



UNIVERSITA' DEGLI STUDI DI NAPOLI FEDERICO II

Dispensa N. 9.a

Solare Fotovoltaico

Corso di Gestione delle Risorse Energetiche

A.A. 20012/2013

*D.E.TE.C - Dipartimento di Energetica, TErmo fluidodinamica applicata
e Condizionamenti ambientali*

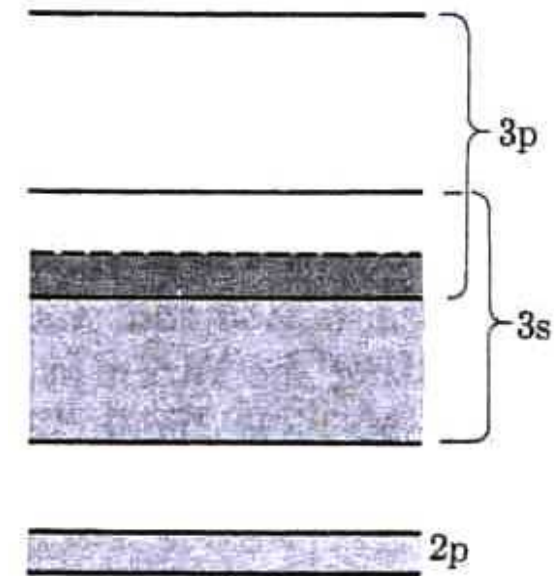
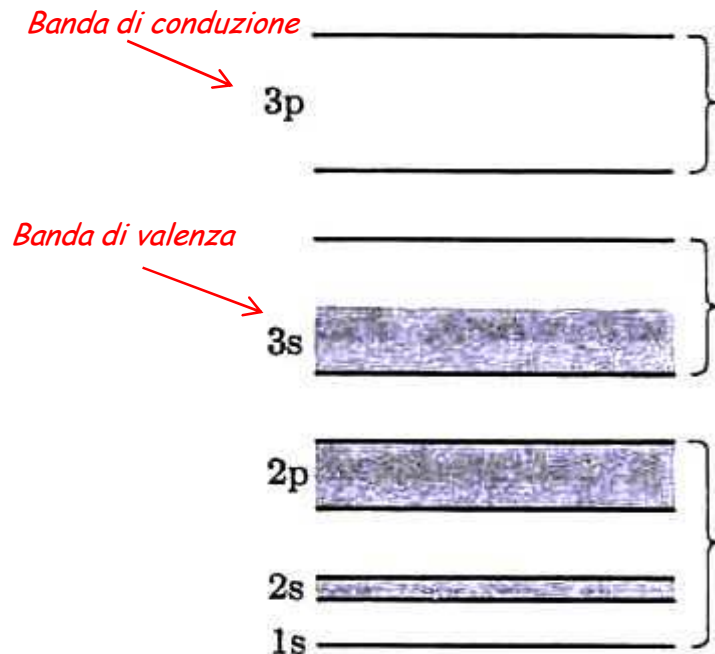


L'effetto fotovoltaico

- ✓ Formazione di un **differenza di potenziale** elettrico ai capi di una giunzione tra due sottili lastre di materiale semi-conduttore, opportunamente trattate, per effetto dell'esposizione ad una **radiazione luminosa**.
- ✓ Appartiene alla categoria degli effetti fotoelettrici: un **fotone**, interagendo con la struttura cristallina del semiconduttore, **può eccitare un elettrone** della **banda di valenza** del cristallo, portandolo in una **banda di conduzione**.
- ✓ In presenza di un **campo elettrico**, gli elettroni eccitati si mettono in movimento secondo la direzione e il verso imposto dal campo stesso, e si genera quindi un **flusso di cariche** elettriche che possono essere convogliate su un circuito esterno.
- ✓ Il materiale semiconduttore più utilizzato è attualmente il **silicio** (Si).

L'effetto fotovoltaico: bande di energia, energia di gap

- ✓ Ogni elemento chimico è caratterizzato da una determinata configurazione elettronica, ovvero dal numero di elettroni presenti e dal modo in cui gli stessi si dispongono sugli "orbitali" (o livelli energetici) intorno al nucleo.
- ✓ Nel reticolo cristallino di un solido, i livelli energetici costituiscono delle "bande" discrete, tra cui normalmente esiste un "gap", ovvero un intervallo di valori di energia non permessa. In funzione del tipo di materiale e delle relative condizioni fisiche (in particolare, della distanza internucleare), alcune bande possono parzialmente sovrapporsi (figura a destra).



L'effetto fotovoltaico: bande di energia, energia di gap

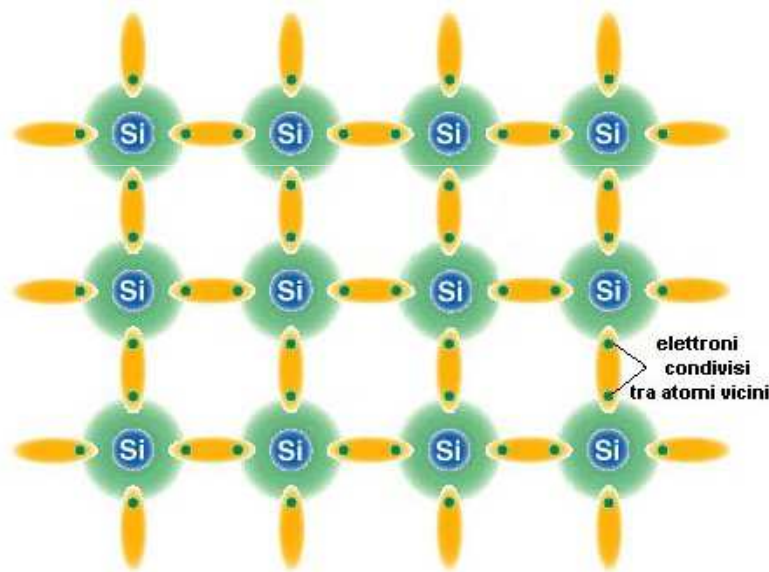
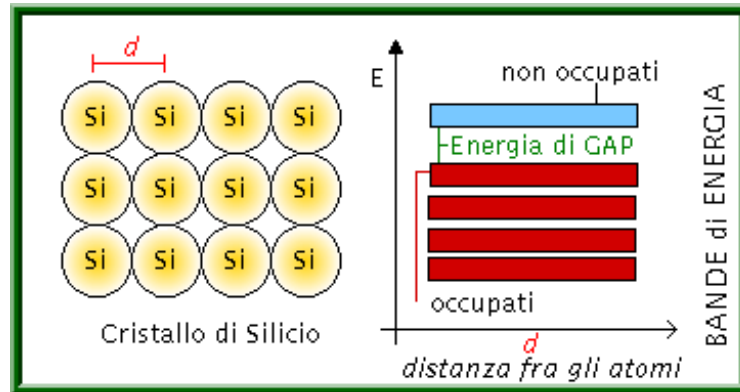
- ✓ Procedendo nel verso delle energie crescenti:
 - la prima banda di energia mediamente non occupata è detta di conduzione;
 - l'ultima banda di energia mediamente occupata è detta di valenza.
- ✓ Gli **elettroni di valenza** sono quelli in grado di interagire con altri atomi, determinando il comportamento chimico-fisico del materiale.
- ✓ La presenza di una **banda di energia non permessa** tra quella di valenza e quella di conduzione ("**energia di gap**", E_g), e la sua ampiezza, sono alla base della distinzione tra:
 - conduttori: $E_g = 0$;
 - semi-conduttori: $E_g \approx 1 \text{ eV}$
 - isolanti: $E_g \approx 10 \text{ eV}$
- ✓ Nei **conduttori**, la semplice energia cinetica dei moti di "**agitazione termica**" (a $T > 0 \text{ K}$) è sufficiente a far passare degli elettroni nella banda di conduzione, nei **semiconduttori** questo fenomeno è molto più raro, negli **isolanti** pressoché impossibile.

N.B.: eV = elettronvolt, $1 \text{ J} = 6,24 \times 10^{18} \text{ eV}$

L'effetto fotovoltaico

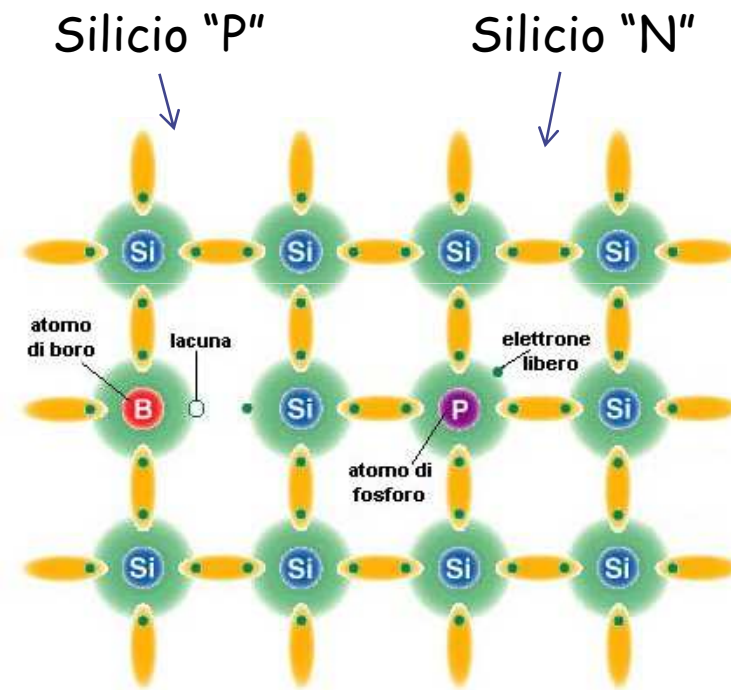
- ✓ Un buon materiale per la conversione **fotovoltaica** deve avere un'energia di gap tra **1 ed 1,8 eV**:
- ✓ valori **inferiori**, per alcuni versi vantaggiosi (maggiore efficienza di utilizzo dell'energia solare e maggiore intensità di corrente prodotta), comportano valori di **tensione troppo bassi**, non compensati dall'aumento dell'intensità di corrente (gli elettroni vengono eccitati più facilmente).
- ✓ Il silicio è attualmente l' elemento più utilizzato nella conversione fotovoltaica: si tratta di un semi-conduttore tetra-valente, ovvero con quattro elettroni di valenza.
- ✓ Se drogato con impurità **tri-valenti** (ad esempio, inserendo un atomo di boro), si ottiene un materiale caratterizzato dalla "disponibilità" ad accettare alcuni elettroni di valenza, ovvero con delle "lacune" o "accettori": silicio di tipo "**P**".
- ✓ Se drogato con impurità **penta-valenti** (ad esempio, inserendo un atomo di fosforo o arsenico), si ottiene un materiale caratterizzato dalla "disponibilità" a cedere alcuni elettroni di valenza, debolmente legati: silicio di tipo "**N**".

L'effetto fotovoltaico: Silicio con impurità penta e trivalenti



Reticolo cristallino

Ogni elettrone di valenza è in comune con uno degli atomi "primi vicini"

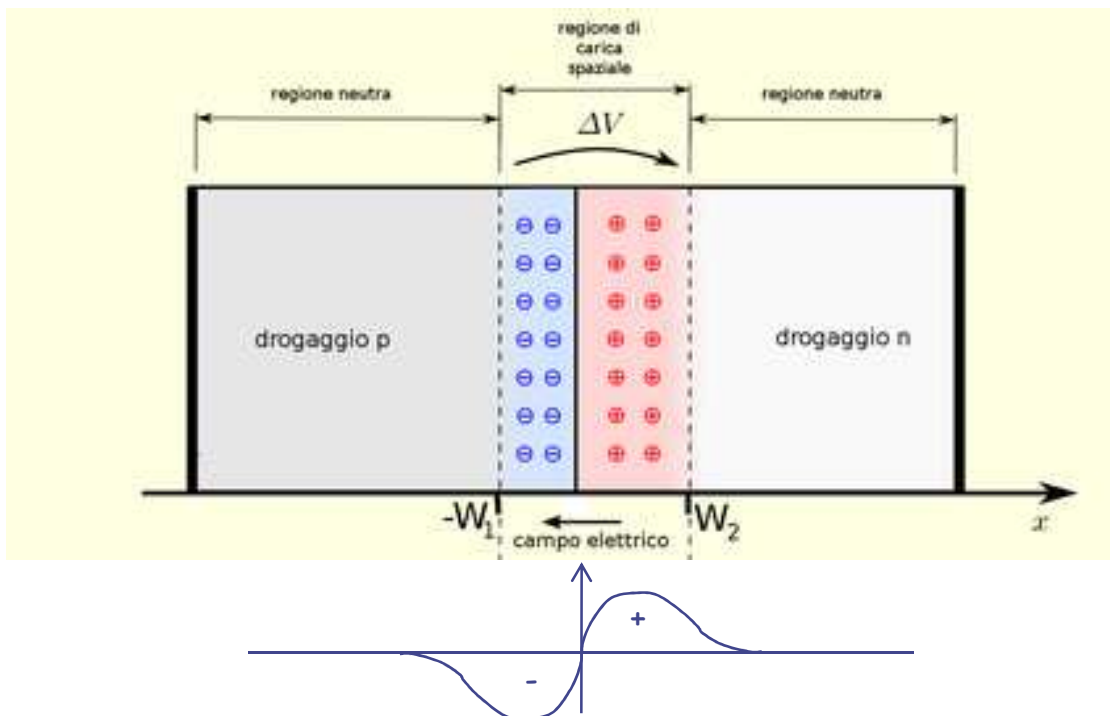


Reticolo cristallino con impurità (B e P)

In "N" un elettrone è "libero" da legami di valenza, in "P" manca un elettrone di valenza ("lacuna")

L'effetto fotovoltaico

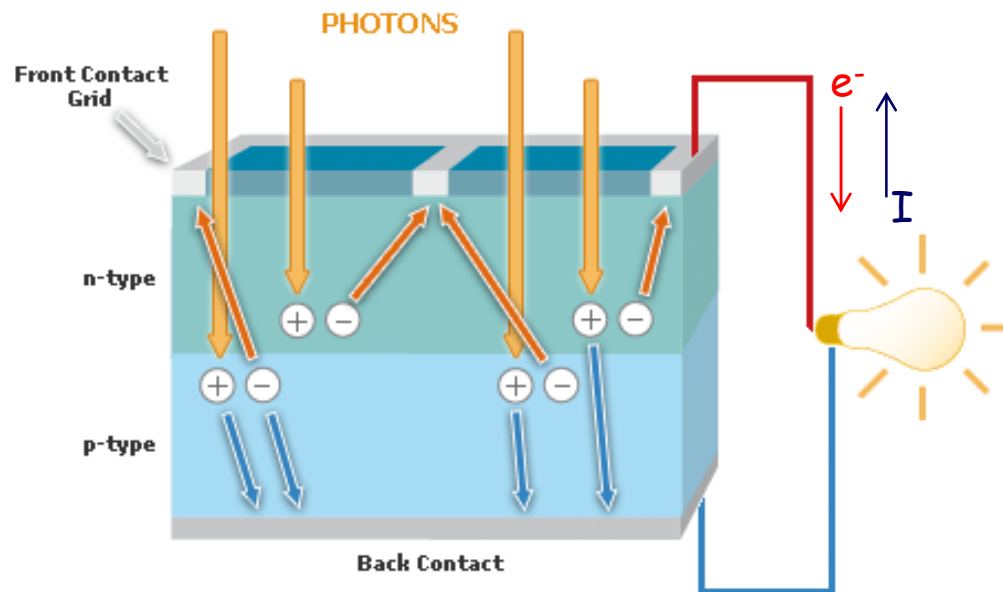
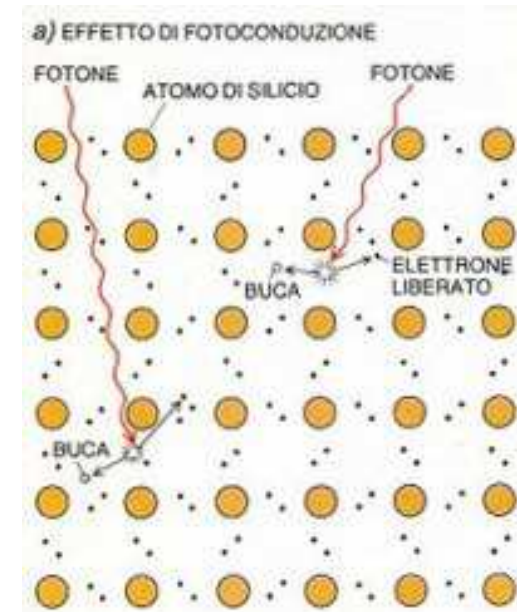
- ✓ Mettendo in **contatto** due lastre di semiconduttore drogato, rispettivamente di tipo **P ed N**, tra i due strati si attiva un **flusso elettronico dalla zona N alla zona P** che, raggiunto il punto di equilibrio elettrostatico, determina un eccesso di **carica positiva nella zona N**, dovuto agli atomi di fosforo con un elettrone in meno, e un eccesso di **carica negativa nella zona P**, dovuto agli elettroni migrati dalla zona N.
- ✓ Gli **elettroni** presenti nel **silicio tipo N** diffondono infatti **per un breve tratto nel silicio tipo P**: in prossimità della giunzione, il silicio tipo N si carica positivamente, quello di tipo P si carica negativamente. La regione intermedia **a cavallo della giunzione**, detta **zona di svuotamento** o di carica spaziale, è quindi caratterizzata dalla presenza di **un campo elettrico interno**, per un'ampiezza di pochi micrometri.



Il campo ha ovviamente potenziale positivo nella zona N, negativo nella zona P: se in questo campo si collocasse un **portatore di carica** - lo stesso si sposterebbe necessariamente verso destra (il contrario, ovviamente, per un portatore di carica +) => **diodo**

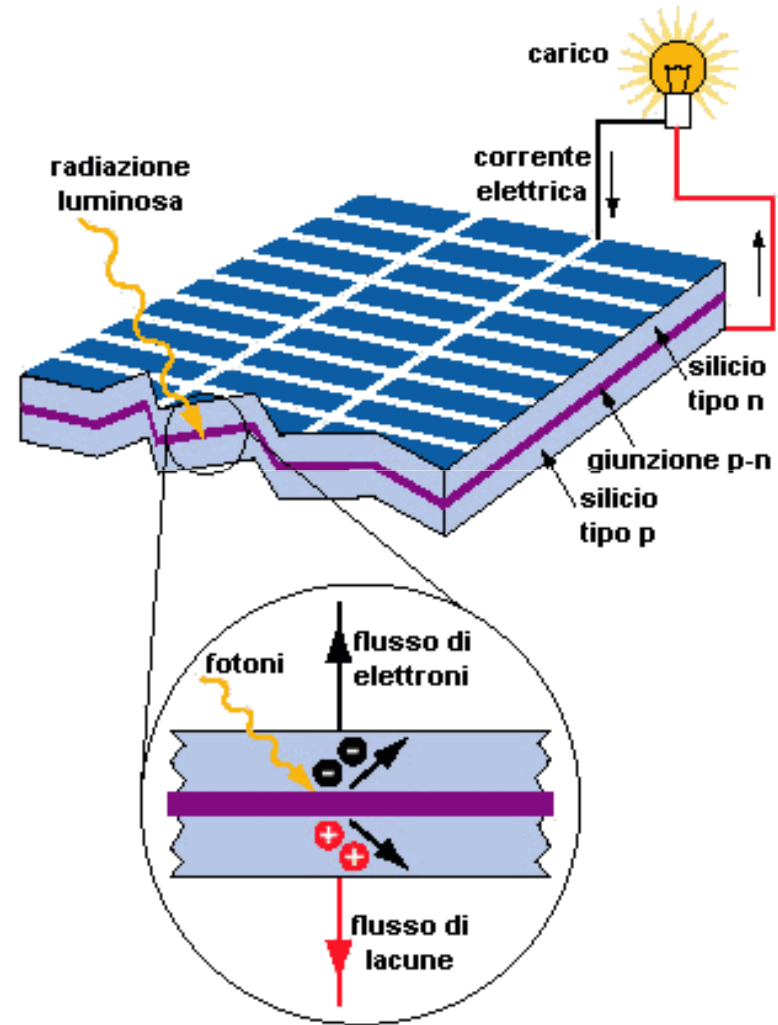
L'effetto fotovoltaico

- ✓ Illuminando la giunzione P-N dalla parte del silicio tipo N, si generano delle coppie elettrone-lacuna in entrambe le zone. Nella zona di svuotamento, il campo elettrico separa gli elettroni generati dall'assorbimento della luce dalle rispettive lacune, spingendoli in direzioni opposte (gli elettroni verso la zona N e le lacune verso la zona P).
- ✓ Se si connette la giunzione P-N con un conduttore esterno, nel circuito esterno si otterrà un flusso di elettroni. Fino a quando la cella rimane esposta alla luce, l'elettricità fluisce con regolarità sotto forma di corrente continua.



L'effetto fotovoltaico

- ✓ Lo *spessore dello strato N* deve essere minimo, per garantire il massimo assorbimento di fotoni incidenti in vicinanza della giunzione.
- ✓ Anche lo *spessore totale* della cella deve essere limitato, per ridurre le *resistenze ohmiche*.
- ✓ Per il silicio, normalmente lo spessore della è di **0,25÷0,35 mm**.



