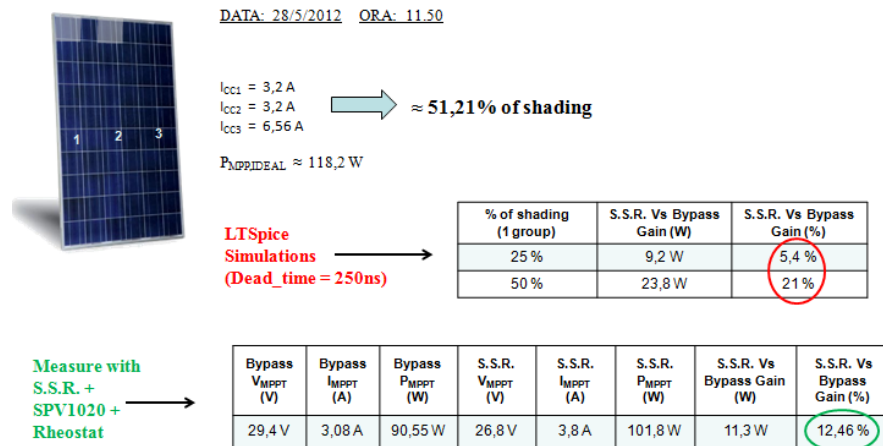


fig. 4.18 - Scheda di misura 6: ombreggiamento al 51,21% di due serie di celle

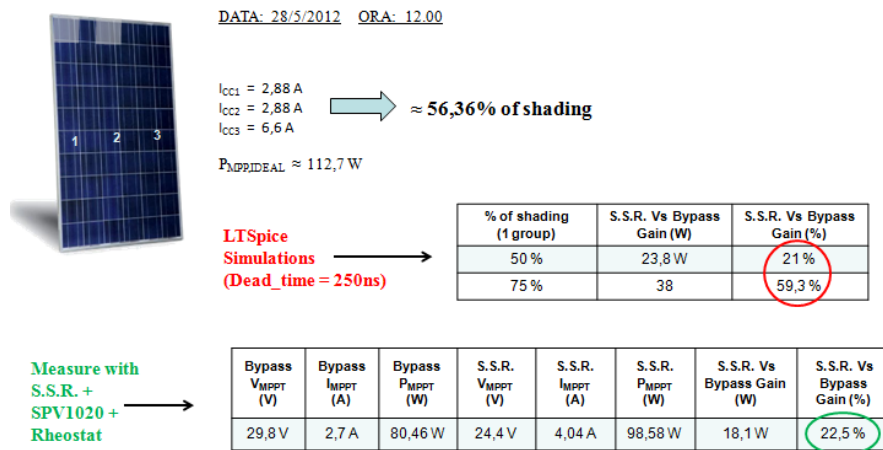


fig. 4.19 - Scheda di misura 7: ombreggiamento al 56,36% di due serie di celle

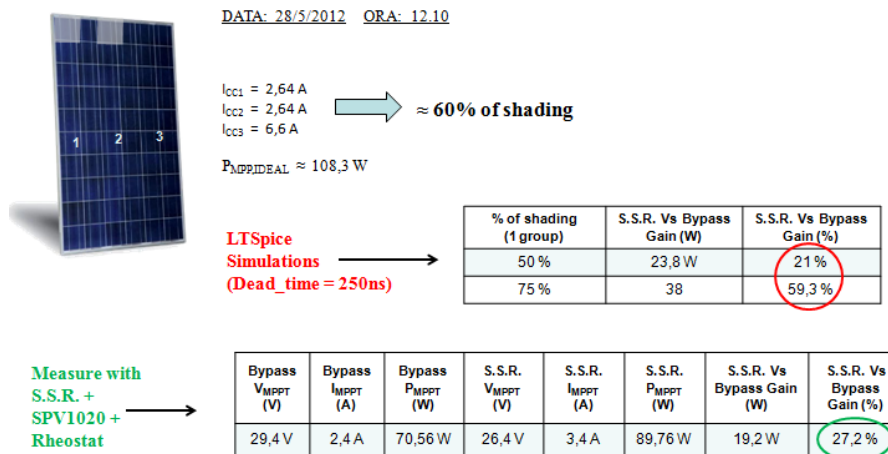


fig. 4.20 - Scheda di misura 8: ombreggiamento al 60% di due serie di celle

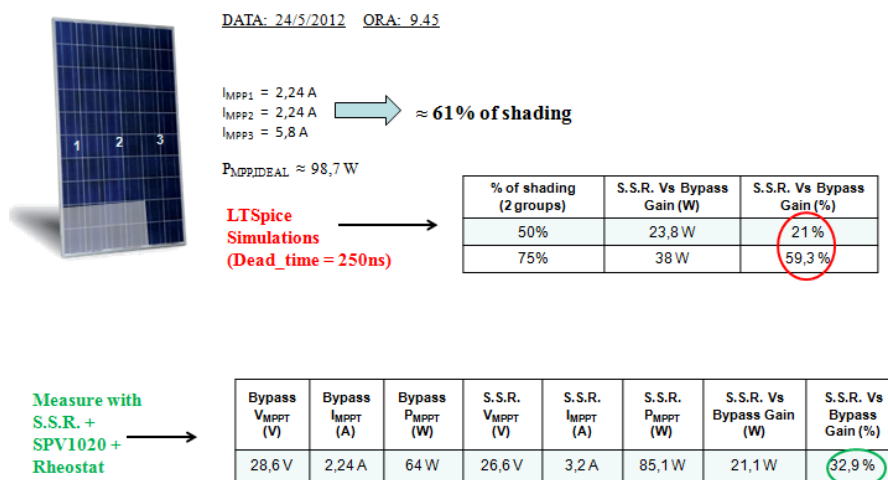


fig. 4.21 - Scheda di misura 1: ombreggiamento al 61% di due serie di celle

