

V_{oc} (pari a 5 volte la V_{oc} del singolo pannello) e alla P_{max} (pari a 5 volte la P_{max} del singolo pannello). Ci si riferisce ad una stringa siffatta come ad un impianto da 1050 W_p (leggi “Watt di picco”) dove il pedice p indica che si tratta della potenza massima nominale.

Così come avviene per i singoli moduli, i problemi nascono quando, per qualsiasi motivo (per esempio a causa di ombreggiamenti localizzati), uno dei pannelli si trova ad erogare una corrente diversa da quella erogata dagli altri. In questo caso, una descrizione ragionevole del sistema deve necessariamente spingersi al livello delle sezioni di pannello (dette anche *sottopannelli*) protette dal diodo di *bypass* (cfr. Cap. 6). In altri termini, se, per esempio, il pannello fotovoltaico è composto da due sezioni, ciascuna protetta da un diodo di *bypass*, la descrizione di **Errore. L'origine riferimento non è stata trovata.** va sostituita con quella di Fig. 7.1a e la descrizione di una stringa composta da 5 moduli deve essere fatta utilizzando 10 blocchi elementari.

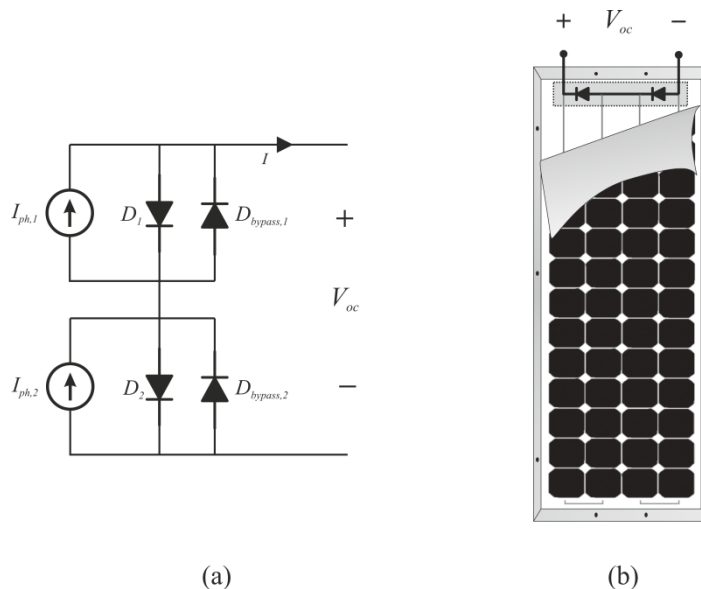


Fig. 7.1. Modello circuitale equivalente di un modulo fotovoltaico composto da due sezioni, ciascuna protetta da un diodo di *bypass*.

7.1 Caratteristica tensione corrente di una stringa fotovoltaica in caso di ombreggiamento parziale

Se un sottopannello (o parte di esso) è soggetto ad ombreggiamento (cfr. par. 6.5), la corrente da esso erogata risulta inferiore a quella erogata dalle altre sezioni, provocando l’attivazione del corrispondente diodo di *bypass*. In