Rendimento di una cella fotovoltaica

- ✓ Il rendimento di cella è definito come:

$$\eta = \text{potenza elettrica netta in uscita} / \text{potenza incidente} = (V \cdot I) / (G \cdot A)$$

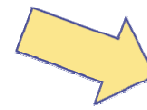
- ✓ Il valore max teorico è **funzione dell'energia di gap** del semiconduttore, E_g

- ✓ Il valore reale, in condizioni operative, è tipicamente compreso tra il **12% e il 15%**

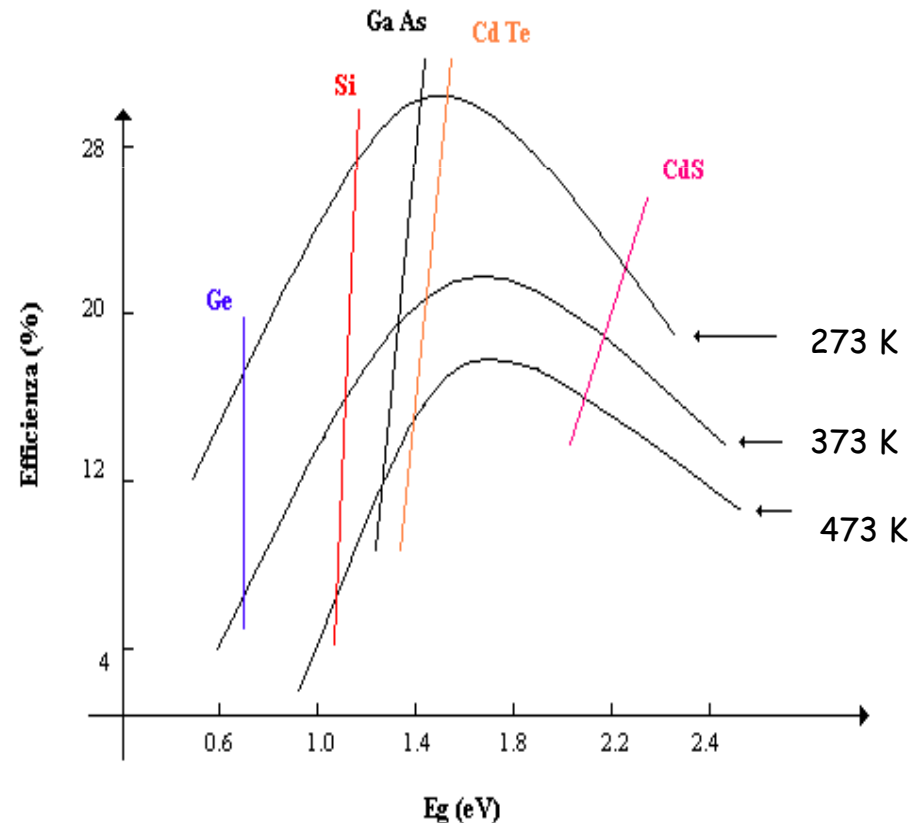
- ✓ **L'aumento della T** tende a ridurre la tensione della cella, e anche la sua efficienza

- ✓ Valori troppo bassi o troppo alti di energia di gap, E_g , riducono l'efficienza:

- *V cresce all'aumentare di E_g*
- *I diminuisce all'aumentare di E_g (diminuisce la frazione di fotoni con energia sufficiente alla formazione della coppia elettrone-lacuna)*



Massima efficienza teorica di celle fotovoltaiche illuminate dallo spettro solare in funzione dell'ampiezza di banda proibita, E_g per vari valori di temperatura



Perdite di conversione ed efficienza di cella

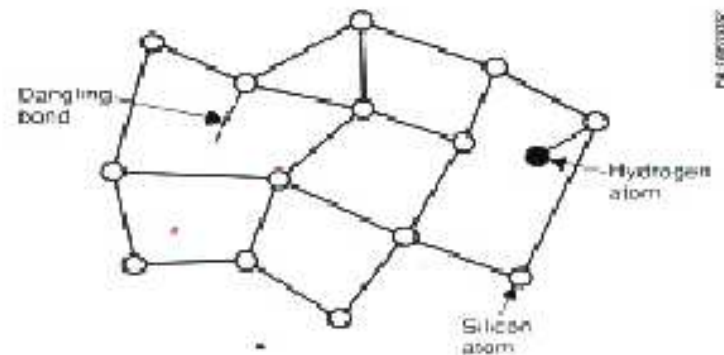
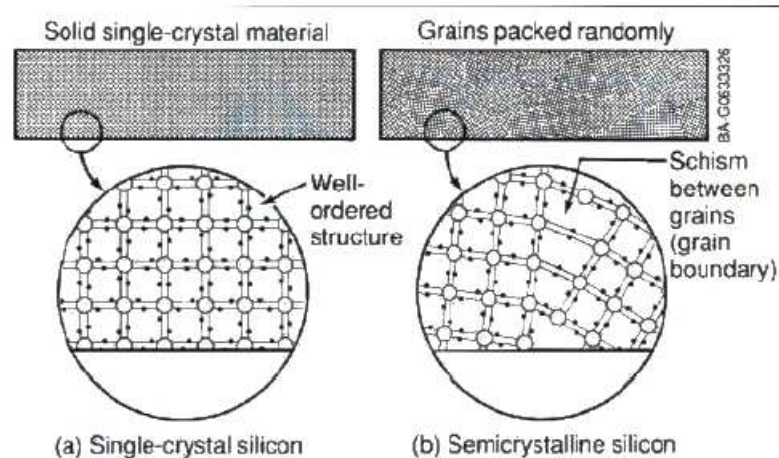
In condizioni operative, come si è visto, il rendimento di cella è tipicamente dell'ordine del 12÷15%, a causa delle seguenti perdite:

- ✓ **Riflessione (25-30% circa):** non tutti i fotoni che incidono sulla cella penetrano al suo interno, dato che in parte vengono riflessi dalla superficie della cella e in parte incidono sulla griglia metallica dei contatti.
- ✓ **Fotoni con energia insufficiente o in eccesso (45-50% circa):** per rompere il legame covalente e creare la coppia elettrone-lacuna è necessario che il fotone abbia un'energia almeno pari a quella di "gap", e ovviamente non tutti i fotoni incidenti possiedono energia sufficiente (*l'energia di un fotone è $E = h \times \nu$, con h = costante di Planck = $6,63 \times 10^{-34}$ Js, ν = frequenza della radiazione luminosa, in Hz*). I fotoni con energia superiore a quella di gap, invece, contribuiscono a generare coppie elettrone-lacuna, ma l'energia eccedente si trasforma in energia termica => surriscaldamento della cella => riduzione dell'efficienza rispetto alla "Normal Operating Cell Temperature", NOCT.
- ✓ **Ricombinazione (5% circa):** non tutte le coppie elettrone-lacuna generate vengono raccolte dal campo elettrico di giunzione e inviate al carico esterno, dato che nel loro percorso possono incontrare cariche di segno opposto e ricombinarsi.

Il silicio per le applicazioni fotovoltaiche

✓ Il silicio utilizzato può essere:

- **monocristallino** (atomi orientati nello stesso verso e legati fra loro nello stesso modo): è il più costoso ed efficiente (rendimento max $\approx 20\%$);
- **policristallino** (atomi legati in piccoli grani monocristallini orientati casualmente): è meno costoso, ma anche meno efficiente (rendimento max $\approx 15\%$);
- **amorfo** (atomi orientati in modo casuale, come in un liquido): è il più economico, ma anche quello meno efficiente (max $\approx 10\%$) e affidabile (degradazione delle prestazioni più rapida).



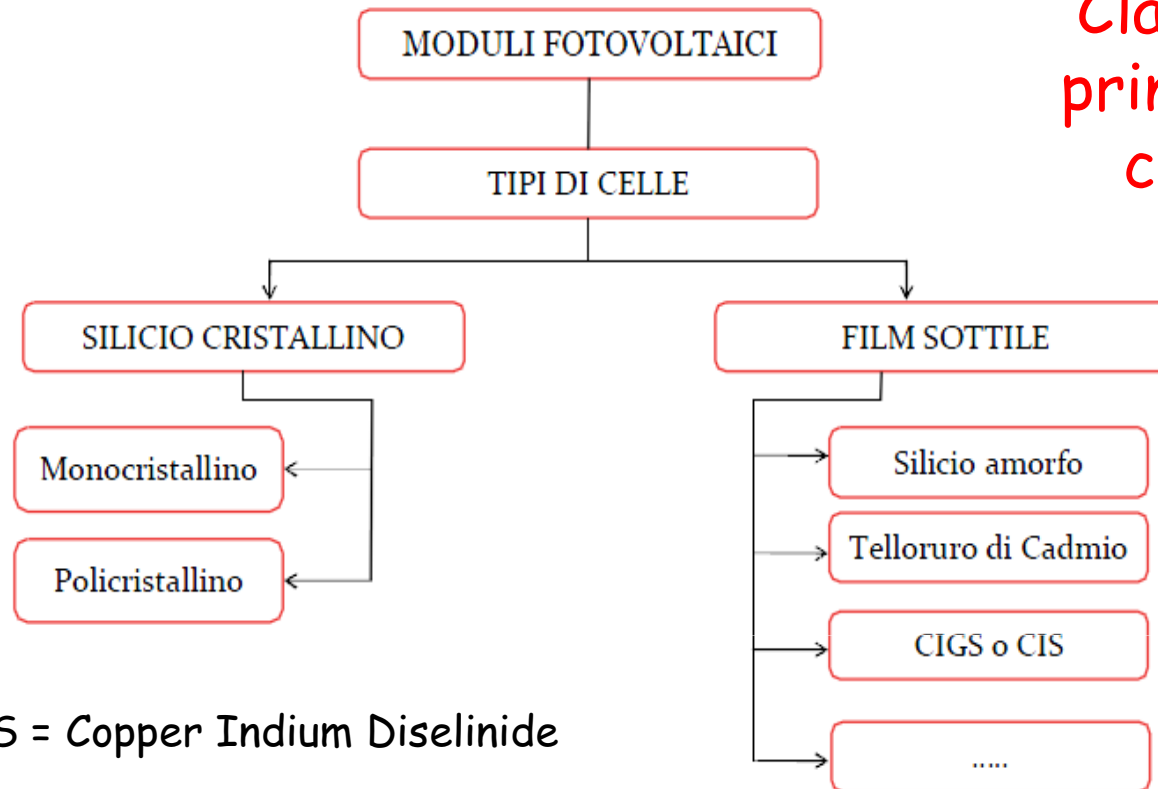
Si mono e policristallino

Si amorfo

Il silicio per le applicazioni fotovoltaiche

- ✓ Passando da strutture molto ordinate (Si monocristallino) a strutture **meno ordinate** (Si policristallino o Si amorfo) aumentano le perdite per **resistenze interne** e **ricombinazione** => minore efficienza
- ✓ Il silicio amorfo (così come altri elementi, ad esempio CdTe, AsGa,...) può essere però utilizzato per realizzare celle a **film sottile**: si applica un sottile strato del materiale semiconduttore su un substrato solido (**vetro, plastica, ...**), attraverso processi di vaporizzazione, spruzzo, o con vasche elettrolitiche
=> minor impiego di semiconduttore (1-2 μm contro i 200 μm delle celle normali), minor costo dei processi di produzione, migliore comportamento rispetto alla radiazione diffusa, minore dipendenza delle prestazioni dalla temperatura, maggiori possibilità di integrazione architettonica.
- ✓ Si distinguono inoltre tre **gradi di purezza**:
 - grado elettronico: impurezza = 1/100.000.000
 - grado solare: impurezza = 1/10.000
 - metallurgico: impurezza = 1/100
- ✓ Per la produzione di celle fotovoltaiche, si usa tipicamente il **silicio di grado solare**, che si può ottenere anche come scarto del silicio elettronico: ha una purezza adeguata ed un costo decisamente inferiore a quello del silicio elettronico "puro" (10 \$/kg contro 100 \$/kg).

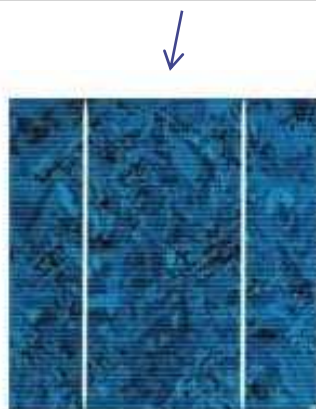
Classificazione delle principali tipologie di celle fotovoltaiche



- CIS = Copper Indium Diselenide
- CdTe = Cadmium Telluride
- CIGS = Copper, Indium, Gallium, di-Selenide
- Sono in fase di studio celle fotovoltaiche organiche ("Dye-Sensitized Solar Cells," DSSC), che utilizzano processi elettrochimici simili a quelli di fotosintesi clorofilliana delle foglie degli alberi. La parte fotoelettrica attiva è costituita da un pigmento organico, da ossido di titanio (TiO_2) e da un elettrolita. Il pigmento assorbe la radiazione solare e gli altri componenti estraggono la carica per produrre elettricità. Il materiale organico che in questo momento sembra promettere ottimi risultati è il mirtillo.

Confronto tra le principali tipologie di celle commerciali

	<u>SI mono</u>	<u>SI multi</u>	<u>SI amorfo</u>
Rendimento cella	14% - 20%	12% - 15%	6% 10% (CdTe)
Vantaggi	Rendimento elevato e stabile Tecnologia affidabile	Costo minore rispetto mono- Tecnologia affidabile	Costo minore Buon rendimento con alte temperature e limitati irraggiamenti Flessibile (per alcuni prodotti)
Svantaggi	Costo elevato Sensibile a azimuth e tilt non ottimali	Rendimento minore rispetto a mono- Sensibile a azimuth e tilt non ottimali	Elevata necessità di spazi nelle forme a più bassa efficienza

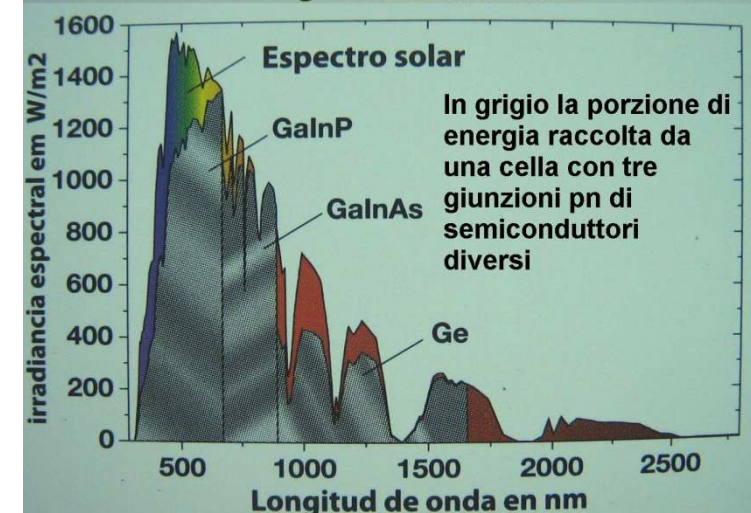
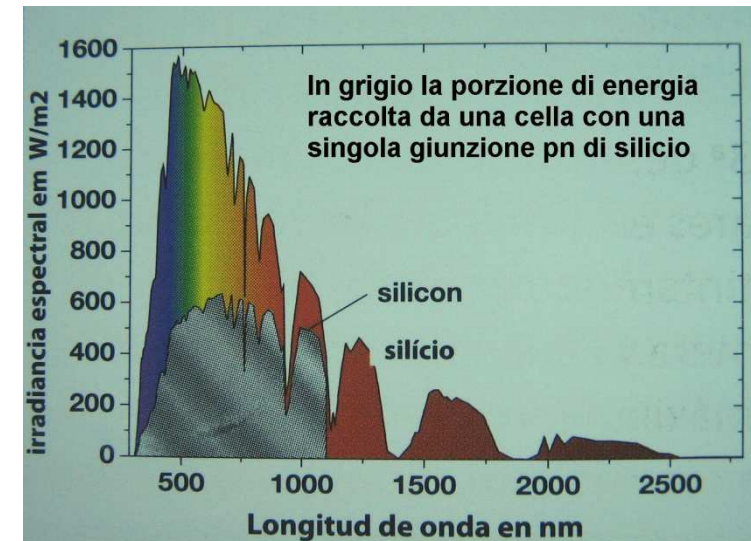
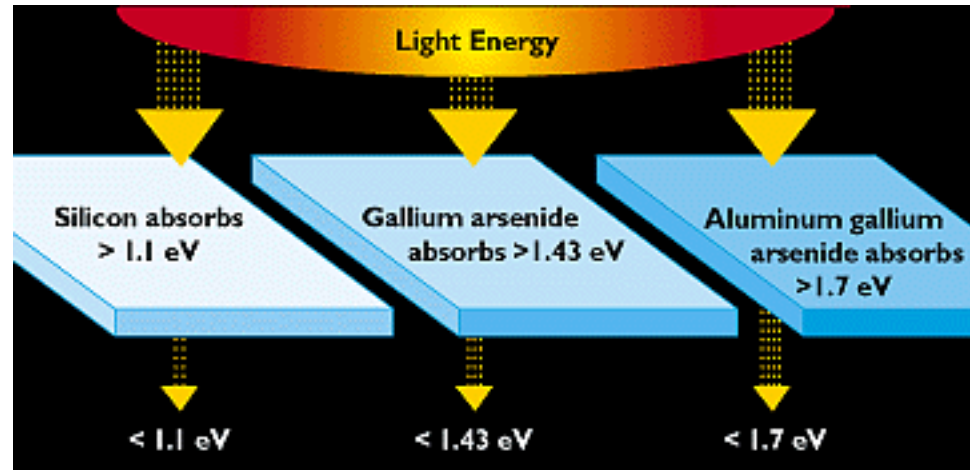
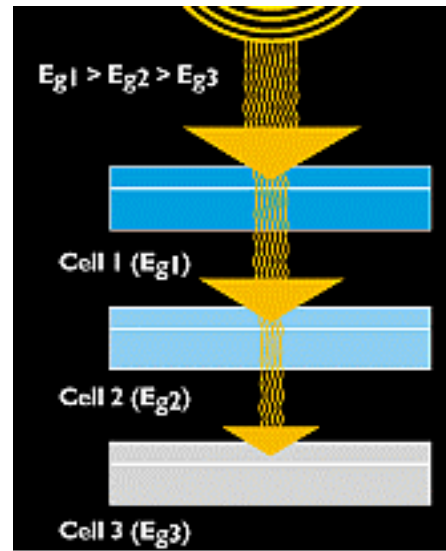


Efficienza di cella: sistemi multigiunzione

- ✓ Combinando più strati di materiali diversi, ciascuno più efficiente in un determinato range di lunghezze d'onda della luce, si possono ottimizzare le prestazioni complessive della cella

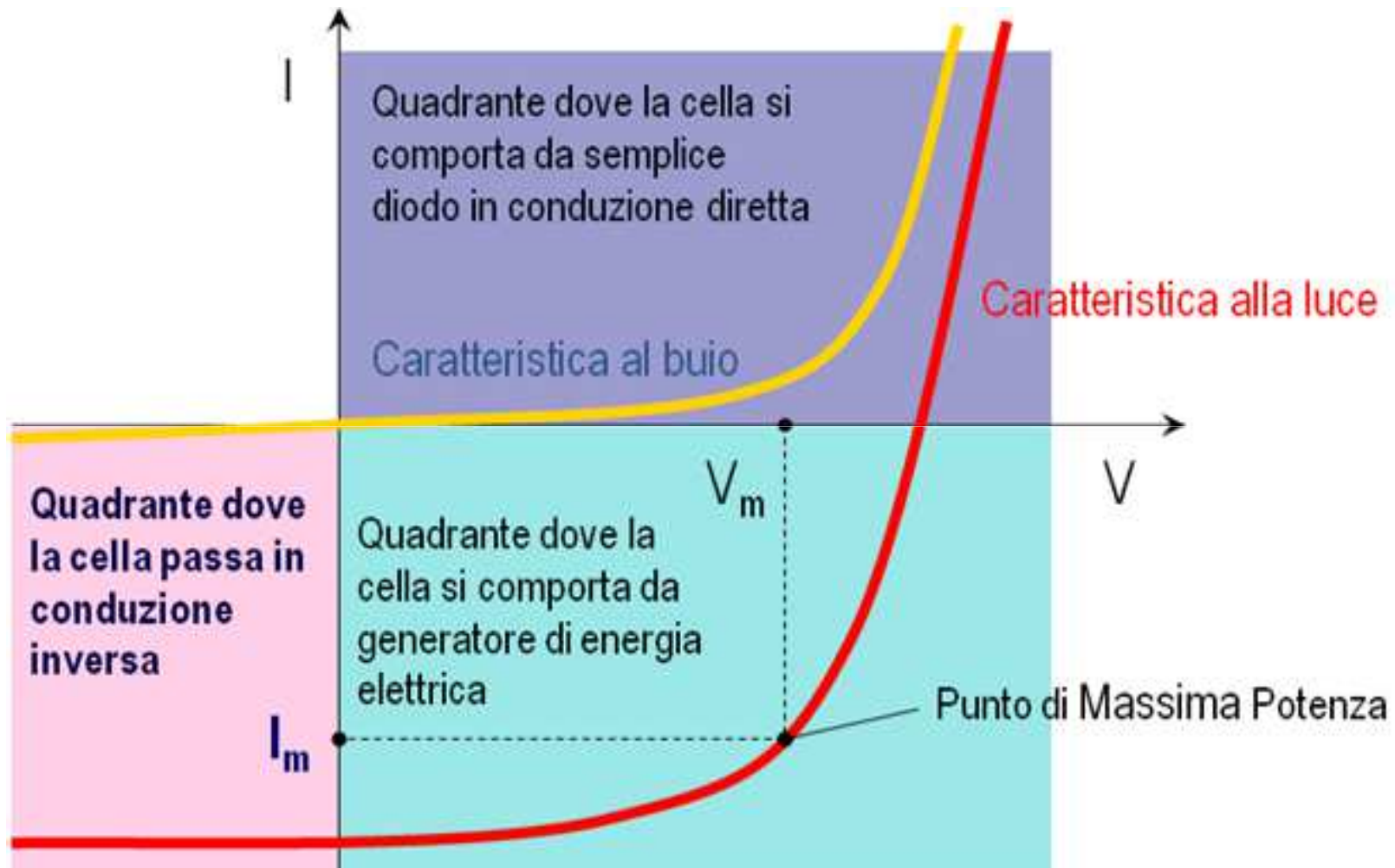
=> *rendimenti > 35%*

(tecnologia ancora in fase sperimentale)