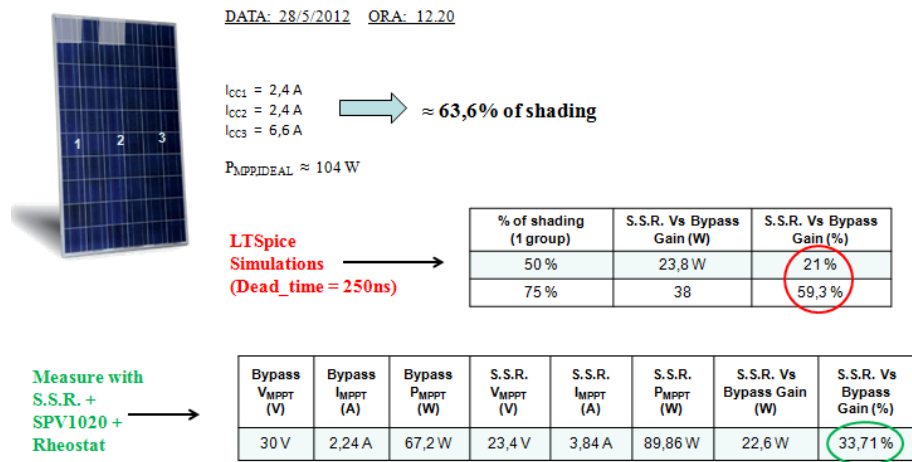


fig. 4.22 - Scheda di misura 9: ombreggiamento al 63,6% di due serie di celle

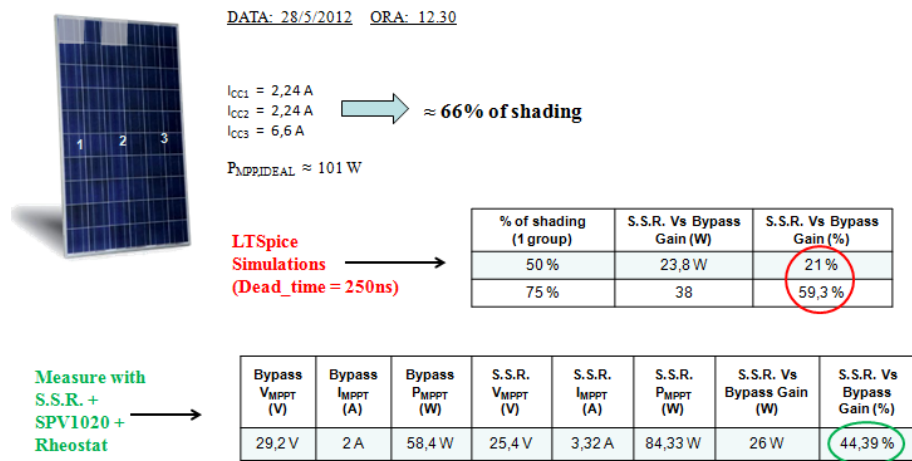


fig. 4.22 - Scheda di misura 10: ombreggiamento al 66% di due serie di celle

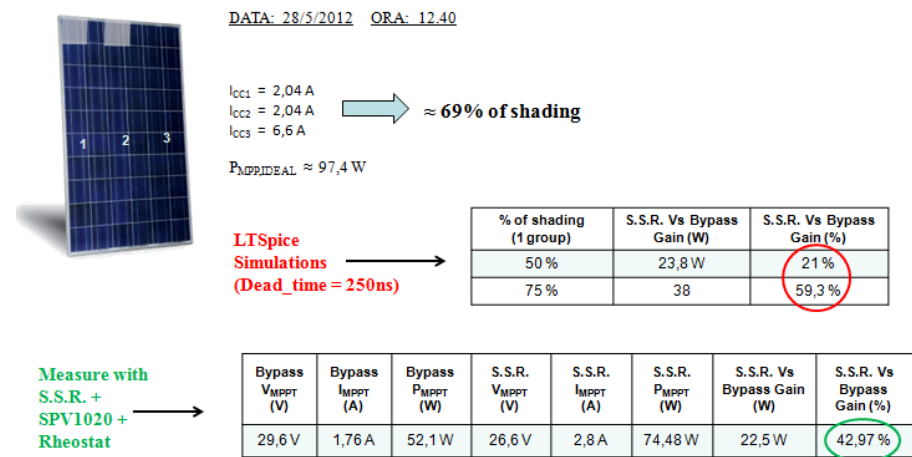
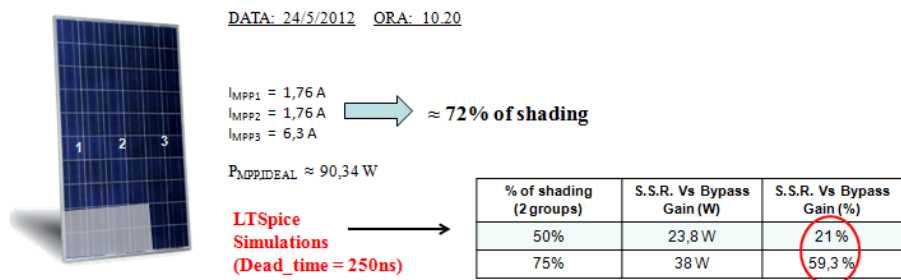


fig. 4.23 - Scheda di misura 11: ombreggiamento al 69% di due serie di celle



Measure with S.S.R. + SPV1020 + Rheostat