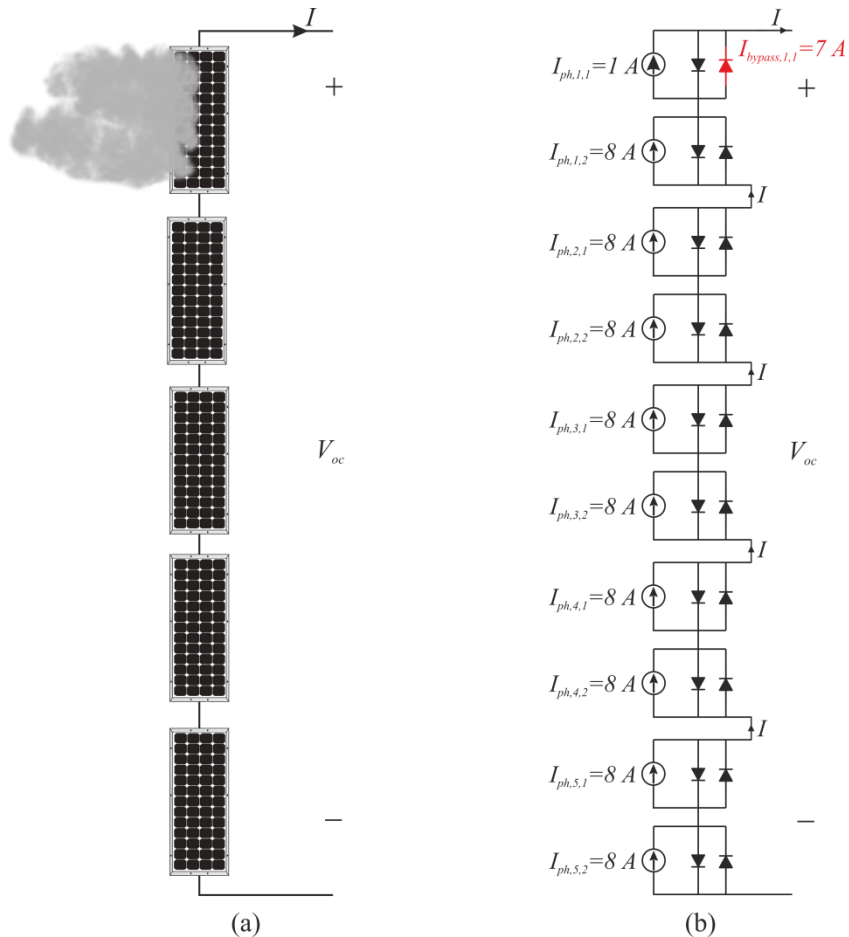


Fig. 7.2, in una stringa di 5 pannelli una delle due sezioni di un pannello è stata considerata affetta da un ombreggiamento tale da ridurre la corrente erogata a 1 A ($I_{ph,1,1} = 1\text{ A}$) contro gli 8 A corrispondenti a tutti gli altri sottopannelli; in tali condizioni il diodo di *bypass* conduce la corrente in eccesso pari a 7 A ($I_{bypass,1,1} = 7\text{ A}$).

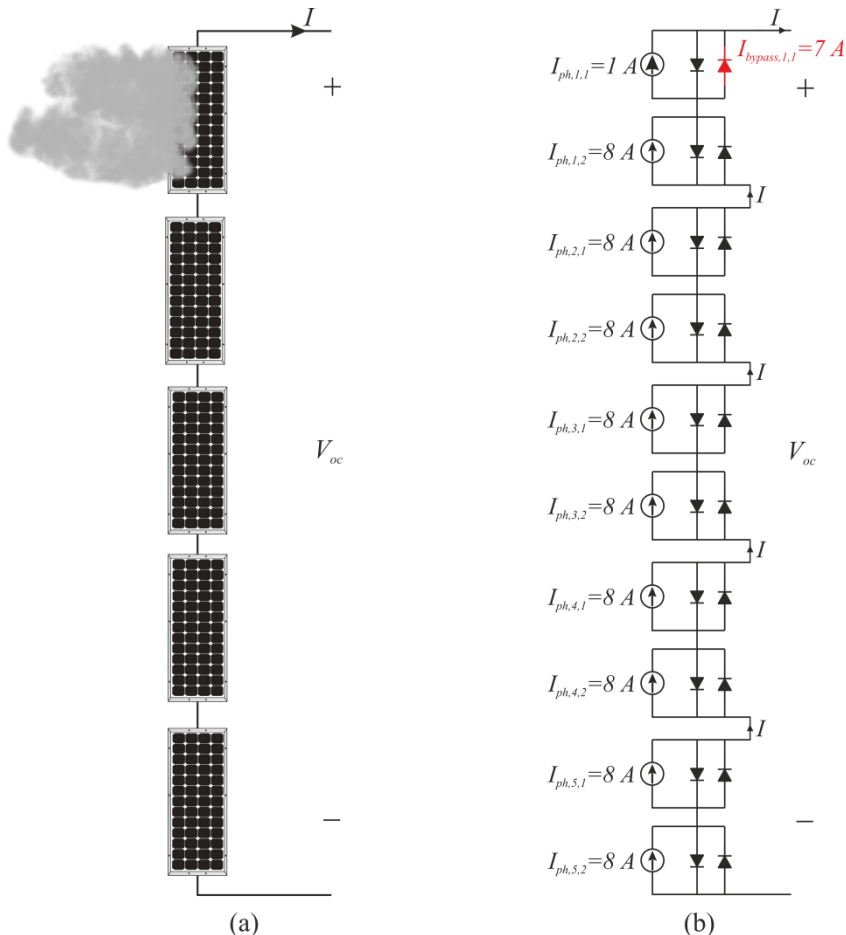


Fig. 7.2. Distribuzione delle correnti in una stringa in cui un modulo presenta una sezione ombreggiata.

La forma corrispondente della caratteristica corrente-tensione e potenza-tensione dell'intera stringa assume la forma mostrata in Fig. 7.3.

Come si può vedere entrambe le curve risultano fortemente deformate. In particolare il massimo assoluto della curva potenza-tensione (945W) coincide con quello di una stringa formata da 4 moduli e mezzo, mentre il massimo relativo (165 W) è pari a quello che si sarebbe avuto se tutte le sezioni fossero state ombreggiate in modo da erogare 1 A ognuna. Nelle condizioni date, la possibilità che il sistema eroghi la massima potenza possibile dipende dalla capacità del sistema di conversione che interfaccia l'impianto fotovoltaico con la rete elettrica di distinguere il massimo assoluto (945 W) dal massimo relativo (165 W). Infatti, se il sistema di conversione fallisce, l'effetto sulla potenza prodotta dall'impianto di un'ombra localizzata su un singolo sottopannello è del tutto equivalente all'effetto di un'ombra estesa all'intero impianto. La soluzione di questo problema, noto come effetto di *partial shading*, è affidata agli algoritmi di

inseguimento del punto di massima potenza (MPPT, *Maximum Power Point Tracking*) di cui si parlerà estesamente nel Cap. 9. Anticipiamo che si tratta di un problema niente affatto banale, come dimostrato dalle misure sperimentali mostrate nell'esempio che segue.