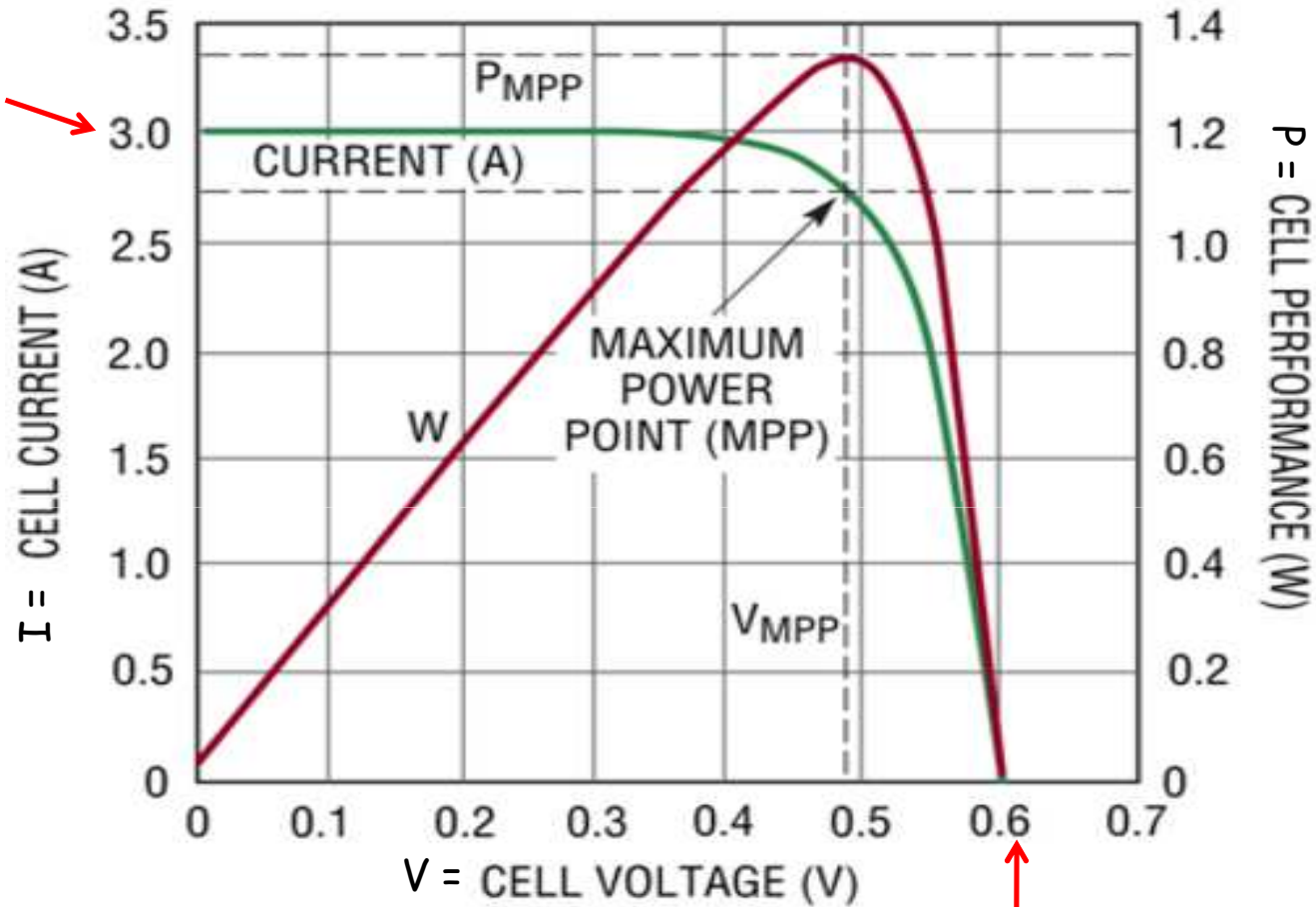
Una cella multigiunzione riesce a "catturare" energia su tutto lo spettro solare
(fonte: Solar Tec AG)

Caratteristica I-V delle celle (per G e T fissate)



Caratteristica I-V delle celle (per G e T fissate) e Fill Factor

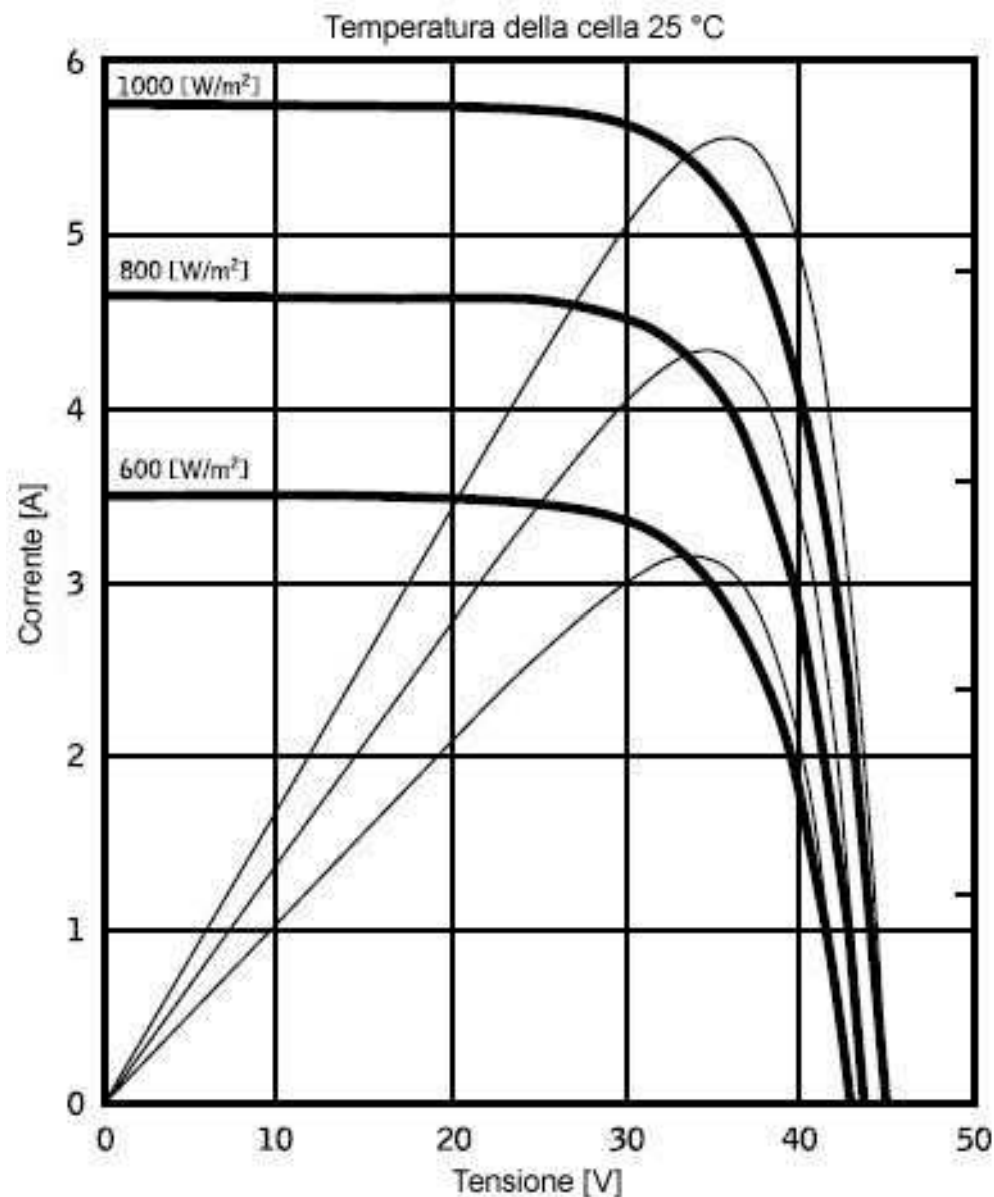
I_{sc}
(corrente
di corto-
circuito)



V_{oc} (tensione a circuito aperto)

- ✓ Un ulteriore parametro utile per valutare l'efficienza della cella, semplicemente in base alla sua caratteristica I-V, è il Fill Factor, $FF = P_{max}/(V_{oc} \cdot I_{sc})$
Nell'esempio : $FF \approx 1,35/(0,60 \cdot 3,0) = 0,75$

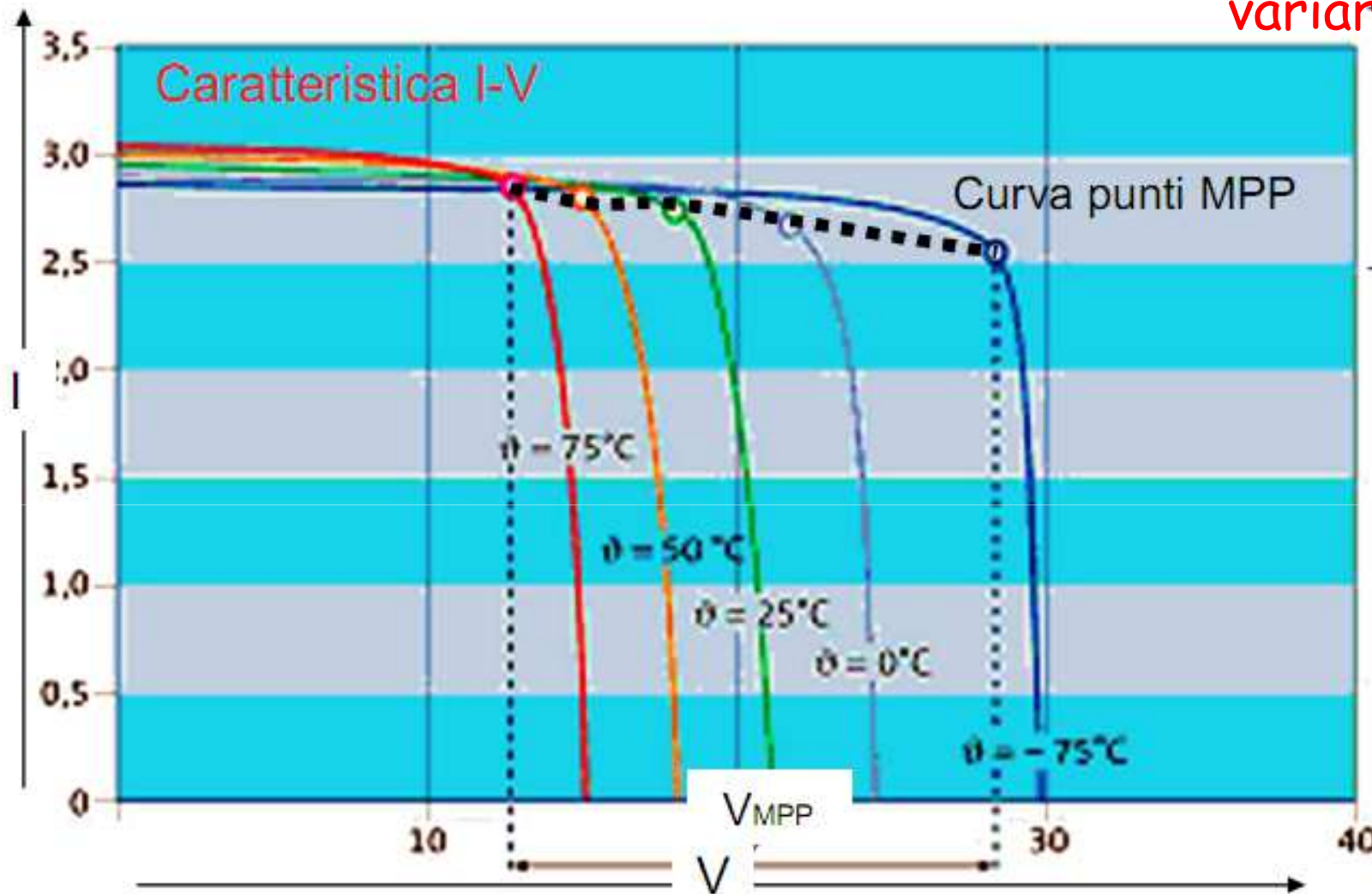
Caratteristica I-V delle celle al variare di G



- La **corrente di corto-circuito** **aumenta** con G (maggiore produzione di coppie elettrone-lacuna), mentre la tensione a circuito aperto, V_{oc} , cambia poco
- L'**efficienza** è **generalmente poco sensibile** a G (almeno per valori di G superiori a 200-300 W/m²)
- La massima potenza, quindi, è pressoché proporzionale a G

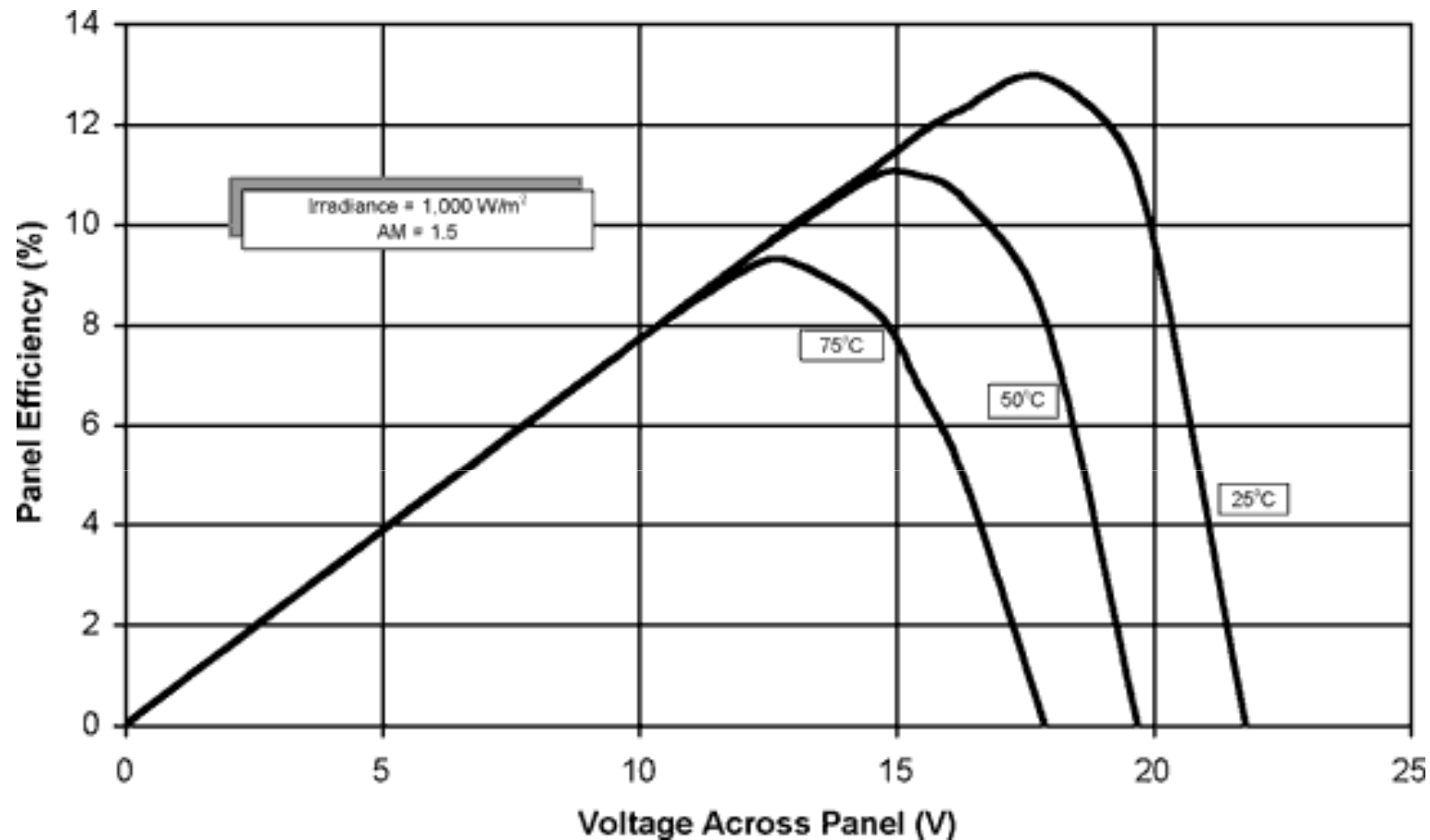
N.B.: le curve sono relative ad un intero modulo, costituito da più celle in serie, e non a una singola cella

Caratteristica I-V delle celle al variare di T



- All'aumentare di T, la tensione a circuito aperto (e quindi la V_{MPP}) diminuiscono (aumentano le perdite per ricombinazione), mentre la I_{sc} varia poco

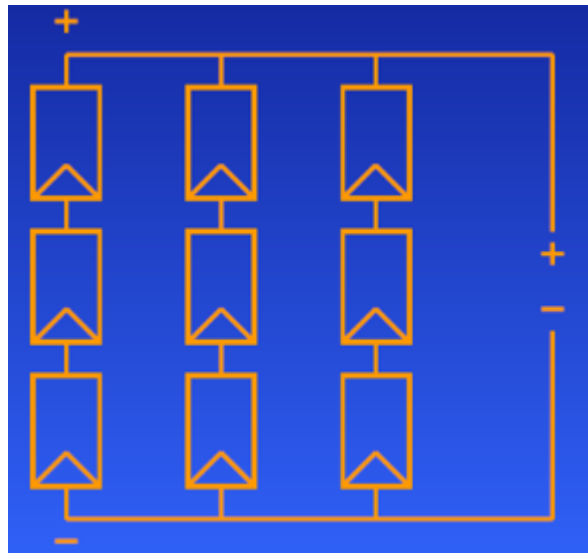
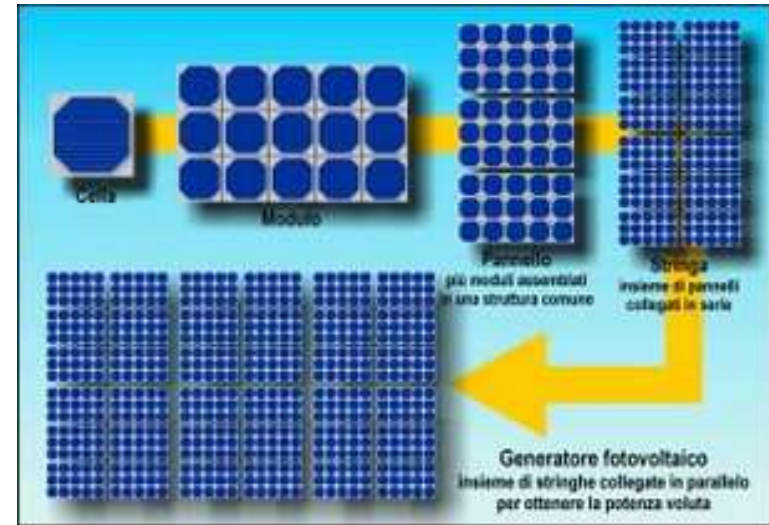
Caratteristica I-V delle celle al variare di T



- Resa ed efficienza diminuiscono all'aumentare di T => necessità di valutare attentamente il comportamento in campo della cella alle effettive temperature di esercizio

Impianti fotovoltaici: dalla cella al generatore

- Una cella singola eroga una potenza di circa $1 \div 2 \text{ W}$, con tensione $V = 0,5 \div 0,6 \text{ V}$
- Più celle (di norma 36), in serie => modulo
($\approx 0,5 \text{ m}^2$, $50 \div 80 \text{ W}$)
- Più moduli (di norma da 3 a 6), in serie => pannello
($\approx 2,0 \text{ m}^2$, $200 \div 300 \text{ W}$)
- Più pannelli, in serie => array (o stringa)
- Più stringhe, in parallelo => generatore o campo

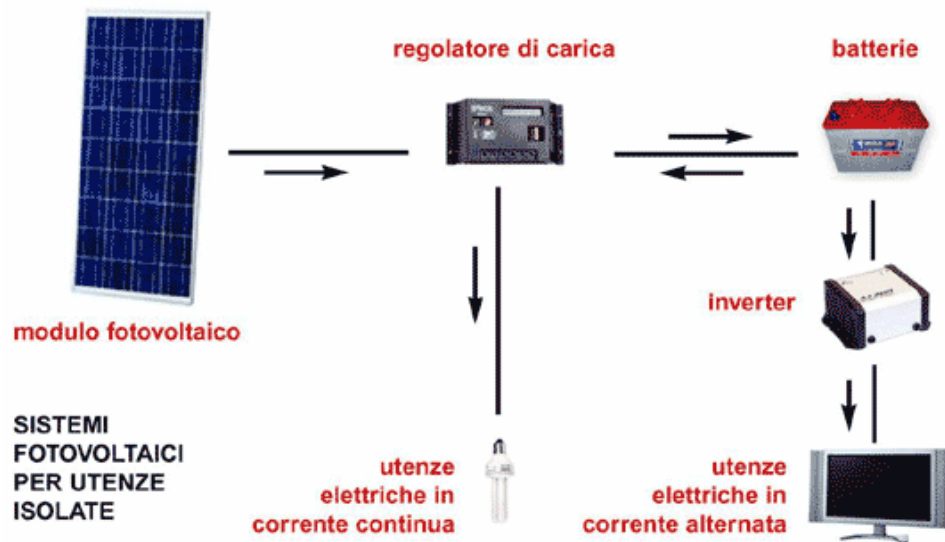


Corrente Stringa = Corrente del modulo ($I_s = I_m$)

Tensione Stringa = Somma delle tensioni dei singoli moduli ($V_s = \sum V_m$)

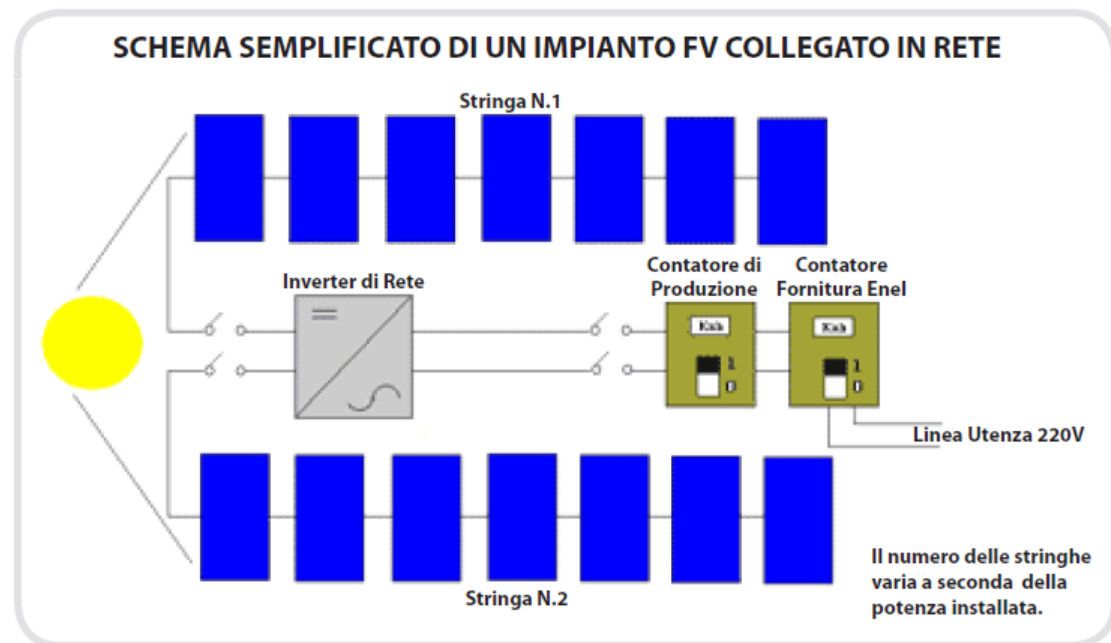
Corrente Totale = Somma delle Correnti delle singole stringhe ($I_t = \sum I_s$)

Tensione Totale = Tensione di Stringa ($V_t = V_s$)



Impianti fotovoltaici isolati ("stand alone") e collegati alla rete ("grid connected")

- Nel seguito, si farà riferimento essenzialmente agli impianti connessi alla rete, ormai molto più comuni di quelli isolati.