Bypass V_{MPPT} (V)	Bypass I_{MPPT} (A)	Bypass P_{MPPT} (W)	S.S.R. V_{MPPT} (V)	S.S.R. I_{MPPT} (A)	S.S.R. P_{MPPT} (W)	S.S.R. Vs Bypass Gain (W)	S.S.R. Vs Bypass Gain (%)
30 V	1,76 A	52,8 W	25,6 V	2,96 A	75,8 W	23 W	43,5%

fig. 4.24 - Scheda di misura 2: ombreggiamento al 72% di due serie di celle

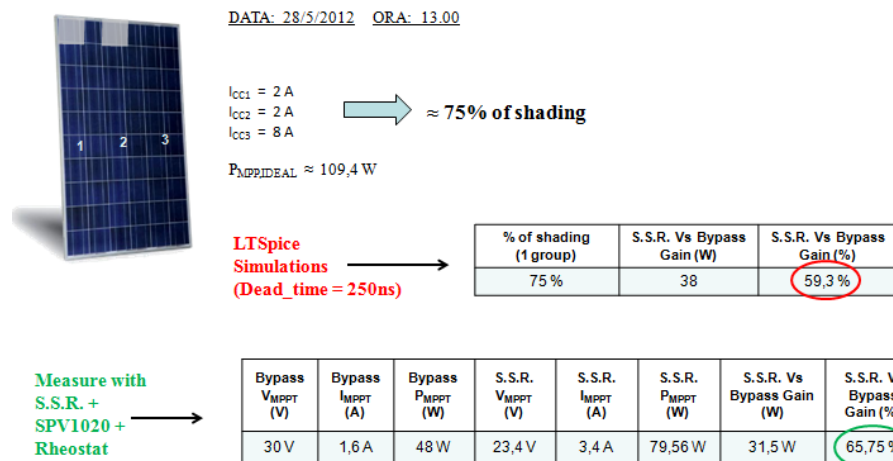


fig. 4.25 - Scheda di misura 13: ombreggiamento al 75% di due serie di celle

Come nel caso precedente quando la corrente delle stringhe viene diminuita di più del 25%, il guadagno della soluzione SSR diventa sempre più rilevante.