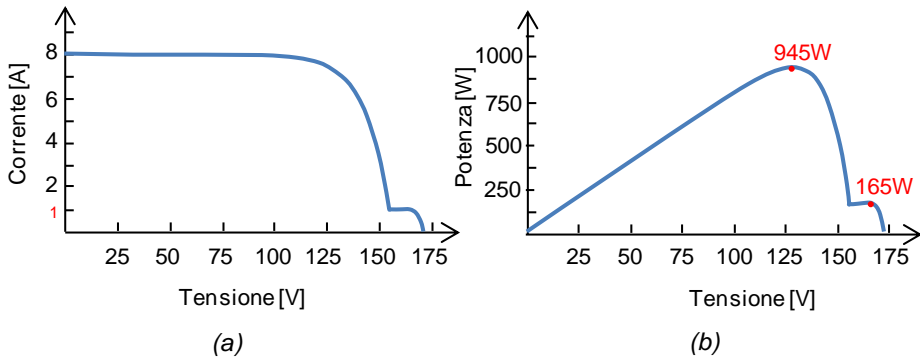


Fig. 7.3. Caratteristica I-V (a) e P-V (b) di una stringa in cui sia presente una sezione ombreggiata.

Esempio 1. Misure sperimentali su una stringa fotovoltaica in condizioni di ombreggiamento localizzato. Ancor più che in un singolo pannello, su una stringa fotovoltaica sono possibili situazioni di illuminazione estremamente varie. In principio, infatti, ogni sezione potrebbe trovarsi in condizioni di illuminazione differenti a causa di ombreggiamenti architettonici o di altro tipo, provocando la nascita di altrettante discontinuità nella forma della caratteristica tensione corrente.

A titolo di esempio si consideri la Fig. 7.4, la quale mostra una stringa fotovoltaica sui cui moduli sono stati poggiati dei fogli semitrasparenti di colori diversi per simulare l'effetto di un ombreggiamento disuniforme.

La caratteristica potenza-tensione misurata in questa situazione è mostrata nella Fig. 7.5. Tale figura, oltre a mostrare i diversi picchi che si creano nella curva di potenza, anticipa il problema appena accennato circa la necessità che i sistemi elettronici di controllo siano in grado di portare il generatore fotovoltaico a lavorare nel punto di massima potenza (MPP), riconoscendo il massimo assoluto (*Global maximum Power Point*, GMPP) della curva potenza tensione tra i massimi locali (*Local Maximum Pwer Point*, LMPP). I punti evidenziati sulla curva P-V rappresentano il percorso imposto dal sistema di conversione al punto di lavoro della stringa fotovoltaica. Come si vede chiaramente, tale sistema (uno tra quelli più diffusi sul mercato) non riesce a distinguere il massimo relativo dal massimo assoluto e stabilizza il punto di lavoro sul massimo relativo, provocando una perdita di potenza del 30%. Tale perdita si aggiunge a quella provocata dall'aver dei pannelli in ombra. Il motivo di questo errore deriva dal fatto che il sistema "si aspetta" di trovare il punto a massima potenza ad una tensione circa pari al 90% della V_{oc} (cfr. par. 3.1) e, per questo motivo, esplora solo la porzione di caratteristica P-V corrispondente.



Fig. 7.4. Stringa fotovoltaica in cui alcune sezioni ricevono una diversa intensità luminosa al fine di simulare un ombreggiamento disuniforme.

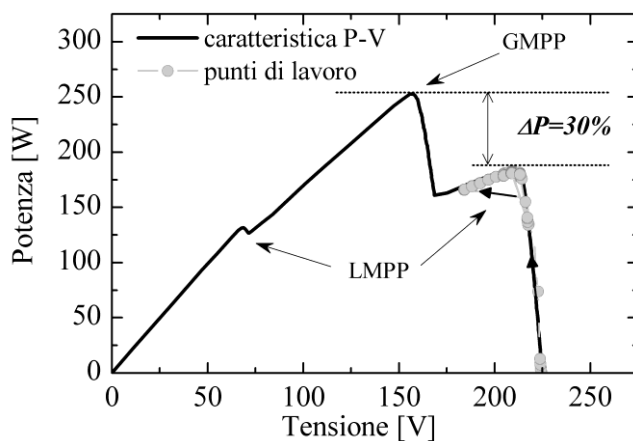


Fig. 7.5. Caratteristica P-V per la stringa di Fig. 7.4.

La Fig. 7.5 è la migliore giustificazione del fatto che il progettista di un impianto deve tenere in grande considerazione il problema delle ombre, valutando attentamente ogni possibile strategia per evitarle del tutto (auspicabile) o per limitarle al massimo.