Fonte: Energethics, Guida al fotovoltaico

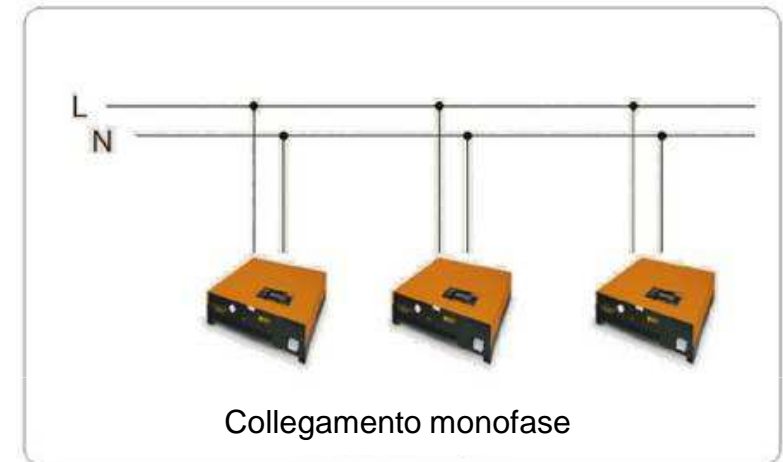
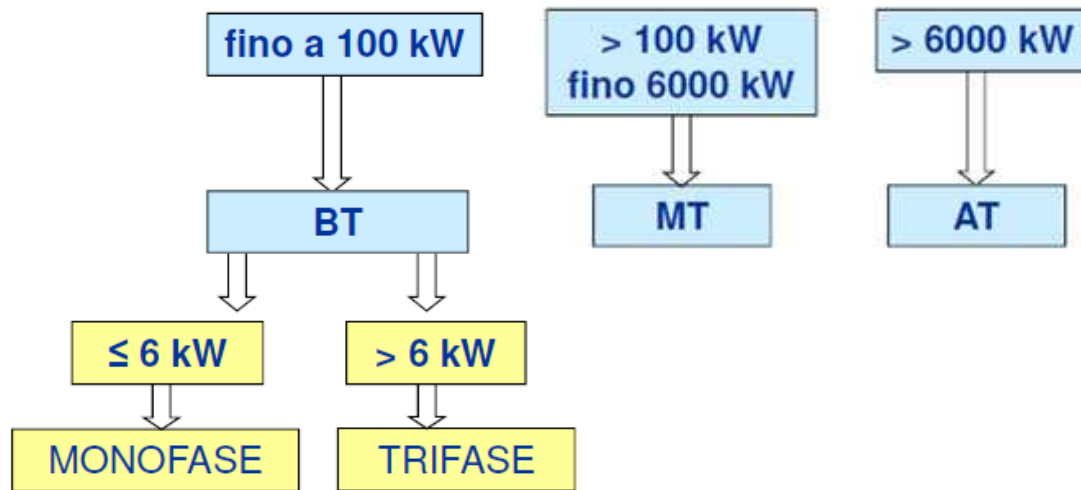
Impianti grid-connetted: inverter

- Negli impianti FV collegati alla rete è ovviamente necessario un dispositivo che **converta la corrente** continua prodotta dalla celle in corrente alternata => inverter
- Più specificamente, l'inverter svolge le seguenti mansioni:
 - **adatta la tensione** del generatore a quella della rete;
 - **controlla e gestisce l'intero sistema** (sono ormai molto diffusi quelli con ricerca automatica del MPP, ovvero con sistema "Maximum Power Point Tracking", MPPT);
 - **protegge** contro guasti, sovratensioni e sovraccarichi.

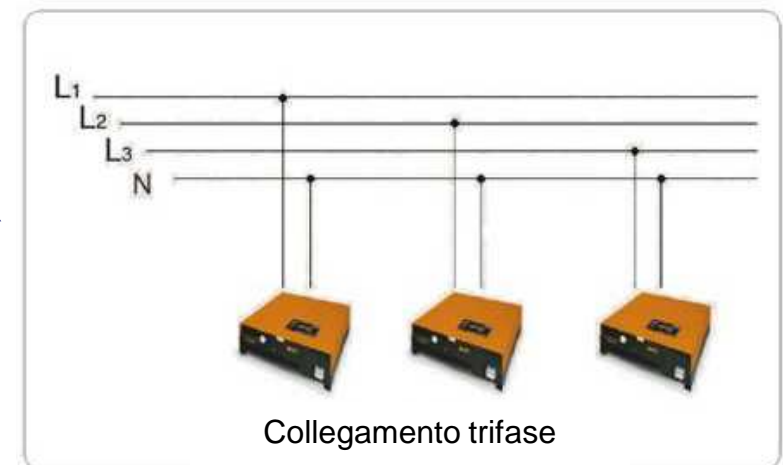


- Gli inverter possono essere:
 - **monofase** (fino a 10 kW) o **trifase** (per potenze maggiori);
 - **con o senza trasformatore** interno di isolamento dalla rete

Impianti grid-connected: criteri di connessione (norme CEI 0-16)



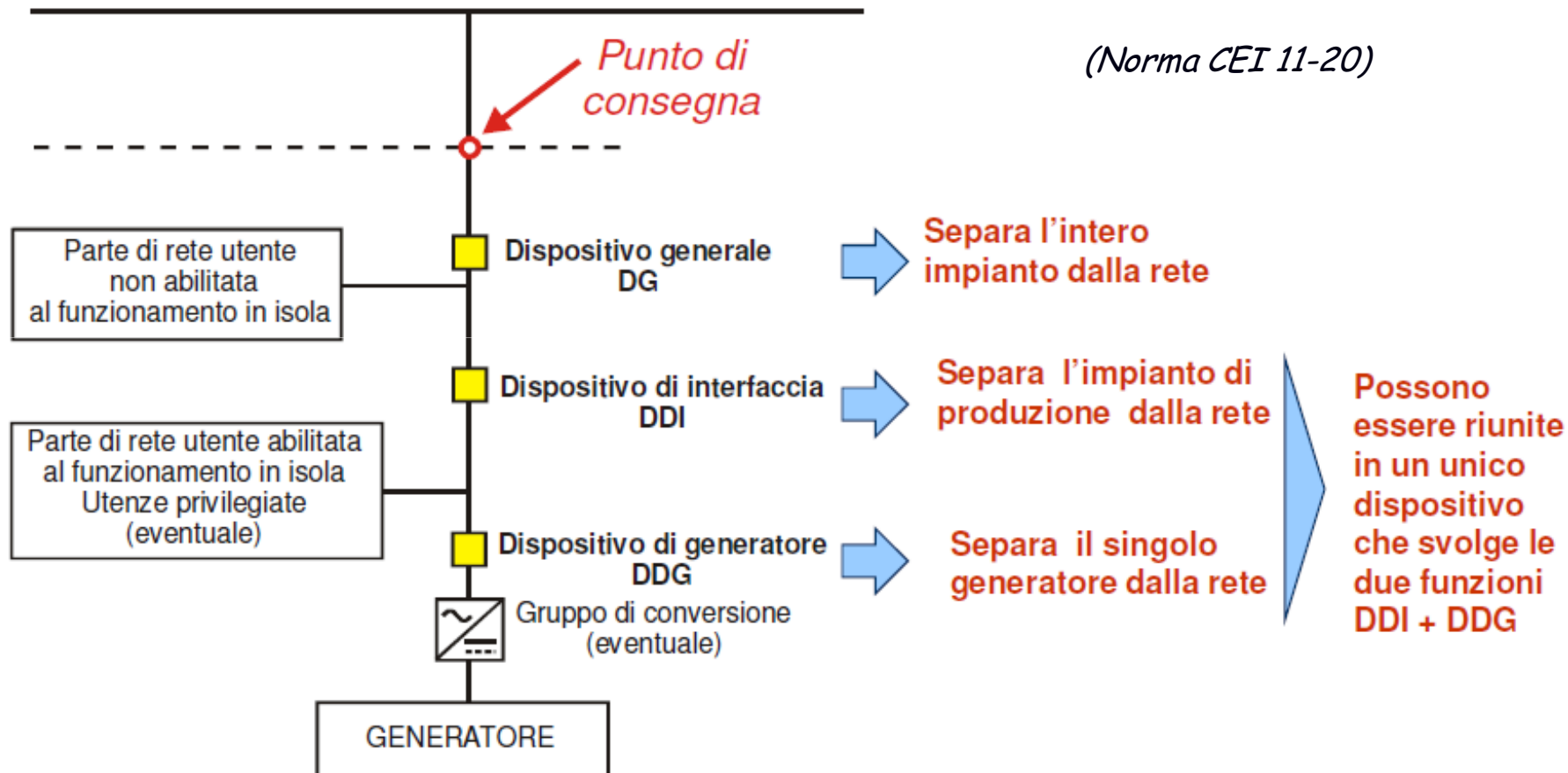
Anche per collegamenti trifase, è consentito (e molto comune) l'utilizzo di più inverter monofase, con **squilibrio max tra le fasi = 6 kW**



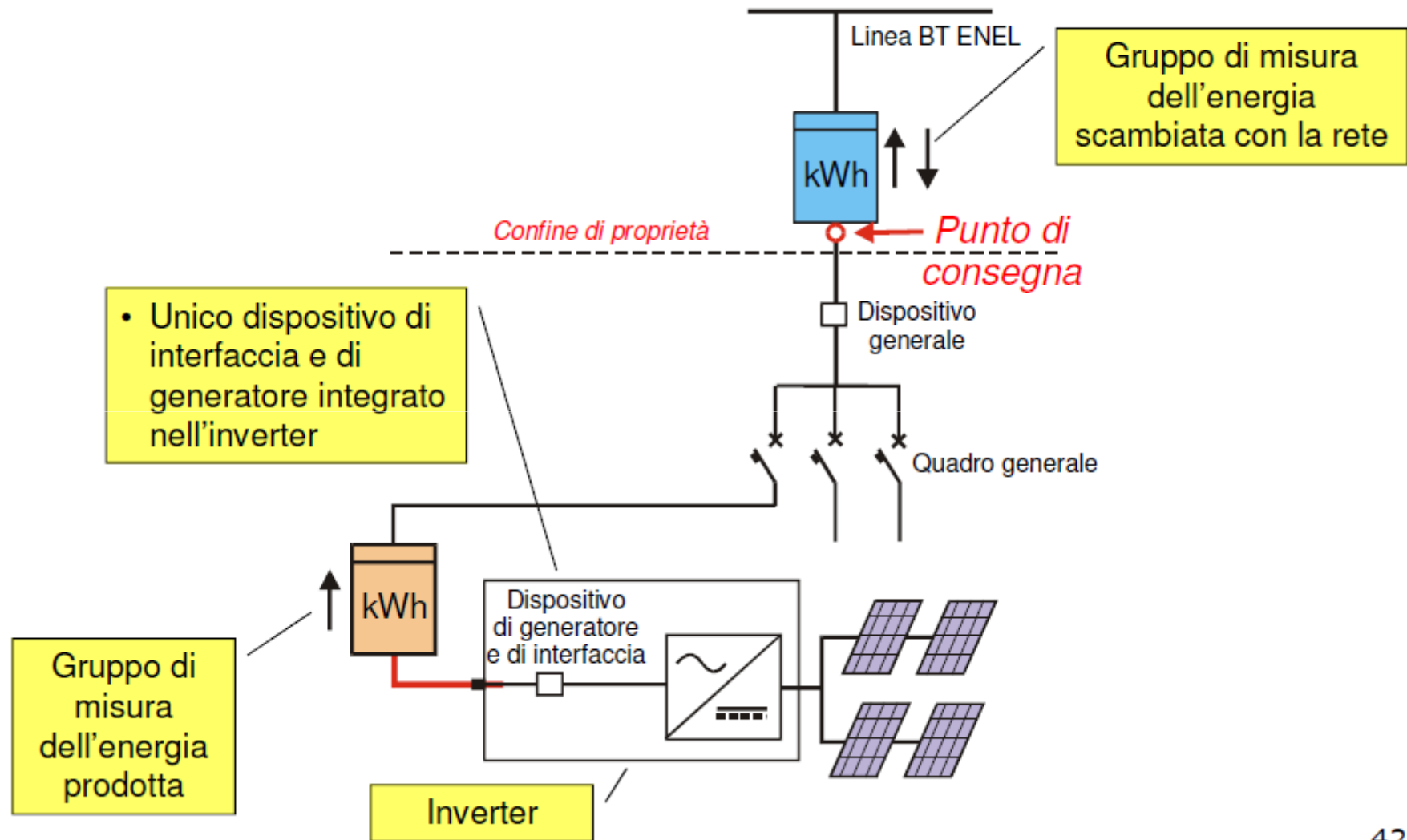
- *BT = bassa tensione (fino a 1 kV)*
- *MT = media tensione (da 1 fino a 35 kV)*
- *AT = alta tensione (> 35 kV)*

Schema generale di connessione di un impianto di produzione alla rete pubblica

RETE DI DISTRIBUZIONE PUBBLICA



Connessione di un impianto FV alla rete BT



I sistemi fotovoltaici: perdite "esterne"

✓ L'efficienza netta di un impianto fotovoltaico, in condizioni operative, è inferiore rispetto a quella nominale (cioè, in condizioni standard: $t = 25\text{ }^{\circ}\text{C}$, $G = 1.000\text{ W/m}^2$) della singola cella, o del singolo modulo, a causa delle seguenti perdite:

- **perdite per surriscaldamento delle celle (rispetto alla temperatura nominale):** come si è visto, all'aumentare della T operativa si riducono le prestazioni delle celle.
- **perdite per degradamento delle celle:** sono le perdite dovute al naturale invecchiamento delle celle;
- **perdite per presenza di polveri e impurità sulla superficie dei moduli:** trascurabili se la **manutenzione** è frequente e corretta e l'ambiente di installazione non è troppo "severo";
- **perdite per resistenze di contatto:** le cariche generate e raccolte nella zona di svuotamento devono essere inviate all'esterno, mediante contatti metallici, posti sul fronte e sul retro della cella; anche se durante la fabbricazione viene effettuato un processo di lega tra il silicio e l'alluminio dei contatti, resta una certa resistenza all'interfaccia;

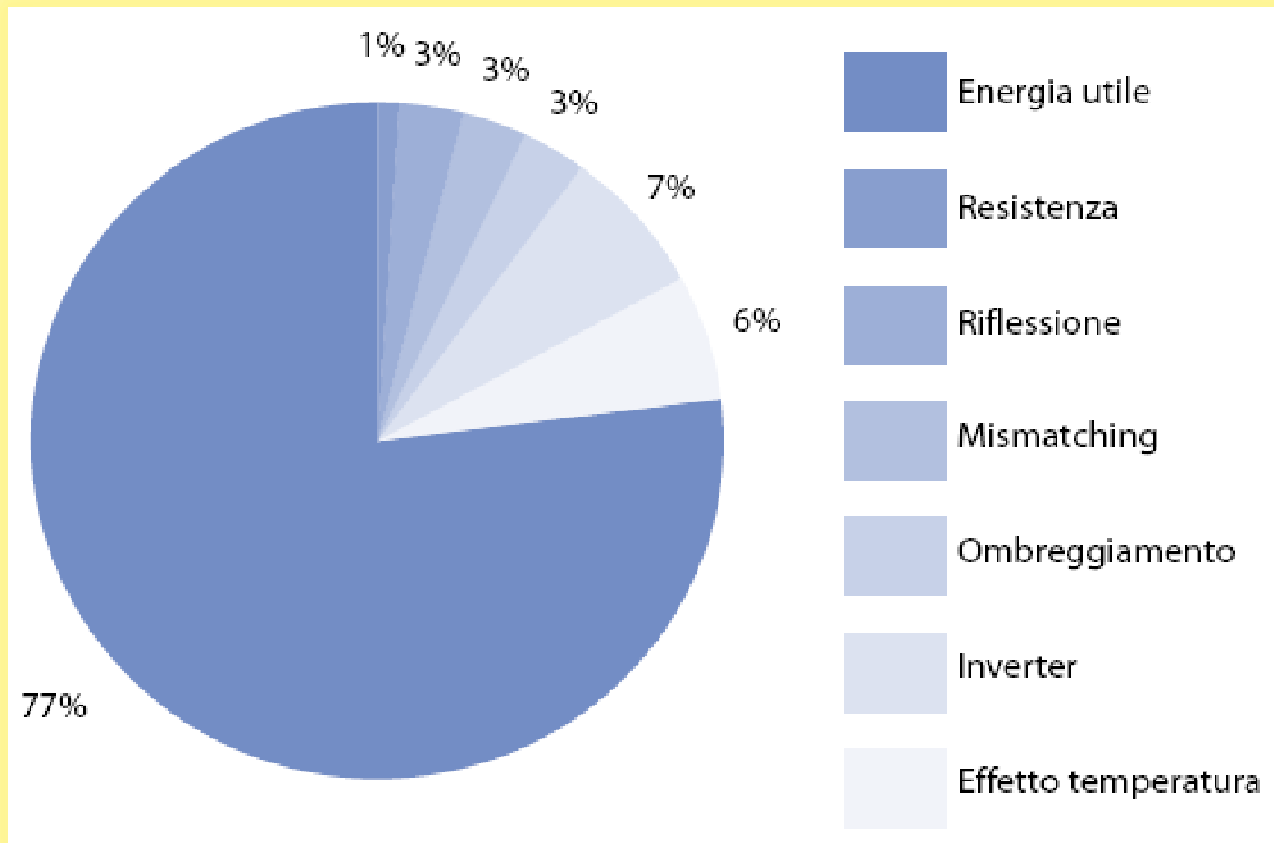
I sistemi fotovoltaici: perdite esterne

- **perdite ohmiche nei circuiti in CC:** sono le perdite dovute alla resistenza dei cavi elettrici, alle cadute di tensione sui diodi di blocco ed alle resistenze di contatto sugli interruttori; per limitarle, è ovviamente indispensabile utilizzare **cavi di buona qualità ("cavi solari"), elevata sezione e lunghezza per quanto possibile contenuta;**
- **perdite nel gruppo di conversione statica:** l'inverter ha una propria efficienza di conversione, che dipende anche dalle condizioni di funzionamento (fattore di carico);
- **perdite per "mismatching":** **l'imperfetto accoppiamento elettrico** tra i moduli riduce la potenza prodotta rispetto al massimo teorico: ad esempio, se due stringhe in parallelo (stessa tensione), servite da uno stesso inverter, hanno condizioni di irraggiamento diverse, tenderanno ad avere punteggi di massima potenza anch'essi diversi, e l'inverter deve scegliere la tensione "mediando" tra le diverse esigenze delle due stringhe... => **è importante, negli impianti di medie e grandi dimensioni, una suddivisione del campo in più sottocampi, ciascuno costituito da pannelli omogenei per condizioni di irraggiamento, e ciascuno servito da un proprio inverter;**
- **perdite per ombreggiamento:** se uno o più moduli sono in ombra, non solo non producono energia (o ne producono poca), ma "bloccano" il funzionamento degli altri moduli della stessa stringa (collegamento in serie => la I deve essere la stessa!); se la I è più alta di quella di corto circuito del modulo, questo può passare addirittura in conduzione inversa, diventando un carico (e surriscaldandosi)

=> è opportuno prevedere dei diodi di by-pass, possibilmente anche più di uno per modulo (v. approfondimento alle pagine successive)