Sono state effettuate molte misurazioni per ricercare il punto di massimo assoluto di guadagno di potenza quando due stringhe di celle sono ombreggiate allo stesso modo. I valori risultanti sono ancor più significativi di quelli del caso di un'unica stringa ombreggiata: infatti quando i diodi di bypass non intervengono, la diminuzione di potenza incide per due volte, una per ogni stringa in ombra.

Con il dispositivo SSR la potenza prodotta viene incrementata dal 12% sino ad oltre il 65% e la tensione in uscita si comporta esattamente come nel caso precedente, senza mai scendere sotto i 24 V.

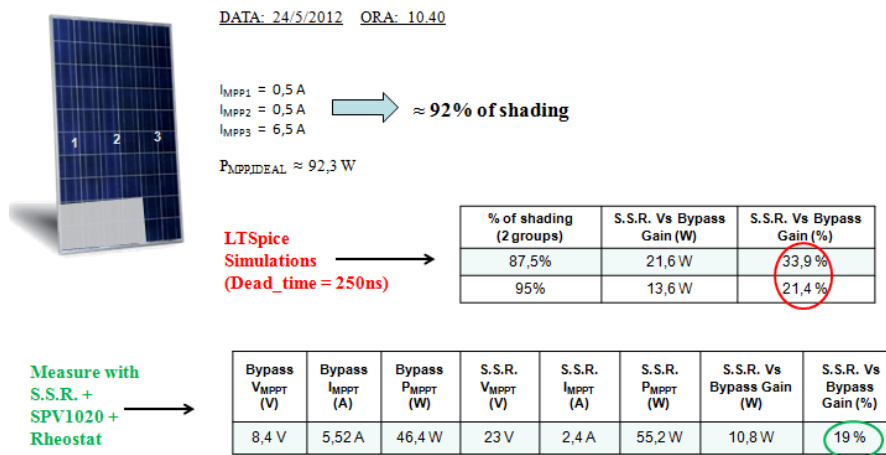


fig. 4.26 - Scheda di misura 3: ombreggiamento al 92% di due serie di celle

La novità rispetto alla configurazione con una sola stringa in ombra è che per pesanti ombreggiamenti il dispositivo SSR consente un aumento rilevante della potenza e mantiene la tensione a livelli decisamente alti, oltre i 20 V a fronte degli 8,4 V che vengono erogati in condizioni analoghe di ombra con i diodi di bypass.

I miglioramenti rispetto alla soluzione con il solo ottimizzatore si mantengono prossimi ai miglioramenti rispetto ai diodi di bypass, esattamente come nel caso di un ombra incidente su una sola stringa di celle.

Analogamente alla situazione analizzata in precedenza, gli incrementi percentuali di potenza rispetto alla soluzione con diodi di bypass possono essere schematizzati in funzione dell'ombreggiamento, modo da ottenere il grafico di figura (4.27).

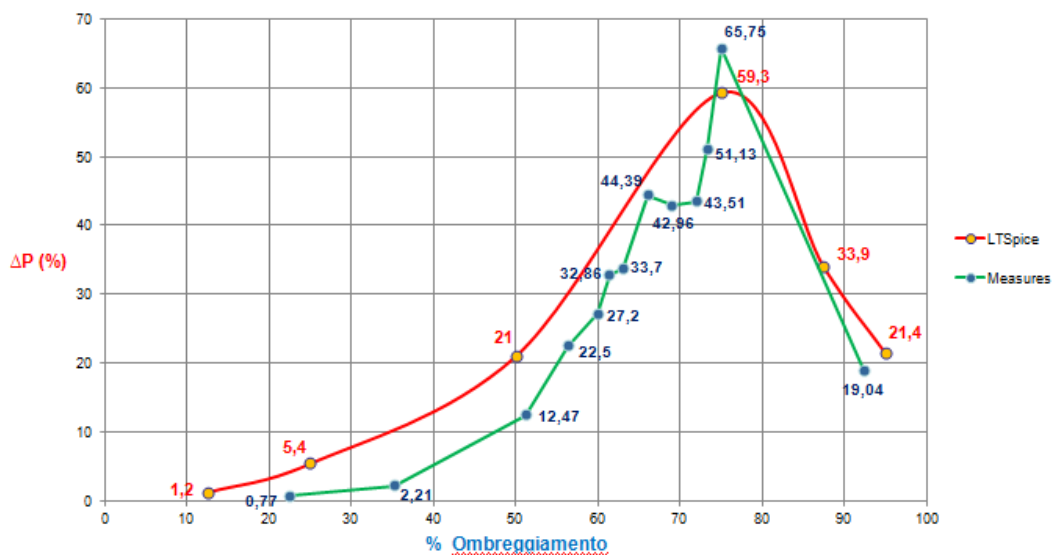


fig. 4.27 - Guadagni di potenza in percentuale rispetto alla configurazione standard con diodi di bypass: si nota la corrispondenza tra simulazione (rosso) e misure sul campo (verde)

Le misure corrispondono alle simulazioni e indicano la migliore potenzialità di SSR quando due stringhe sono in ombra.

Sono amplificati i vantaggi descritti nel caso di una sola stringa colpita da un'ombra.

Dal punto di vista della produttività non ci sono dubbi che SSR abbia molte potenzialità in condizioni critiche per i pannelli fotovoltaici; inoltre la capacità di avere in uscita una tensione sempre superiore ai 20V è un ottimo elemento per ottimizzare il funzionamento fotovoltaico con un sistema di ottimizzazione o di ricerca del MPP, nonché di un caricabatterie per il funzionamento ad isola.

La sua grande versatilità è un grande incentivo al miglioramento dei sistemi fotovoltaici e degli impianti in genere.

4.3

CAMPI DA APPROFONDIRE

Il progetto SSR è tuttora in corso di svolgimento, ma importanti temi sono stati già affrontati e hanno fornito riscontri positivi, come l'architettura del dispositivo, ormai fissata che ne garantisce solidità e precisione.

Prossimamente, oltre a seguire il percorso di sviluppo già fissato nella fase iniziale del bando, si è reso necessario un approfondimento dello studio di alcuni aspetti.

Il principale tema riguarda la vita utile del dispositivo: data la crescente affidabilità e garanzia dei dispositivi di ottimizzazione fotovoltaica quali il microrinverter e l'ottimizzatore DC/DC, è auspicabile che la vita utile del dispositivo SSR, sia confrontabile con quella di questi sistemi.

All'interno di SSR è presente una capacità elettrolitica il cui ruolo è quello di filtrare il ripple di tensione, che ne condiziona l'affidabilità nel tempo. Abbiamo pertanto già cominciato a ripetere le misure esposte finora senza la capacità in ingresso a SSR e abbiamo verificato come il funzionamento dell'intero sistema alla frequenza imposta dall'ottimizzatore SPV 1020 non crea disfunzioni.

Senza la capacità però le oscillazioni di tensione in uscita creano disturbi e in generale inefficienze al sistema.

Un ulteriore campo da studiare è la compatibilità con le diverse configurazioni di impianto fotovoltaico: per ora abbiamo confermato l'ottima funzionalità di SSR accoppiato con un ottimizzatore in corrente continua; anche per quanto riguarda il microrinverter non vengono rilevate particolari difficoltà nell'utilizzo di pannelli integrati con il dispositivo SSR.

Al contrario necessita un maggiore approfondimento la compatibilità di SSR con un dispositivo di ricerca del MPP centralizzato, ossia bisogna verificare la possibilità di inserire SSR nei moduli di un impianto regolato da un inverter di stringa.

Questi approfondimenti saranno certamente affrontati lungo lo sviluppo del progetto, per avere una visione globale sulle potenzialità di questo dispositivo.

CONCLUSIONI

La partecipazione al bando regionale è nata dalla convinzione che il mercato fotovoltaico in continua evoluzione sarebbe stato terreno fertile per innovazioni tecniche.

L'evoluzione degli impianti in questi ultimi anni sta introducendo sistemi come il microinverter o il convertitore DC/DC che ottimizzano il funzionamento del singolo modulo, decentralizzando la ricerca della massima potenza estraibile da un generatore fotovoltaico.

La ricerca di una configurazione di impianto che permetta il massimo sfruttamento di un generatore fotovoltaico, inizialmente effettuata attraverso un'ottimizzazione centralizzata (unico inverter), sembra infatti sempre più muoversi nella direzione atta a particolarizzare il processo di ottimo.