I sistemi fotovoltaici: efficienza del "Balance Of Plant" ed efficienza netta

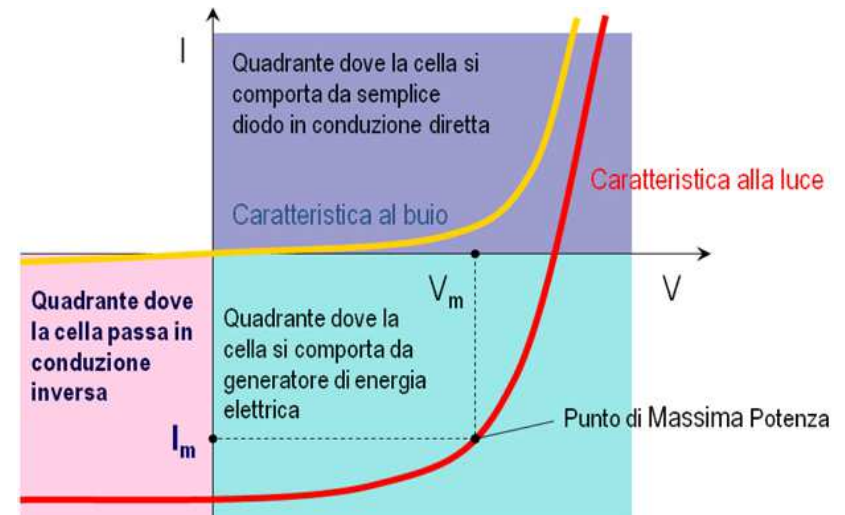
- In definitiva, l'energia netta materialmente disponibile per le utenze è sensibilmente inferiore rispetto a quella erogata dai moduli veri e propri; per questo motivo, nel calcolare l'efficienza dell'impianto si deve moltiplicare quella dei moduli per un rendimento, detto di Balance Of Plant (B.O.P), che tiene conto di tutte le perdite rispetto alle condizioni nominali e di quelle che si verificano nei dispositivi ausiliari (contatti, cavi, inverter, etc.), e che normalmente è **compresa tra il 70% e l'85%**:



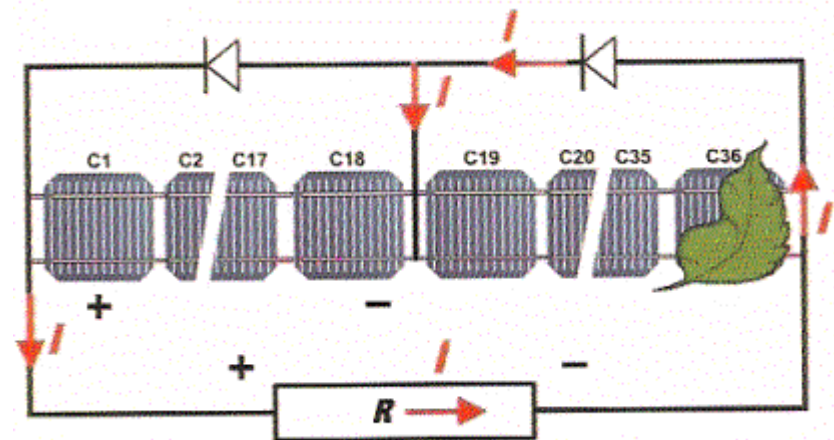
$$\eta_{\text{netto}} = \eta_{\text{moduli}} \cdot \eta_{\text{BOP}}$$

I diodi di bypass

- Se scarsamente irraggiate, le celle fotovoltaiche tendono a ridurre la potenza erogata, influenzando tutta le altre celle in serie; la cella può addirittura passare in **conduzione inversa** (se la I supera il valore di corto circuito, la cella assorbe potenza invece di generarla); si possono quindi verificare delle **sovratensioni e dei surriscaldamenti** ai capi delle celle oscurate, perché le altre celle producono tensione mentre quelle oscurate agiscono come un carico.



- Per evitarne il danneggiamento, vengono usati dei **diodi** che permettono il deflusso della corrente evitando che la stessa passi attraverso la cella oscurata (bypass). L'ideale sarebbe avere un diodo per ogni cella, ma, per ragioni economiche, si usano di solito da **uno a tre diodi per ogni modulo**.

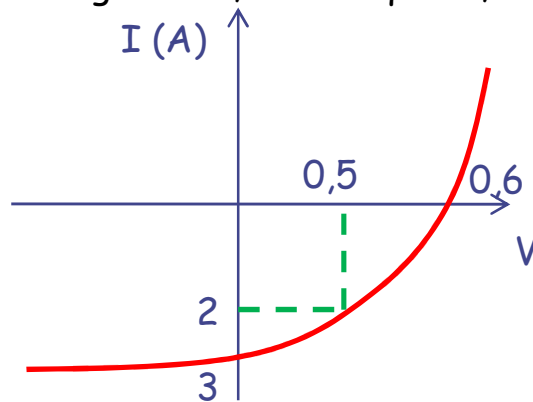


I diodi di bypass: un esempio numerico

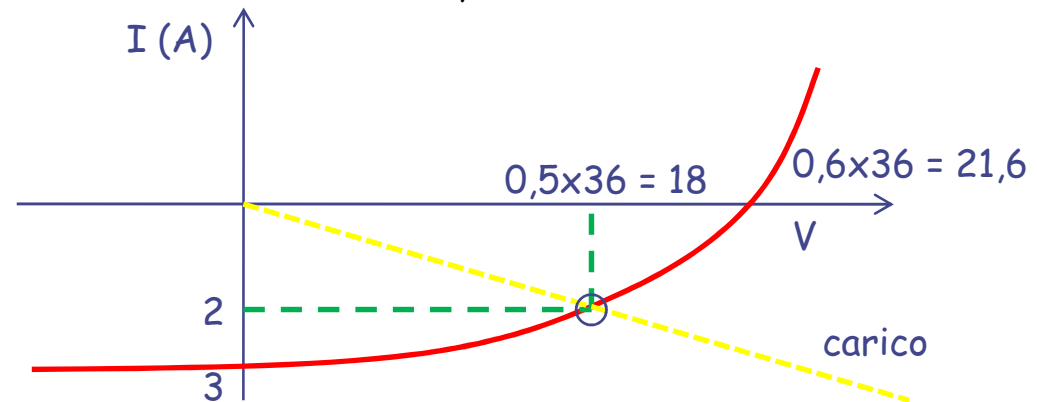
- Supponiamo, ad esempio, che un generatore costituito da un solo modulo con 36 celle in serie, ciascuna con la curva caratteristica in figura, alimenti una resistenza elettrica ($R = 9,0 \text{ ohm}$), e che, in condizioni normali, il punto di intersezione tra carico e generatore si abbia per $I = 2,0 \text{ A} \Rightarrow$

$$\Rightarrow V_{\text{carico}} = RI = 2,0 \times 9,0 = 18 \text{ V} \Rightarrow P_e = VI = 2,0 \times 18 = 36 \text{ W}$$

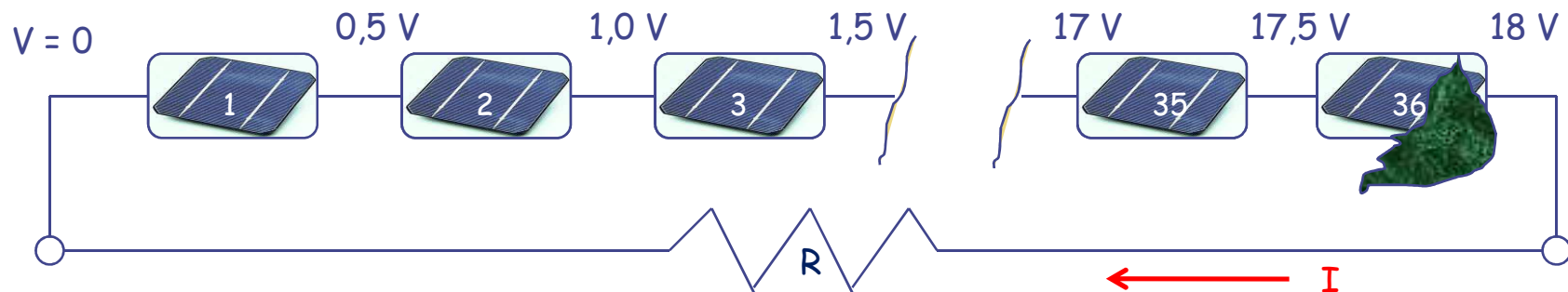
- Per ogni cella, si avrà quindi, ovviamente: $V_{\text{cella}} = V_{\text{carico}}/36 = 0,50 \text{ V}$



SINGOLA CELLA

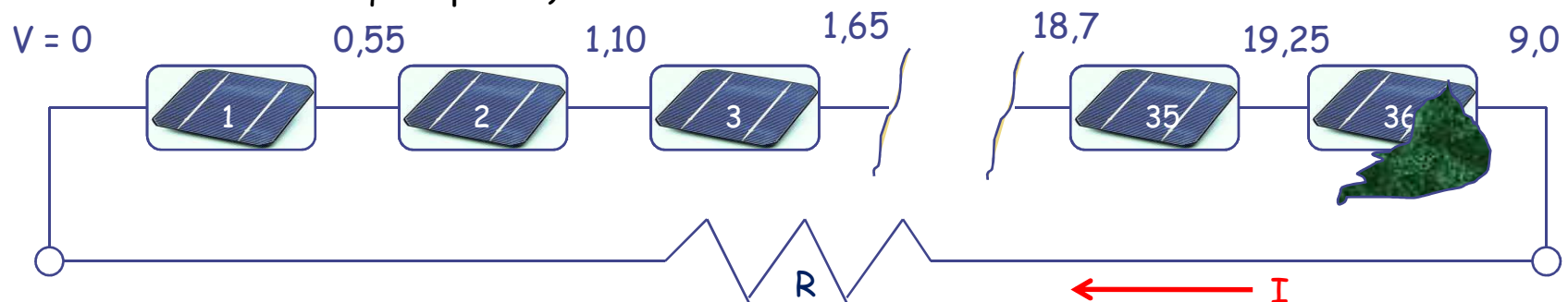
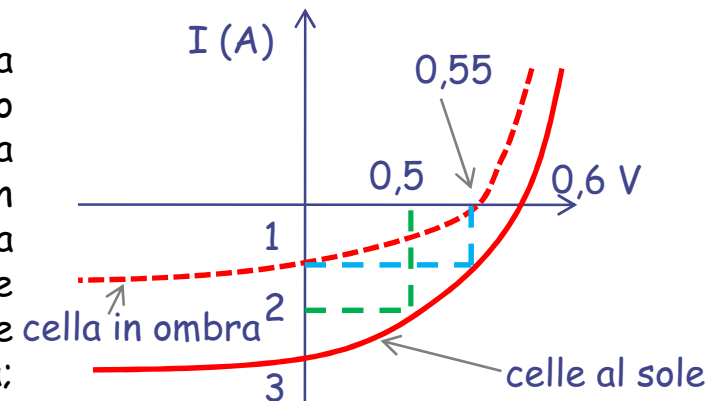


MODULO CON 36 CELLE IN SERIE



I diodi di bypass: un esempio numerico

- Immaginiamo che la cella n. 36 vada parzialmente in ombra, e che la sua curva caratteristica cambi come illustrato in figura: la cella non potrà più erogare la stessa corrente, ma **al massimo** una corrente pari alla nuova I_{sc} (quella corrispondente a $V_{cella_36} = 0$), che supponiamo pari a 1,0 A (dalla curva caratter.). Ipotizziamo, salvo successiva verifica, che la cella 36 eroghi proprio questa corrente; lo stesso dovrà fare ogni altra cella del modulo (le celle sono in serie), sebbene esposta al sole; la tensione erogata dalle celle esposte al sole aumenta, diventando di circa 0,55 V (dalla curva caratter.), per cui le prime 35 celle daranno complessivamente una tensione di $35 \times 0,55 = 19,25$ V, mentre il carico avrà una caduta di tensione $V_{carico} = RI = 9,0 \times 1,0 = 9,0$ V (molto più bassa di prima, essendo proporzionale alla corrente!).
- Si ha dunque un nuovo andamento della tensione: all'uscita della cella 35 la tensione sarà $35 \times 0,55 = 19,25$ V, ma al carico dovrà essere applicata una tensione di soli 9,0 V, quindi la cella 36 si comporterà anch'essa da carico, passando in conduzione inversa e realizzando un abbassamento della tensione da 19,25 a 9,0 V. La corrente sarà solo leggermente maggiore di quella di corto circuito, e quindi la tensione delle celle al sole lievemente maggiore di quella ipotizzata; bisognerebbe iterare la procedura per calcolare i valori effettivi, ma comunque il risultato finale sarà molto vicino ai valori di I tentativo (la curva caract. di cella nel quadrante della conduz. inversa è quasi piatta).

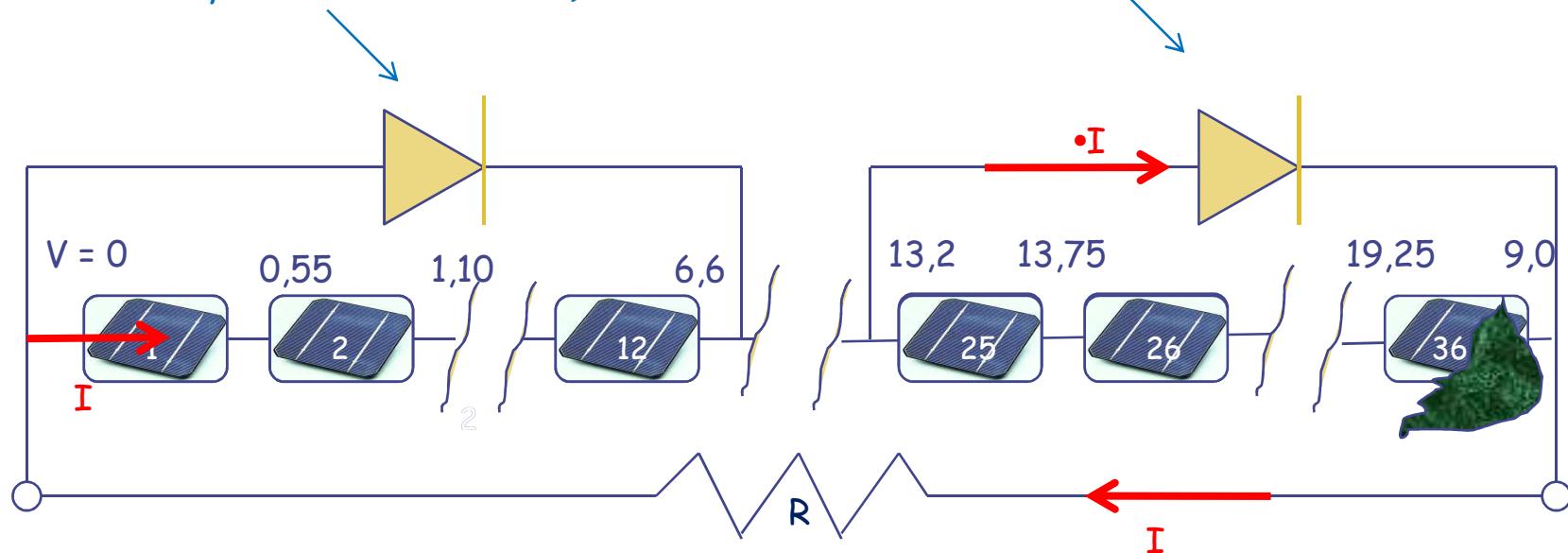


I diodi di bypass: un esempio numerico

- In presenza, ad esempio, di un diodo di bypass ogni 12 celle, il diodo tra la cella 24 e la cella 36 si aprirà per effetto della differenza di tensione = $(24 \times 0,55 - 9,0) \text{ V} = (13,2 - 9,0) \text{ V}$, lasciando passare facilmente corrente e, di fatto, estromettendo le celle da 25 a 36 dal funzionamento; il modulo lavorerà come se avesse 24 invece di 36 celle, ma comunque molto meglio che non nel caso precedente (I e P_e dimezzate, per colpa di un'unica cella in ombra!); se la cella 36 fosse completamente al buio, la differenza sarebbe ancora più importante, perché la I tenderebbe a zero, e l'intero modulo non funzionerebbe più....

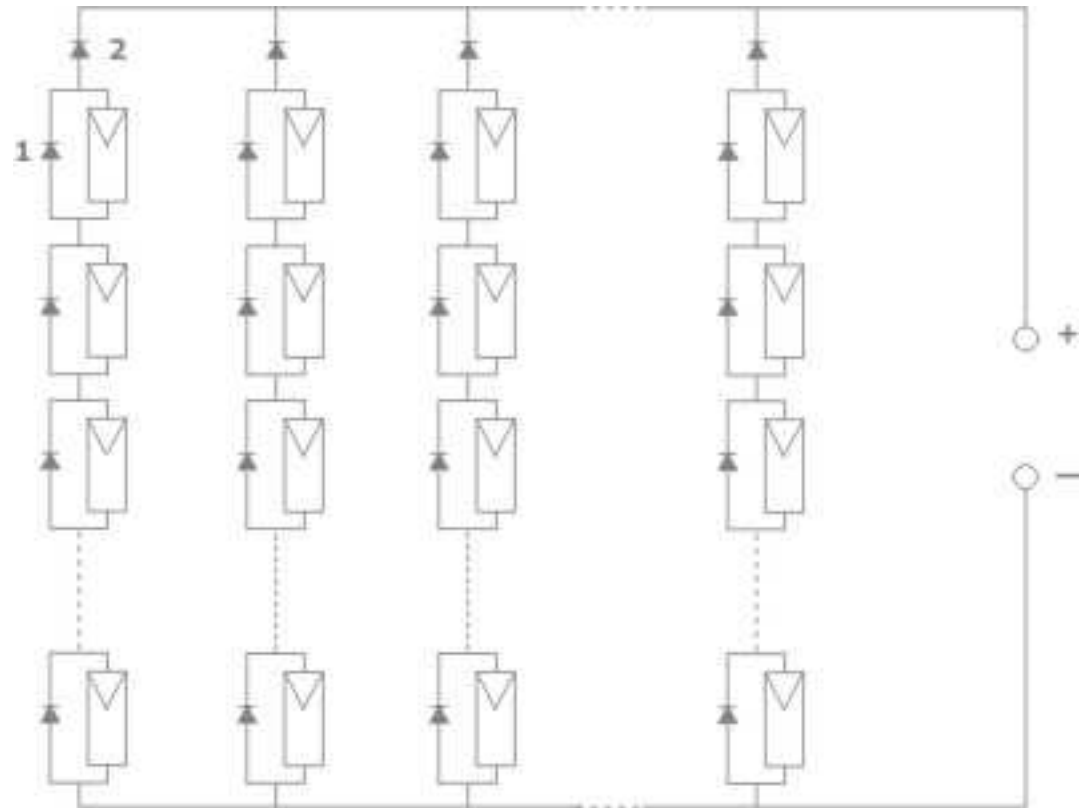
Diodo chiuso (la diff. di potenziale è applicata in verso opposto a quello che consente la circolazione di corrente => polarizzazione inversa)

Diodo aperto (polarizzazione diretta)



I diodi di bypass e di blocco

- Tra le diverse stringhe (in parallelo) sono spesso installati anche dei diodi di blocco, con funzioni protettive (possono però bastare dei fusibili).
- In questo esempio, ogni modulo ha un diodo di bypass e ogni stringa un diodo di blocco



Diodi di bypass (1) e di blocco (2)

Moduli: riepilogo caratteristiche principali *(esempio per un modulo commerciale)*

Esempio di informazioni da data-sheet:

- Potenza nominale, PMPP: 175 W
- Efficienza nominale: 12,8 %
- Tensione nominale, VMPP: 23,30 V
- Corrente nominale, IMPP: 7,54 A
- Tensione a vuoto nominale, Voc: 29,40 V
- Corrente di corto circuito nominale, Isc: 8,02 A
- Tensione massima: 1000 V
- Coefficiente di temperatura per la potenza PMPP: -0,43%/°C
- Coefficiente di temperatura, C_T : - 0,107 V/°C
- Dimensioni: 2000 x 680 x 50 mm
- Superficie complessiva: 1,36 m²

Valori riferiti a condizioni standard (STC):
T = 25 °C, G = 1.000 W/m²

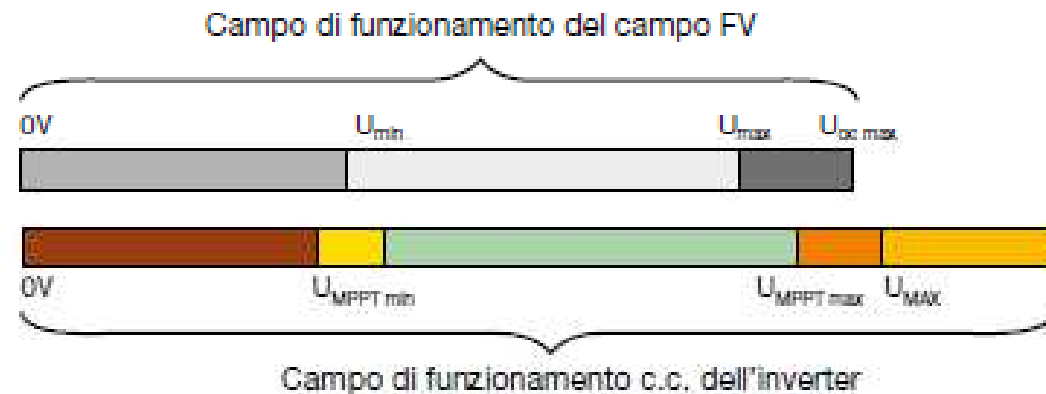
MPP identifica le grandezze elettriche in corrispondenza del punto di massima potenza in condizioni di irraggiamento e temperatura standard.






Inverter: riepilogo caratteristiche principali

(esempio per un modello commerciale)

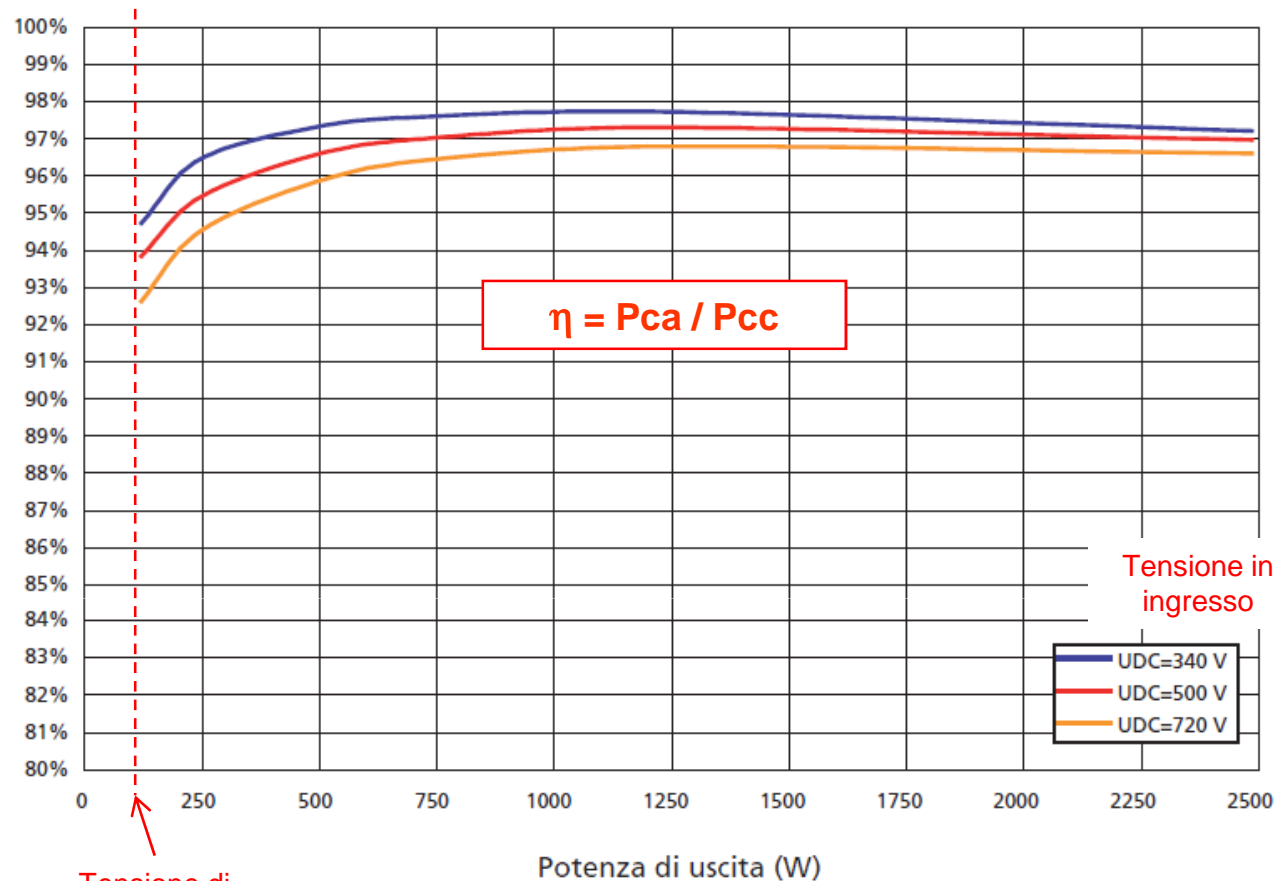
Esempio di informazioni da data-sheet:

- Potenza nominale in ingresso: 3150 W
- Tensione di funzionamento lato c.c. MPPT: 203-600 V
- Tensione massima lato c.c.: 680 V
- Corrente massima in ingresso lato c.c.: 11.5 A
- Potenza nominale in uscita lato c.a.: 3000 W
- Tensione nominale lato c.a.: 230 V
- Frequenza nominale: 50 Hz \pm 1 Hz
- Fattore di potenza: 1
- Rendimento massimo: 95,5%
- Rendimento europeo: 94,8%



-  Mancata accensione dell'inverter
-  Eventuale dipendenza del limite inferiore di funzionamento della tensione della Rete
-  Funzionamento sicuro
-  Blocco per sovratensione di ingresso
-  Possibile danneggiamento dell'inverter

Curva di rendimento NT 2500



L'inverter:
caratteristiche
e prestazioni

Potenza di uscita (%)		5,0	10,0	20,0	30,0	50,0	100,0	Max	Euro
Rendimento	340 V	94,7	96,4	97,3	97,6	97,7	97,2	97,8	97,4
	500 V	93,8	95,4	96,6	97,0	97,3	96,9	97,3	96,9
	720 V	92,6	94,5	95,8	96,4	96,8	96,6	96,9	96,3

I valori si riferiscono a una tensione di rete da 230 V, cos phi = 1 e 25°C temperatura dell'ambiente.

Esempio di curve di rendimento (Sunways Solar Inverters)

Inverter: verifica dell'accoppiamento con il campo solare

- Rendimento Europeo (consente di confrontare su base omogenea modelli diversi):

$$\eta = 0.03 * \eta_5 + 0.06 * \eta_{10} + 0.13 * \eta_{20} + 0.1 * \eta_{30} + 0.48 * \eta_{50} + 0.2 * \eta_{100}$$

- La massima tensione a circuito aperto del generatore (corrispondente alla minima T di funzionamento \approx T minima di progetto della località, ad ex. per Napoli non oltre 2 °C, o anche meno, per prudenza) deve essere compatibile con la max V in ingresso per l'inverter:

$$V_{oc_FV}(Tmin) < V_{max_inverter}$$

- La tensione $V_{oc_FV}(Tmin)$, per ciascun modulo, può essere ricavata dalle curve caratteristiche oppure anche stimata come:

$$V_{oc_FV}(Tmin) = V_{oc}(STC) - C_T \times (25 - Tmin)$$

con $V_{oc,STC}$ = tensione a circ. aperto per il modulo in condizioni standard (1.000 W/m², 25 °C, Air Mass = 1,5) e C_T = coefficiente di temperatura del modulo (ad ex., tipicamente: -0,107 V/°C per moduli in Si cristallino, con 36 celle in serie).

- Abitualmente, se la tensione $V_{oc_FV}(Tmin)$ risulta inferiore al limite del 120% della tensione a vuoto in condizioni standard, $V_{oc}(STC)$ nelle verifiche di accoppiamento si assume prudenzialmente il valore più alto.

Inverter: verifica dell'accoppiamento con il campo solare

- I valori minimo e massimo delle tensioni al punto di massima potenza del generatore devono essere interni al campo di regolazione MPPT dell'inverter, ovvero:

$$V_{MPP_FV}(Tmin) < V_{MPP,max_inverter}$$

$$V_{MPP_FV}(Tmax) > V_{MPP,min_inverter}$$

- le V_{MPP} alla $Tmin$ e alla $Tmax$ possono essere ricavate dalle curve caratteristiche oppure di nuovo calcolate in base al C_T dei moduli, applicando nel secondo caso un coefficiente correttivo K rispetto alle STC (K minore di 1, ricavabile dalla curva caratteristica), per tener conto della riduzione della V_{MPP} al diminuire della G
- la $Tmax$ può essere stimata come:

$$Tmax = Ta,max + (NOCT-20)*Gmax/800$$

dove Ta,max è la max temperatura ambiente convenzionale nella località (ad ex., a Napoli: 32 °C), $NOCT$ è la Normal Operating Cell Temperature fornita dal costruttore dei moduli, $Gmax$ è l'irradiazione massima (di solito: 1.000 W/m²)

Inverter: verifica dell'accoppiamento con il campo solare

- La somma delle correnti delle stringhe (nelle condizioni peggiori, ovvero in corto circuito) deve essere minore della corrente massima in ingresso prevista per l'inverter, ovvero:

$$\Sigma I_{sc,stringa} < I_{max,inverter}$$

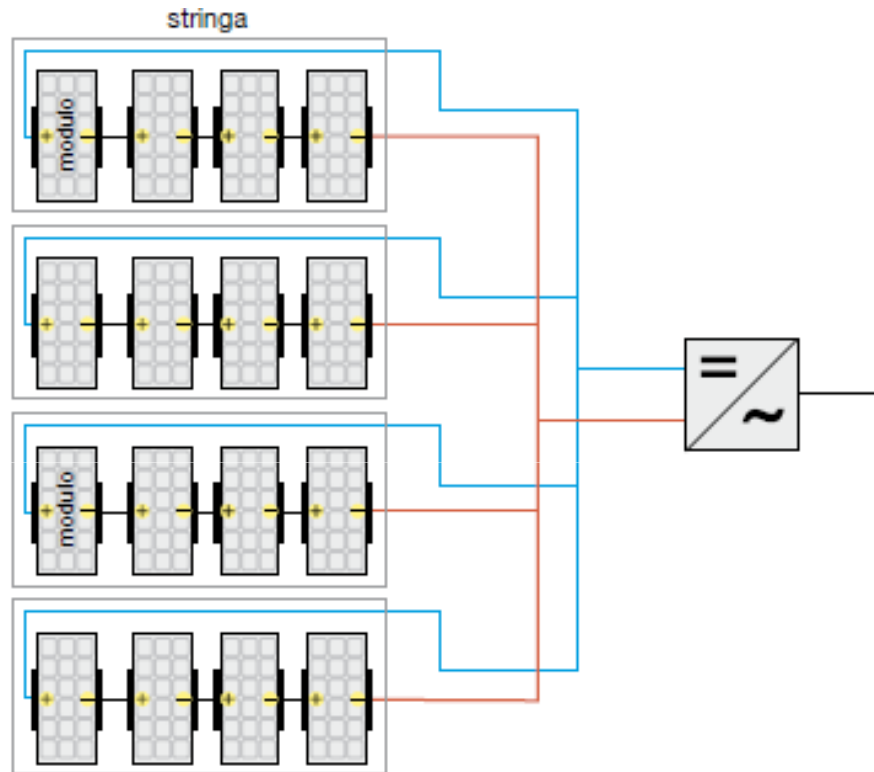
- Infine, per ottenere una buona efficienza media dell'inverter, è bene che la Pmax in uscita (AC) dall'inverter sia compresa tra l'80% e il 100% della Pmax prodotta (in CC) dal campo, ovvero della potenza massima in ingresso per l'inverter:

$$P_{max,out} = K \times P_{max,in} \text{ con } K = 0,8 \div 1,0$$

con il seguente criterio: per climi rigidi conviene assumere valori di K più bassi (il campo solare lavora più a lungo in condizioni di irraggiamento inferiori a quello massimo: la perdita di produzione che si ha quando la P in ingresso all'inverter, ovvero quella prodotta dal generatore fotovoltaico, è massima è compensata dal miglior comportamento a carico parziale), mentre per climi caldi o temperati conviene assumere $K \approx 0,95 \div 1$.

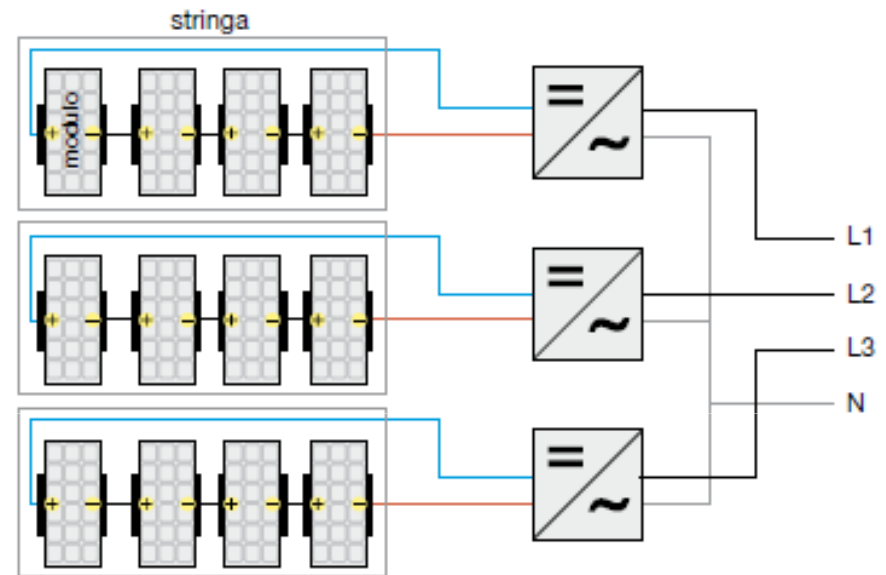
Possibili configurazioni dell'impianto

Inverter centralizzato



- *Costi minori, maggiore efficienza nominale*
- *Maggiori perdite per: mismatching, V minime di avviamento più alte....*

Inverter di stringa

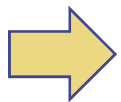
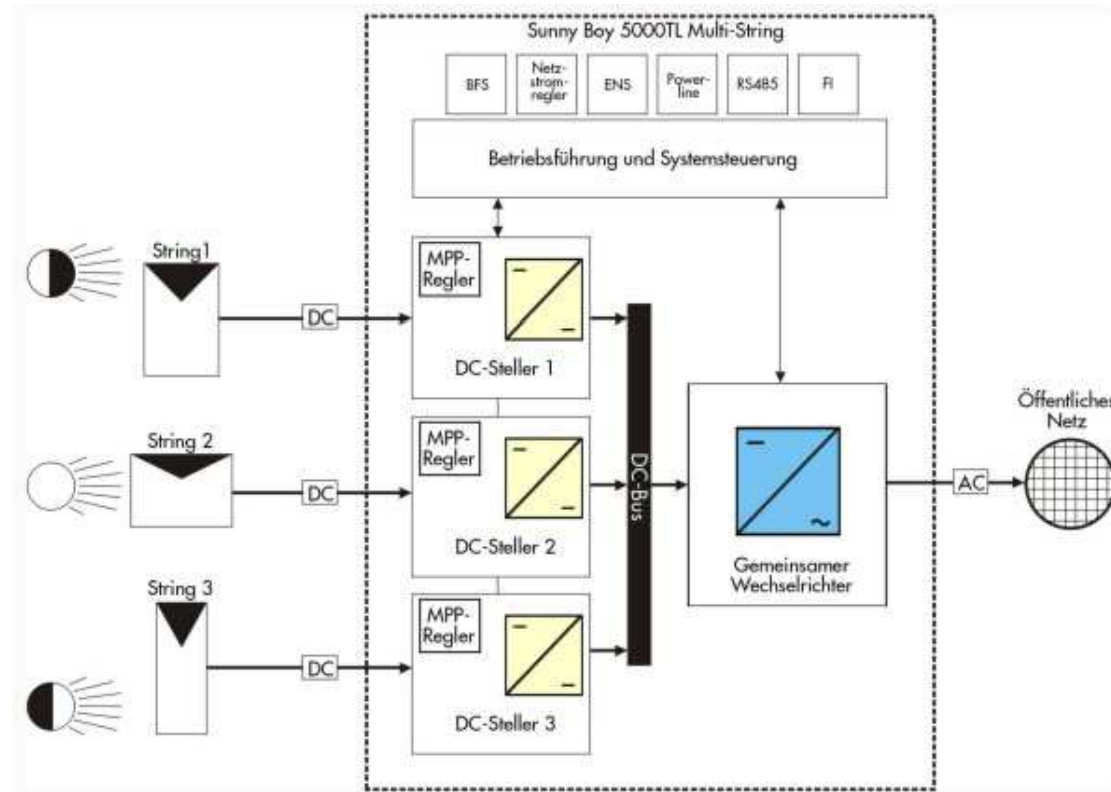


- *Costi maggiori, minore efficienza nominale*
- *Minori perdite per mismatching, V minime di avviamento inferiori*
- *...*

Possibili configurazioni dell'impianto

Inverter multi-stringa

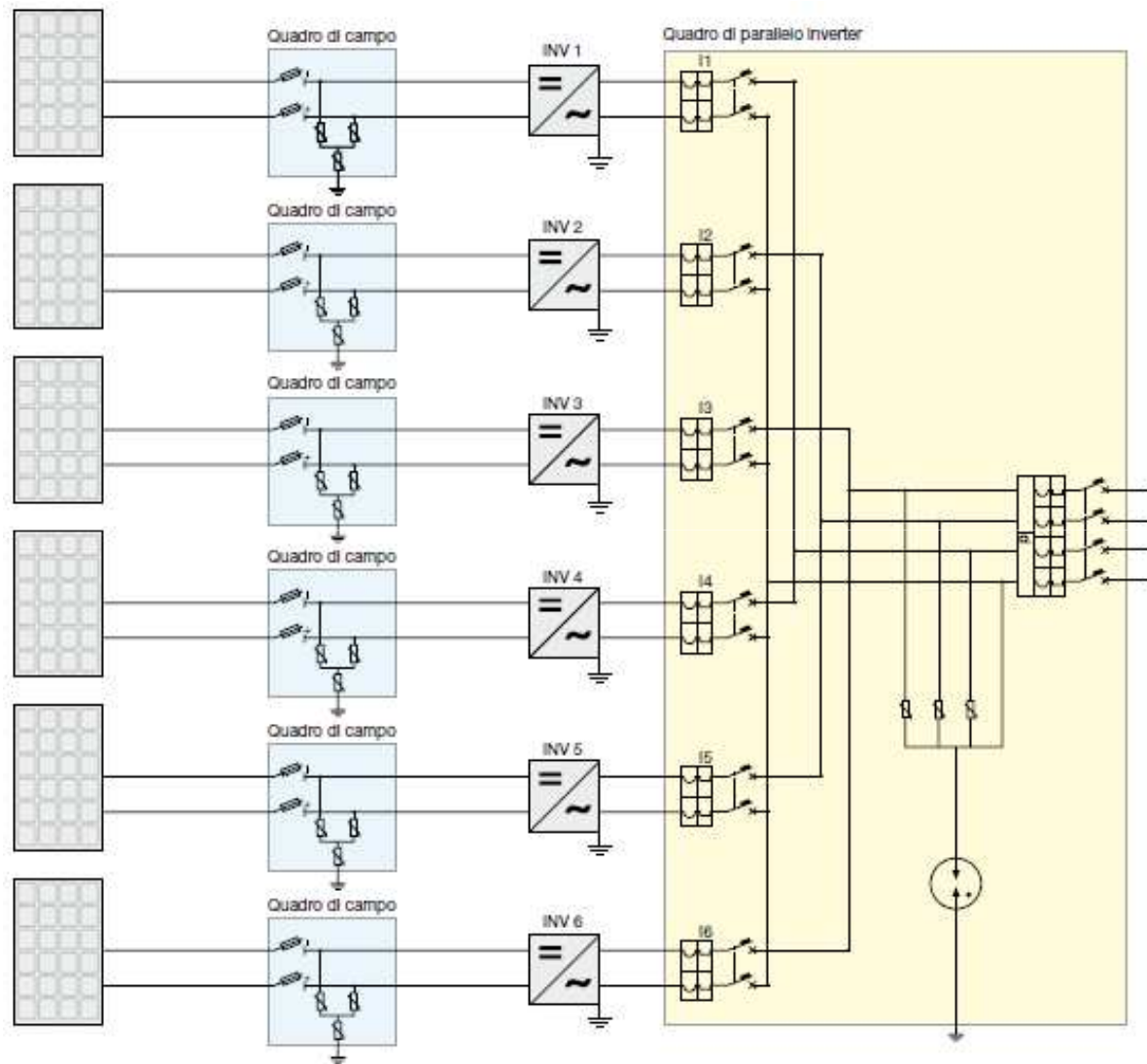
(MPPT affidato per ogni singola stringa a sistemi di regolazione in corrente continua; un unico inverter centralizzato opera la conversione in CA)



Compromesso ottimale tra inverter centralizzati e di stringa

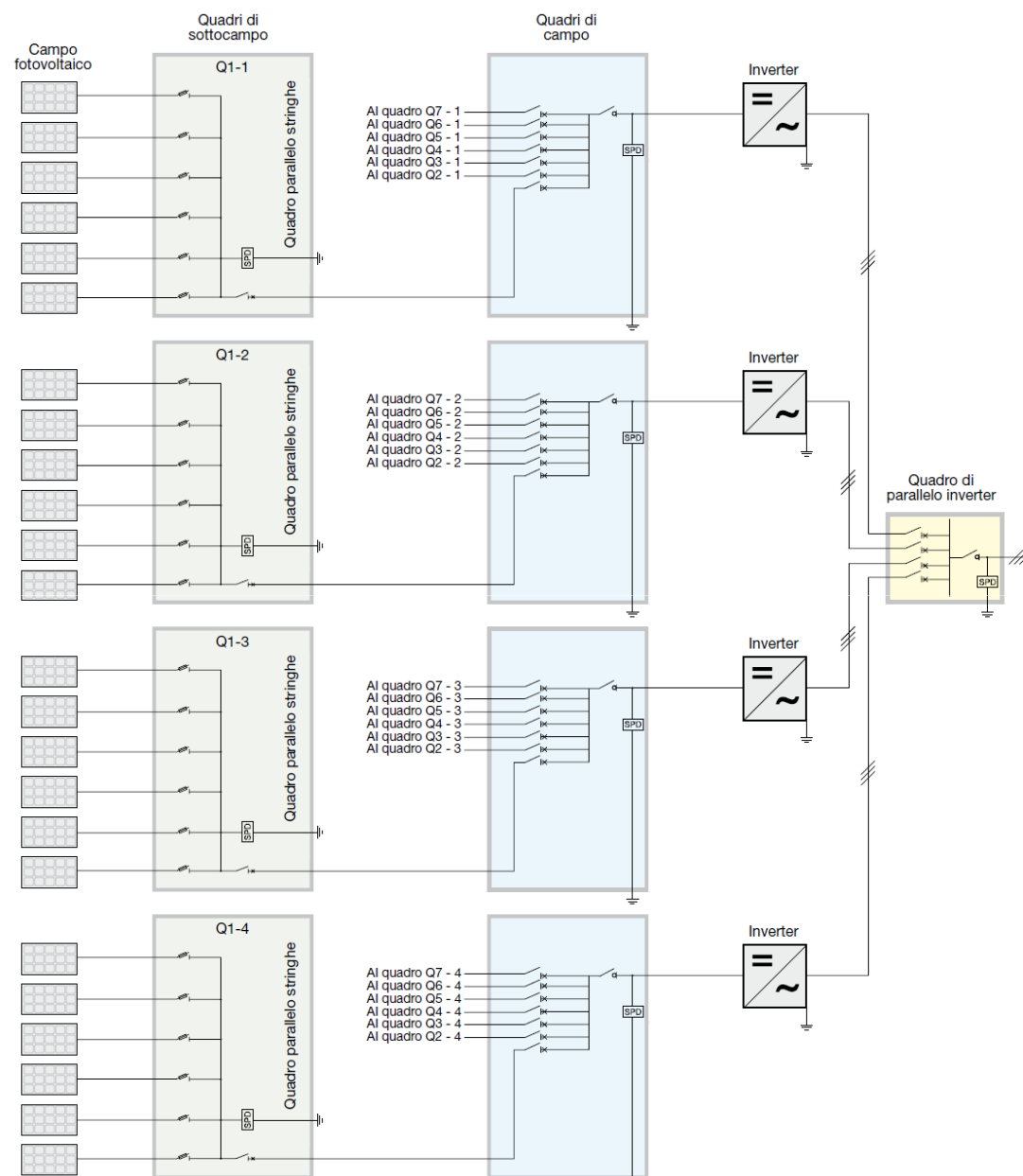
Possibili configurazioni dell'impianto

- ✓ Negli impianti di dimensioni **medio-piccole**, si preferisce di solito una soluzione con **più inverter monofase distribuiti equamente sulle tre fasi** (e neutro comune), utilizzando **poi un unico trasformatore** (esterno) di separazione dalla rete pubblica.
- ✓ Per gli impianti **più piccoli**, si usa di solito **un unico inverter con ingresso monofase e uscita trifase** (in genere però si tratta sempre di più inverter monofase assemblati in un unico package).