Il dispositivo SSR procede in questa direzione e compie un passo ulteriore, prendendo in considerazione le singole serie di celle: utilizzare i terminali già disponibili in ogni pannello fotovoltaico per il collegamento dei diodi di bypass è stata una scelta comoda e intelligente che non ha introdotto cambiamenti strutturali nel pannello fotovoltaico, riuscendo comunque a ottenere risultati apprezzabili dal punto di vista del recupero della potenza.

Un altro punto di forza è la compatibilità di SSR con i recenti sistemi di ottimizzazione: esso agisce incrementandone le prestazioni quando il modulo è in condizioni sfavorevoli e rende questo dispositivo potenzialmente interessante per qualsiasi tipo di installazione.

In particolar modo negli impianti residenziali e commerciali, dove le superfici di installazione sono ridotte, irregolari e dove l'incidenza dell'ombra sui pannelli è spesso rilevante la soluzione SSR troverebbe la sua ideale collocazione.

BIBLIOGRAFIA

- Alonso-Garcia M. C., Ruiz J.M. and Chenlo F., *“Experimental study of mismatch and shading effects in the I-V characteristic of a photovoltaic module”* Solar Energy Materials & Solar Cells, Vol. 90, pp. 329–340, 2006
- Bower W., West R., Dickerson A. *“Innovative PV micro-inverter topology eliminates electrolytic capacitors for longer lifetime”*, Photovoltaic energy conversion, conference record of the 2006 IEEE 4th world conference on, May 2006, VOL. 2, pp. 2038-2041
- Dhople S. V., Ehlmann J. L., Davoudi A., Chapman P. L., *“Multiple-Input boost converter to minimize power losses due to partial shading in photovoltaic modules”*, Energy conversion congress and exposition (ECCE), 2010 IEEE, Sept. 2010, pp. 2633-2636
- Díaz-Dorado E., Suárez-García A., Carrillo C., Cidrás J., *“Influence of the shadows in photovoltaic Systems with different configurations of bypass diodes”*, 20th International Symposium on Power Electronics, Electric Drives, Automation and Motion, June 2010
- Díaz-Dorado E., Suárez-García A., Carrillo C., Cidrás J. *“Influence of the PV modules layout in the power losses of a PV array with shadows”* University of Vigo, Spain
- De Simone G., Caffarelli A. *“Principi di progettazione dei sistemi solari fotovoltaici”* Maggioli editore, 2010
- ESRAM T., Chapman P. L. *“Comparison of Photovoltaic Array Maximum Power Point Tracking Techniques”*, Energy conversion IEEE Transaction on, June 2007, VOL. 22, Issue 2, pp. 439-449
- Groppi F., Zuccaro C. *“Impianti solari fotovoltaici a norme CEI”* Editoriale Delfino, 2011
- Ji Y., Jung D., Won C., Lee B., Kim J., *“Maximum power point tracking method for PV array under partially shaded condition”*, IEEE, Energy Conversion Congress and Exposition 2009, pp. 307-312, 2009
- Programma Operativo Regionale 2007-2013 della Regione Lombardia
- Quaschnig V., Hanitsch R., 1995. *“Numerical simulation of photovoltaic generators with shaded cells”*

- Shimizu T., Hirakata M. and al. *“Generation Control Circuit for Photovoltaic Modules”* IEEE Trans. on Power electronics, vol. 16, no. 3, 2001
- Shimizu T., Hashimoto O. and Kimura G. *“A novel High-Performance Utility-Interactive Photovoltaic Inverter System”* IEEE Trans. on Power electronics, vol. 18, no. 2, 2003
- Vighetti S., Lembeye Y., Ferrieux J., Barbaroux J. *“Photovoltaic Module and Shadow: Study and Integration of a Current Balancing System”* EUPVSEC 2010, Valence, Spain, 2010
- Woyte A. , Nijs J., Belmans R., *“Partial shadowing of photovoltaic arrays with different system configuration: literature review and filed test results”*
- Tse K.K., Ho M.T., Henry S., Chung H., Hui S.Y.: *“A novel maximum power tracker for PV panels using switching frequency modulation”*, IEEE transaction on Power Electronics, November 2002, pp.980-989

Sono inoltre stati consultati i seguenti siti internet:

- www.enea.it
- www.enel.it
- www.enerpoint.it
- www.enphase.com
- www.gse.it
- www.ieee.org
- www.solaredge.it
- www.st.com
- www.tedoc.polimi.it
- www.wikipedia.it