Possibili configurazioni dell'impianto

- ✓ Negli impianti **medio-grandi** è solitamente conveniente avere una struttura dell'impianto con **inverter trifase, ciascuno con trasformatore interno**, a cui vengono collegate più stringhe messe in parallelo sul lato c.c. nei quadri di sottocampo



Dimensionamento degli impianti FV: criteri progettuali

- ✓ Il dimensionamento dell'impianto dipende dai vincoli progettuali, in particolare occorre verificare quale dei seguenti vincoli sia più stringente:

- **superficie disponibile** per l'installazione, considerando anche il problema dell'ombreggiamento: se i moduli vanno disposti su più file, **la distanza minima deve essere circa 3 volte l'altezza massima** del pannello sul piano di installazione, (ovvero, circa 1,5 volte l'altezza del pannello, considerando un'inclinazione intorno ai 30°), quindi la superficie disponibile va ridotta in proporzione
- potenza/energia massima producibile (ad esempio, se si vuole autoconsumare tutta l'energia prodotta, e/o esistono limitazioni di potenza per la connessione alla rete...)
- capitale disponibile per l'investimento



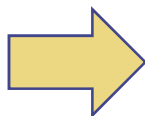
m² necessari per ottenere 1 kWp:

- Si mono: da 7 a 9
- Si poli: da 9 a 11
- Film sottile: da 11 a 13

Progettazione di massima: un esempio

- ✓ Si vuole progettare un impianto fotovoltaico con potenza di picco pari a circa 3 kWp, con orientamento a sud e tilt = 30°, utilizzando dei moduli con le seguenti caratteristiche:

- Potenza nominale, PMPP: 175 W
- Efficienza nominale: 12,8 %
- Tensione nominale, VMPP: 23,30 V
- Corrente nominale, IMPP: 7,54 A
- Tensione a vuoto, Voc: 29,40 V
- Corrente di corto circuito, Isc: 8,02 A
- Tensione massima: 1000 V
- Coeff. di temperatura per la PMPP: -0,43%/°C
- Coefficiente di temperatura, C_T : - 0,107 V/°C
- Dimensioni: 2000 x 680 x 50 mm
- Superficie complessiva: 1,36 m²

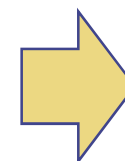


- N. di moduli = $3000/175 = 17 \Rightarrow$
 $\Rightarrow P_e \text{ effettiva} = 175 \times 17 = 2,98 \text{ kW}$
- Area attiva = $17 \times 1,36 = 23 \text{ m}^2$



Ipotizzando temperature minima e massima dei pannelli di -10°C e +70°C, si ottengono i seguenti valori limite:

- Tensione a vuoto massima:
 $29,40 + 0,107 \times (25 + 10) = 33,2 \text{ V}$
- Tensione MPP minima:
 $23,30 + 0,107 \times (25 - 70) = 18,5 \text{ V}$
- Tensione MPP massima:
 $23,30 + 0,107 \times (25 + 10) = 27,0 \text{ V}$



Progettazione di massima: un esempio

- ✓ Considerata la modesta potenza in gioco e la possibilità di collocare i moduli in condizioni omogenee per esposizione e ombreggiamento, si ipotizza di installarli in un'unica stringa
- ✓ Dai valori ricavati precedentemente (Tensione a vuoto massima = 33,2 V, Tensione MPP minima = 18,5 V, Tensione MPP massima = 27,0 V)



Caratteristiche elettriche della stringa:

- Tensione MPP: $17 \times 23,30 = 396 \text{ V}$
- Corrente MPP: 7,54 A
- Corrente di corto circuito massima: $1,25 \times 8,02 = \mathbf{10 \text{ A}}$
- Tensione a vuoto massima: $17 \times 33,2 = 564 \text{ V}$
(si assume però, prudenzialmente, il valore $17 \times 29,4 \times 1,2 = \mathbf{600 \text{ V}}$, cioè il 120% della tensione a vuoto massima)
- Tensione MPP minima: $17 \times 18,5 = \mathbf{315 \text{ V}}$
- Tensione MPP massima: $17 \times 27,0 = \mathbf{459 \text{ V}}$

Progettazione di massima: un esempio

- ✓ Data la piccola potenza dell'impianto fotovoltaico e per effettuare la connessione diretta alla rete in BT monofase, si sceglie un inverter monofase con le seguenti caratteristiche:

- Potenza nominale in ingresso: 3150 W
- Tensione di funzionamento lato c.c. MPPT: 203-600 V
- Tensione massima lato c.c.: 680 V
- Corrente massima in ingresso lato c.c.: 11.5 A
- Potenza nominale in uscita lato c.a.: 3000 W
- Tensione nominale lato c.a.: 230 V
- Frequenza nominale: 50 Hz \pm 1 Hz
- Fattore di potenza: 1
- Rendimento massimo: 95,5%
- Rendimento europeo: 94,8%



POTENZA NOMINALE IN USCITA

Considerando solo il rendim. dell'inverter: $P_{e,netta} = 2,98 \cdot 0,955 = 2,85 \text{ kW}$

Ipotizzando (per il calcolo occorrerebbero anche i dati su tutto il resto dell'impianto, omessi per brevità) un rendim. di BOS dell'80%, compreso quello dell'inverter: $P_{e,netta} 2,98 \cdot 0,80 = 2,34 \text{ kW}$

VERIFICHE DI ACCOPPIAMENTO

Massima tensione a vuoto ai capi della stringa inferiore alla massima tensione in ingresso sopportata dall'inverter:

$$600 \text{ V} < 680 \text{ V (OK)}$$

Tensione MPP minima della stringa non inferiore alla minima tensione dell'MPPT dell'inverter:

$$315 \text{ V} > 203 \text{ V (OK)}$$

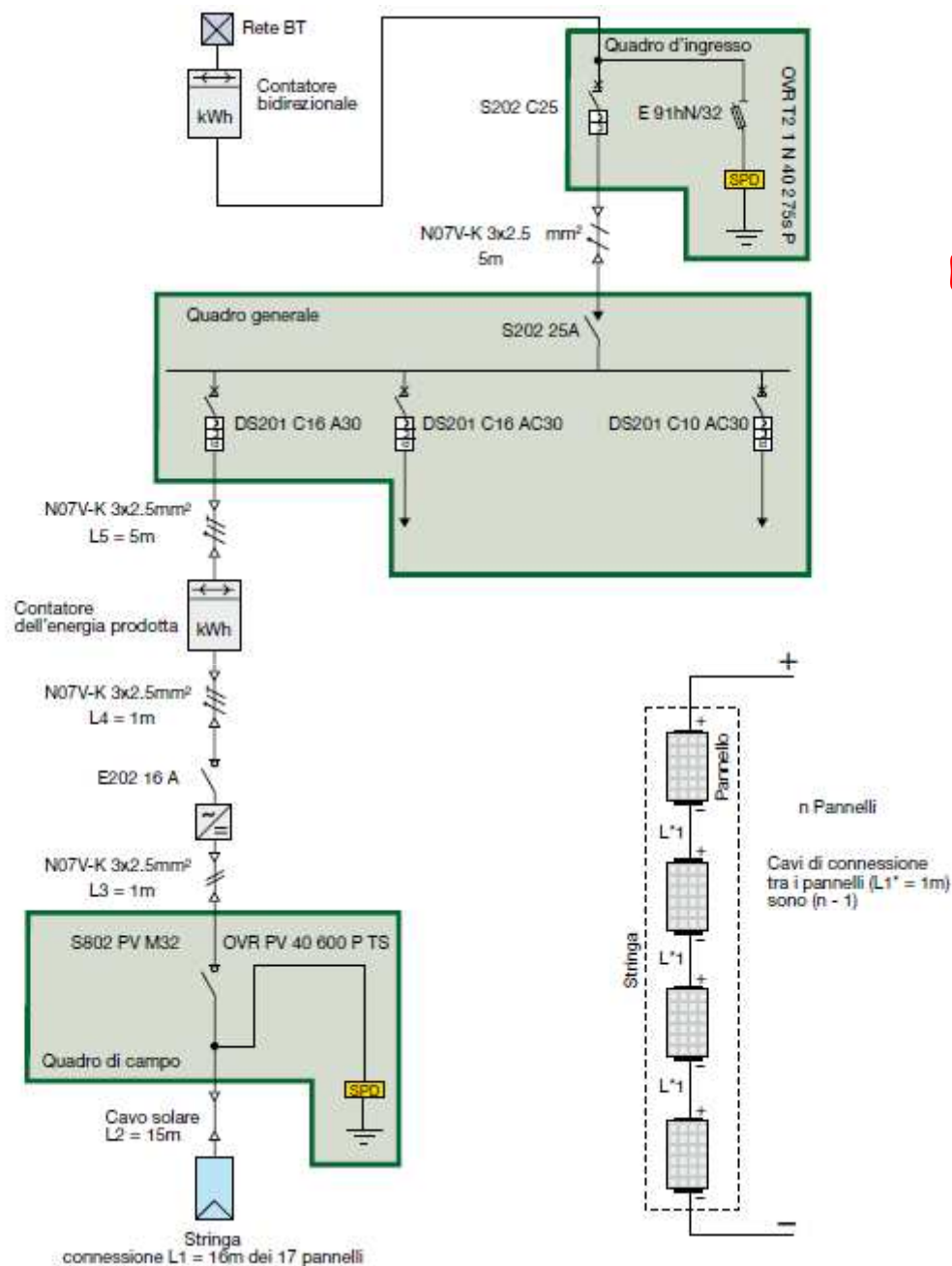
Tensione MPP massima della stringa non superiore alla massima tensione dell'MPPT dell'inverter:

$$459 \text{ V} < 600 \text{ V (OK)}$$

Corrente di corto circuito massima della stringa non superiore a quella massima sopportabile in ingresso dall'inverter:

$$10 \text{ A} < 11,5 \text{ A (OK)}$$

Progettazione di massima: un esempio



Stima della producibilità di energia elettrica

✓ L'energia elettrica prodotta può essere espressa come:

$$E = (I \cdot A \cdot \eta_{MODULI} \cdot \eta_{B.O.S.}) \cdot K$$

dove:

- I è l'irraggiamento medio annuo incidente, in kWh/(m²x anno);
- A è la superficie totale (attiva) dei moduli, in m²;
- η_{MODULI} è il rendimento di conversione dei moduli;
- $\eta_{B.O.S.}$ è il rendimento del B.O.S.
- K è un fattore di riduzione per eventuali ombreggiamenti (se non già considerati nel rendimento di B.O.S.), e per considerare l'indisponibilità dell'impianto per interventi di manutenzione, guasti, etc. (valore tipico: 90%÷95%);

Per garantire una buona approssimazione, il calcolo andrebbe effettuato almeno su base oraria (ad ex., v. dati disponibili sul sito JRC:
<http://re.jrc.ec.europa.eu/pvgis/apps4/pvest.php>)

Stima della producibilità di energia elettrica

- ✓ In un'analisi preliminare, in particolare quando non è ancora disponibile il progetto definitivo (o preliminare), e quindi non si conoscono i dettagli necessari al calcolo del rendimento di B.O.S., gli ombreggiamenti, etc., la stima può essere ragionevolmente basata sulla potenza lorda (quella erogata in C.C. dai moduli) e sulle ore equivalenti di disponibilità della fonte solare, per la località e le condizioni di installazione prescelte, ovvero:

$$E_p(\Delta\tau) = P_{nom} \cdot H_{eq} \cdot f$$

dove:

- P_{nom} è la potenza nominale lorda (produzione in CC dei moduli) del campo fotovoltaico, in kWp;
- H_{eq} sono le ore equivalenti di disponibilità della fonte, ovvero il rapporto tra l'energia raggiante incidente nel periodo di interesse (solitamente 1 anno), I , e l'irradiazione massima, che è sempre pari a circa 1 kW/m^2
- f è il fattore di disponibilità, che tiene conto, forfaitariamente, delle perdite nel BOS, degli ombreggiamenti, delle soste per manutenzione, etc.: si può assumere pari a $0,70 \div 0,75$

Stima della producibilità di energia elettrica

- ✓ Nell'esempio relativo all'impianto da 3 kWp, utilizzando il metodo semplificato e assumendo $f = 0,75$, la produzione attesa di energia elettrica (ad impianto nuovo: per analisi pluriennali, è opportuno considerare il decadimento medio dichiarato dal costruttore, tipicamente -1%/anno di resa) sarà all'incirca la seguente:

UNI 10349: energia solare incidente su superficie esposta a Sud, tilt = 30° (kWh/m ² anno) <i>nonché: ore equivalenti (h/anno) di disponibilità dell'irraggiamento massimo, considerato pari a 1 kW/m²</i>			
Milano	Roma	Napoli	Trapani
1.372	1.737	1.854	1.964



Ore equivalenti corrette con fattore di sicurezza $f = 0,75$ (h/anno), <i>ovvero producibilità di un impianto FV da 1 kWp (kWh/kWp anno)</i>			
Milano	Roma	Napoli	Trapani
1.029	1.303	1.391	1.473



Per Napoli, Energia elettrica producibile ($P_{lorda} \cong 3,0$ kWp) :

$$E_e = 3,0 \cdot 1.391 \cong 4,2 \cdot 10^3 \text{ kWh/anno}$$

Analisi economica (semplificata) per l'esempio sull'impianto da 3 kWp

- ✓ Costo di investimento $I \cong 3,0 \cdot 5.000 = 15.000 \text{ €}$
- ✓ Valore economico dell'energia elettrica prodotta (in caso di autoconsumo totale, con tariffa dell'energia elettrica $c_{u,e} = 0,20 \text{ €/kWh}$):

$$R = E_e \cdot c_{u,e} = 4.200 \cdot 0,20 = 840 \text{ €/anno}$$

- ✓ Pay-back in assenza di incentivazioni, $SPB = 15.000 / 840 = 17,9 \text{ anni}$



Investimento non fattibile (in assenza di incentivazioni)!

- ✓ *Calcolo dell'incentivo pubblico minimo in conto energia (ovvero, in € per ciascun kWh prodotto) necessario per ottenere, ad esempio, un pay-back massimo, SPB_{max} , di 8 anni:*

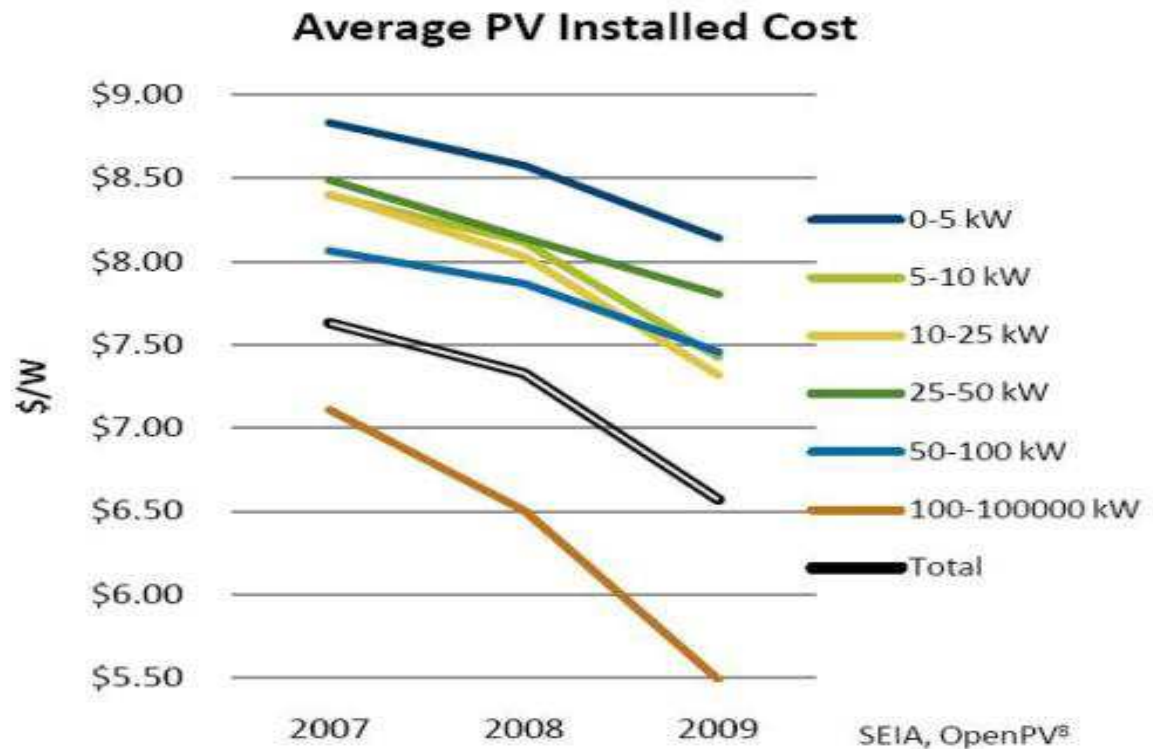
- *valore economico totale dell'energia elettrica prodotta necessario per l'obiettivo: $R_{min} = I / SPB_{max} = 15.000 / 8 = 1.875 \text{ €/anno}$*
- *incentivo necessario (totale annuo) = $(R_{min} - R) = 1.875 - 840 = 1.035 \text{ €/anno} \Rightarrow$*

\Rightarrow *incentivo necessario (per unità di energia el. prodotta) =*
 $= (R_{min} - R) / E_e = 1.035 / 4.200 = 0,25 \text{ €/kWh}$

Costi di investimento

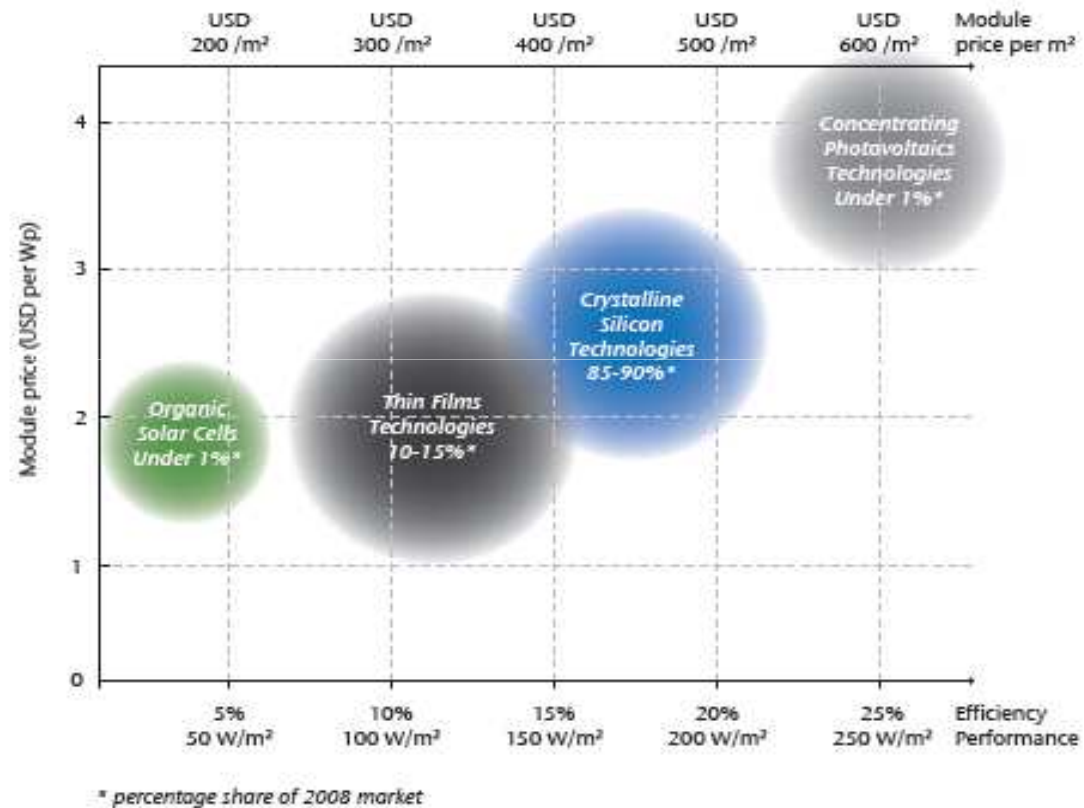
- ✓ Attualmente il costo finale dell'impianto è mediamente il seguente:
 - 3000 - 4000 €/kWp (impianti con $P_e \geq 1$ MWp)
 - 4000-5000 €/kWp (impianti con $100 \text{ kWp} \leq P_e < 1$ MWp)
 - 5000-6000 €/kWp (impianti con $1 \text{ kWp} \leq P_e < 100 \text{ kWp}$)
- ✓ Il costo è tipicamente dovuto per il 70÷80% ai moduli e per il 5÷10% agli inverter

- ✓ Ovviamente, il costo effettivo dipende significativamente anche dalla tecnologia prescelta (Si mono o policristallino, amorfo, con o senza inseguimento solare,) e dalle opere civili ed elettriche necessarie



Costi di investimento

Figure 1: Current performance and price of different PV module technologies*



Note: all values refer to 2008

Costi di manutenzione e altri oneri

- ✓ Tra i costi di esercizio è necessario includere quelli di manutenzione:
 - manutenzione ordinaria $\approx 1\%$ dell'investimento (ogni anno);
 - manutenzione straordinaria (in particolare, sostituzione inverter, tipicamente dopo i primi 15 anni di esercizio e poi dopo altri 10 anni) $\approx 3\div 4\%$ dell'investimento (due volte in 25 anni, vita utile attesa)
- ✓ Inoltre, è opportuna la stipula di assicurazioni contro furti e danneggiamenti \Rightarrow costo annuale $\approx 20 \text{ €/kWp}$

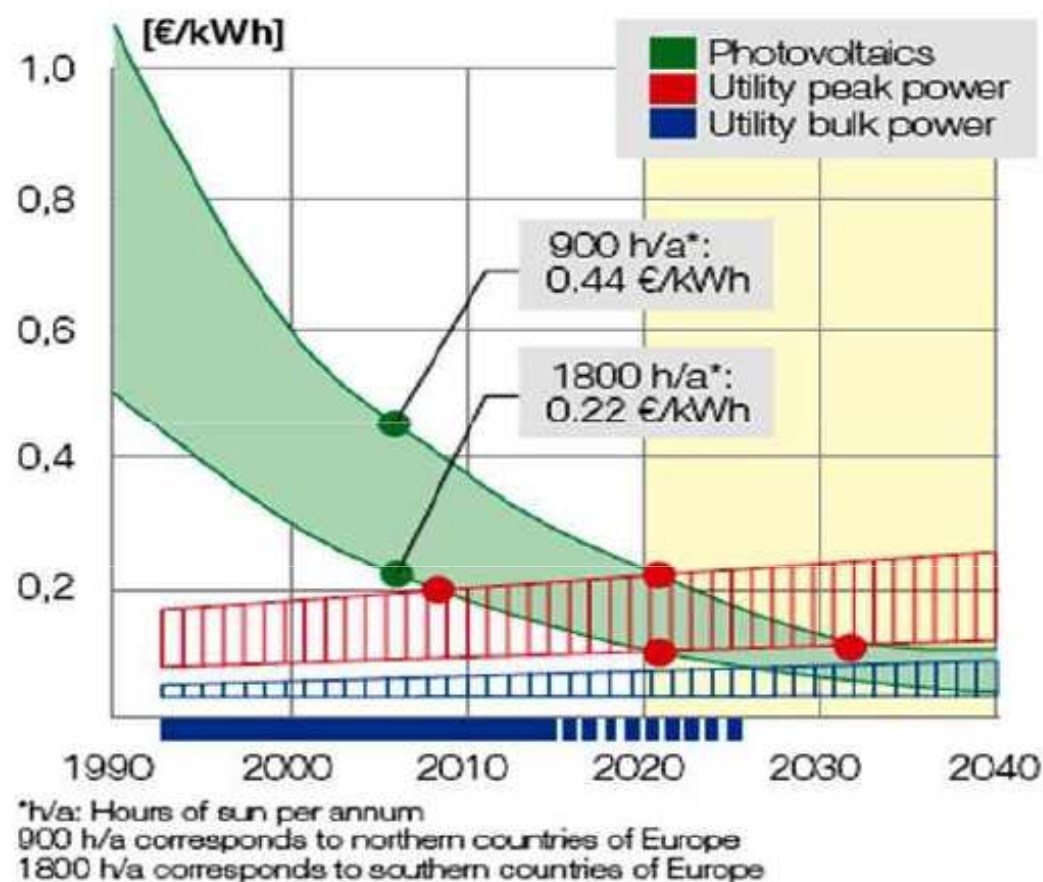
Costo del kWh prodotto e ricavi

$$\text{Costo del kWh prodotto, } c_{ue} = \frac{I}{FA \times E_e} + \frac{M}{E_e} = \frac{I/P_e}{FA \times H_{eq}} + \frac{M/P_e}{H_{eq}} = \frac{I \times (1 + m)/P_e}{FA \times H_{eq}}$$

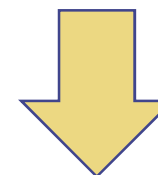
$$Ricavi = E_{e,autocons.} \times c_{ue,acquisto} + E_{e,ecced.} \times p_{ue,cessione} + AG$$

- ✓ I = Investimento iniziale $\approx 3.000\div 6.000 \text{ €/kWp}$ (+20÷30% per gli accumuli, nel caso di sistemi stand-alone)
- ✓ M = oneri annui di manutenzione e assicurativi $\approx I \times (1+m)$, con $m \approx 1,6\div 2,0\%$ dell'investimento iniziale I , per considerare anche la manut. straordinaria e oneri vari)
- ✓ AG = ulteriori agevolazioni sull'energia prodotta (ad ex.: conto energia)
- ✓ FA = fattore di annualità (ad ex., su 25 anni, tasso = 5% $\Rightarrow FA = 14,1$ anni)

Costo del kWh prodotto



In assenza di agevolazioni, il costo dell'energia elettrica prodotta va da un minimo di 0,20 €/kWh (grandi impianti) ad oltre 0,40 €/kWh (piccoli impianti)



Necessità di supporti finanziari in conto capitale o energia!

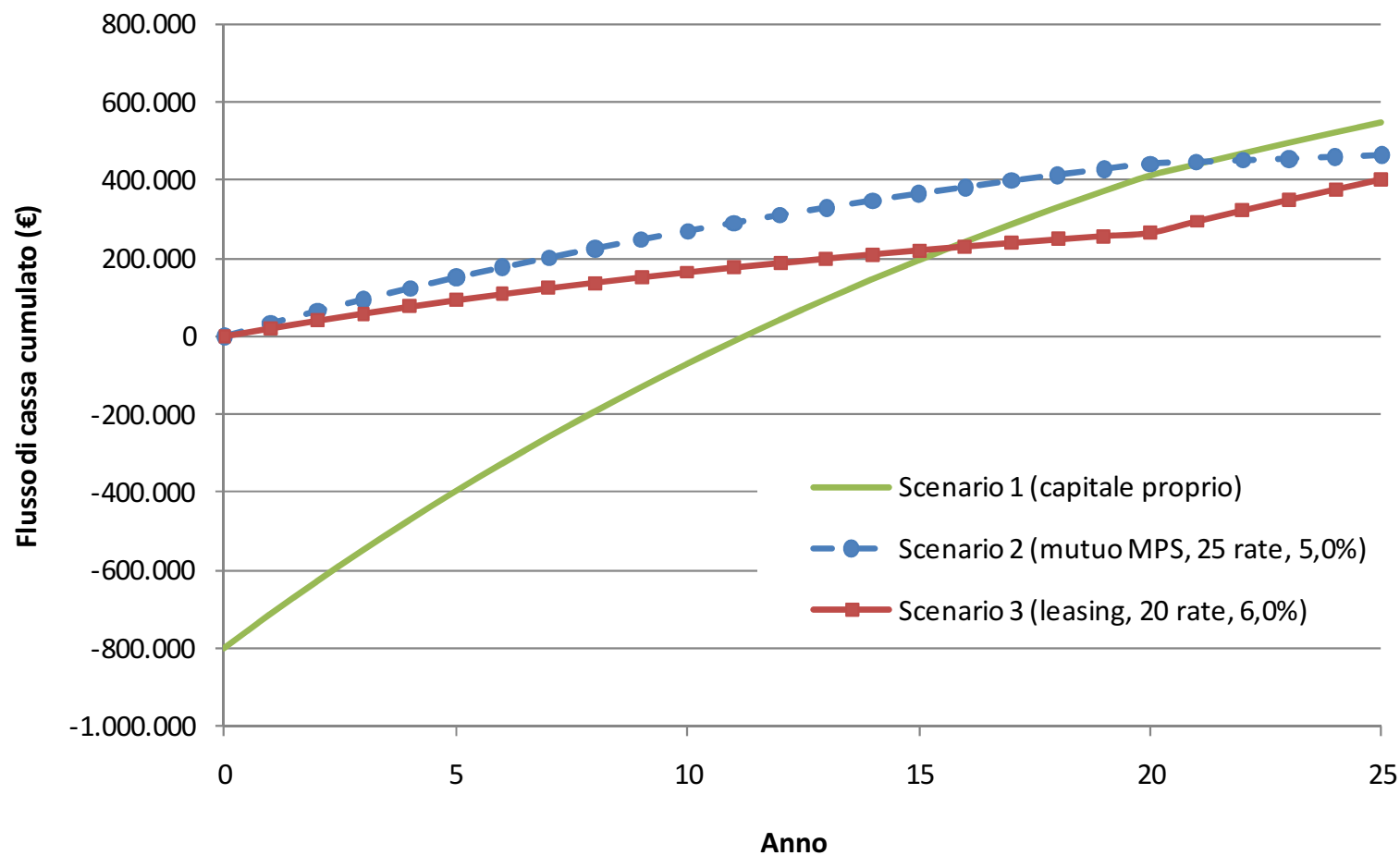
Aspetti economici: esempio di analisi di fattibilità (calcoli semplificati)

BUSINESS PLAN PRELIMINARE PER IMPIANTO FOTOVOLTAICO UNIV. DI NAPOLI IMPIANTO DI MONTE S. ANGELO	
<i>Potenza elettrica installata:</i>	200 kWp
<i>Ore di disponibilità della potenza installata</i>	1.350 (kWh/anno)/kWp
<i>Frazione di energia ceduta alla rete</i>	0,00 (scambio sul posto)
<i>Prezzo di cessione (solo in caso di ritiro dedicato o scambio sul posto con saldo positivo)</i>	0,000
<i>Costo per l'acquisto di en. elettrica dalla rete (costo evitato)</i>	0,150
<i>Incentivazione in conto energia (ipotesi di entrata in esercizio entro agosto 2012):</i>	
<i>potenza (kW): fino a 3 kW</i>	0,274 €/kWh
<i>tra 3 e 20 kW</i>	0,247 €/kWh
<i>tra 20 e 200 kW</i>	0,233 €/kWh
<i>Oneri medi di manutenzione (inclusa sostituzione inverter)</i>	60 (€/anno)/kWp
<i>Oneri ulteriori (assicurazioni)</i>	20 (€/anno)/kWp
<i>Riduzione annuale efficienza moduli</i>	1,0 (%)
<i>Incremento annuale del costo evitato per l'acquisto energia elettrica</i>	2,0 (%)
<i>Costo impianto (ipotizzando uno ribasso del 25% sui costi a base d'asta)</i>	4.000 €/kWp
<i>Finanziamento pubblico a fondo perduto</i>	0 %
<i>Periodo di ammortamento</i>	20 anni
<i>Tasso di sconto per attualizzazione</i>	4,0 %

Aspetti economici: esempio di analisi di fattibilità (calcoli semplificati)

COSTI	
IMPIANTI	
Costi fissi	800.000 €
Finanziamento pubblico	0 €
TOTALE COSTO IMPIANTI (al netto dell'eventuale finanz. pubblico)	800.000 €
ESERCIZIO	
Gestione e manutenzione (ordinaria e straordinaria)	16.000 €/anno
TOTALE COSTI DI ESERCIZIO	16.000 €/anno
RICAVI	
CESSIONE DI EN. ELETTRICA	
Ricavi da incentivazione conto energia	66.690 €/anno
Ricavi da autoconsumo (mancato acquisto)	40.500
Ricavi da cessione di en. elettrica	0 €/anno
Totale ricavi	107.190 €/annc
UTILE OPERATIVO (RICAVI - COSTI DI ESERCIZIO)	
	91.190 €/anno
INDICATORI ECONOMICI	
Scenario 1 (riferimento): capitale proprio	
Periodo di recupero del capitale (semplice)	8,9 anni
Periodo di recupero del capitale (attualizzato)	11,2 anni
Valore Attuale Netto	550.116 €
Indice di Profitto (VAN/Investimento netto)	68,8 %
Tasso Interno di Reddittività	10,0 %
Scenario 2: capitale da mutuo MPS (25 rate annuali, tasso del 5,0%)	
Valore Attuale Netto	463.376 €
Scenario 3: realizzazione in leasing (20 rate annuali, tasso del 6,0%)	
Valore Attuale Netto	402.222 €
INDICATORI ENERGETICO-AMBIENTALI	
Energia elettrica prodotta	270 MWh/anno
Risparmio di energia primaria fossile	23 tep/anno
Riduzione nelle emissioni di gas serra	108 t/anno di CO2 eq.

Aspetti economici: esempio di analisi di fattibilità (calcoli semplificati)



Sistemi fotovoltaici: quadro riassuntivo

Vantaggi:

- ✓ totale assenza di emissioni nocive (verso aria, acqua, suolo), almeno in fase di esercizio;
- ✓ la fonte primaria è disponibile ovunque, sia pure in modo non uniforme;
- ✓ tecnologia relativamente matura ed affidabile.

Inconvenienti:

- ✓ costi ancora lontani dalla soglia di competitività;
- ✓ Pay-back energetico relativamente lungo (da 3 a 5 anni di esercizio per la restituzione dell'energia consumata nella produzione);
- ✓ impatto paesaggistico (*per impianti di grandi dimensioni*);
- ✓ bassa densità di potenza => ingombro elevato.

Possibili fattori di sviluppo:

- ✓ miglioramento tecnologico (ad ex.: nuovi materiali);
- ✓ applicazioni diffuse (piccoli impianti distribuiti);
- ✓ abbattimento dei costi grazie alla diffusione su larga scala.

Alcuni tra i migliori moduli in commercio

SUNPOWER 315 19.3%



1559 x1049

Electrical Data

Measured at Standard Test Conditions (STC): irradiance of 1000/m², air mass 1.5g, and cell temperature 25° C

Peak Power (+/-5%)	Pmax	315 W
Rated Voltage	Vmp	54.7 V
Rated Current	Imp	5.76 A
Open Circuit Voltage	Voc	64.6 V
Short Circuit Current	Isc	6.14 A
Maximum System Voltage	IEC, UL	1000 V, 600 V
Temperature Coefficients		
	Power	-0.38% /°C
	Voltage (Voc)	-176.6 mV/°C
	Current (Isc)	3.5 mA/°C
Series Fuse Rating		15 A
Peak Power per Unit Area		193 W/m ² , 17.9 W/ft ²
CEC PTC Rating		291.6 W

Fonte: RSE SpA

Alcuni tra i migliori moduli in commercio



SANYO HIP-215NKHE1 17,2%

Modelli HIP-xxxNKHE1			
Dati elettrici	215	210	205
Potenza massima (Pmax) [W]	215	210	205
Tensione alla massima potenza (Vpm) [V]	42,0	41,3	40,7
Corrente alla massima potenza (Ipm) [A]	5,13	5,09	5,05
Tensione di circuito aperto (Voc) [V]	51,6	50,9	50,3
Corrente di corto circuito (Isc) [A]	5,61	5,57	5,54
Potenza minima garantita (Pmin) [W]	204,3	199,5	194,8
Valutazione della protezione da sovracorrente max. [A]	15		
Tolleranza di resa [%]	+ 10/-5		
Massima tensione di sistema [Vdc]	1000		
Coefficiente della temp. di Pmax [%/°C]	-0,30		
Voc [V/°C]	-0,129	-0,127	-0,126
Isc [mA/°C]	1,68	1,67	1,66
Nota 1: Condizioni standard: Massa d'aria 1,5; Irraggiamento = 1000 W/m², temperatura della cella = 25°C.			
Nota 2: I valori della tabella sopraindicata sono valori nominali.			

Fonte: RSE SpA

Alcuni tra i migliori moduli in commercio (film sottile)

Efficienze misurate su moduli in film sottile di tipo commerciale (2008)

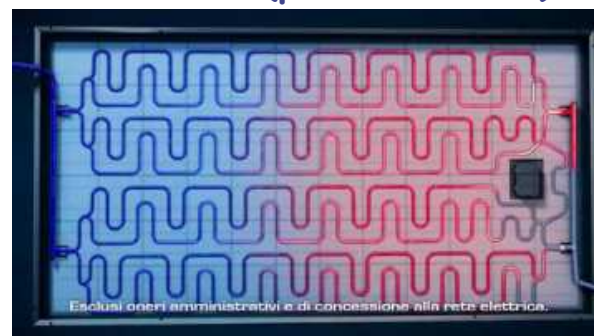
Produttore	Tecnologia	Potenza mod.	Efficienza
		(W)	%
Sulfurcell	CIS	60	7,4
Wurth Solar	CIGS	80	11
First Solar	CdTe	80	11
Mitsubishi HI	a-Si/uc-Si	150	9,5
Kaneka	a-Si/uc-Si	125	10,2
United Solar Ovonic	a-Si/a-SiGe	136	6,3
Schott Solar	a-Si	97	5,3

Altre applicazioni: Building Integrated PhotoVoltaic (BIPV), sistemi ibridi fotovoltaici-termici...

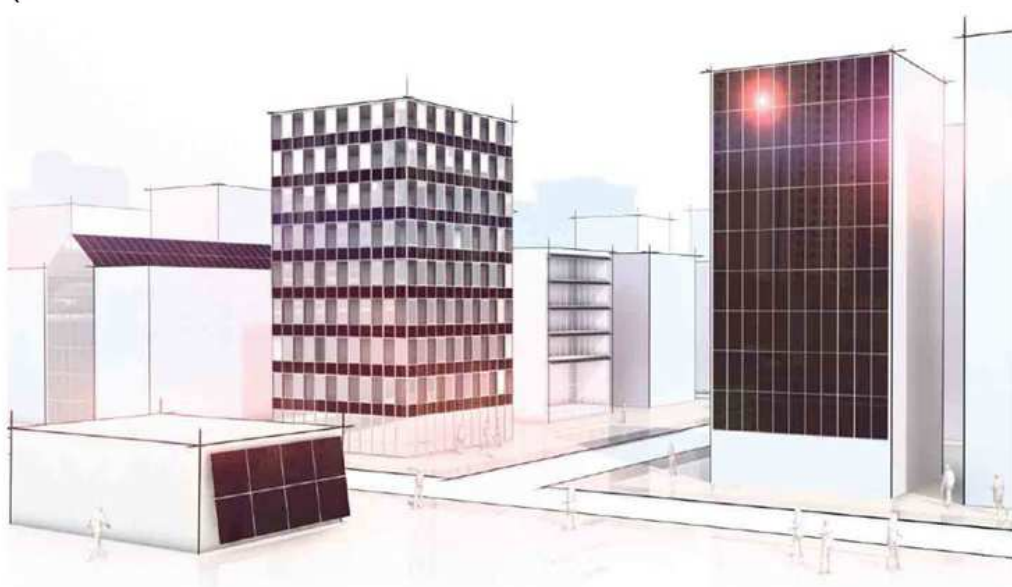
ONYX
(vetrocamera)



BEGHELLI (pannello ibrido)



SCHÜCO (vetri, facciate continue, ...)



METRA (shaders)



Altre applicazioni: Building Integrated PhotoVoltaic (BIPV), sistemi ibridi fotovoltaici-termici...



Accademia
Mont Cenis,
Herne,
Germania

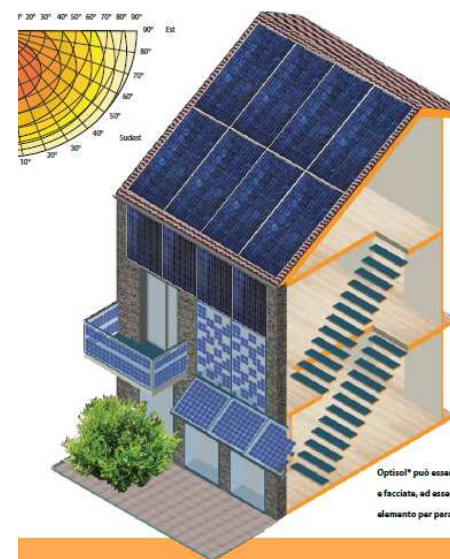
L'accademia Mont Cenis è il primo edificio al mondo interamente autosufficiente in termini di requisiti energetici. Scheuten Solar è stata consulente dello studio Jourda Architects e ha prodotto e installato i 3.184 moduli del progetto.

L'edificio è stato progettato in conformità al principio 'house-in-house'. L'ossatura esterna protegge l'edificio dalla intemperie. Tutti i moduli hanno forme e dimensioni diverse e la densità della cella varia dal 58% all'86%.



Area: 10.000 m²
Potenza nominale: 1.000 kWp
Numero di moduli: 3.184
Architetti: Jourda Architects, Parigi

Sistemi Scheuten



Optisol* può essere integrato in tetti e facciate, ed essere impiegato come elemento per parapetti.

Altre applicazioni: Building Integrated PhotoVoltaic (BIPV), sistemi ibridi fotovoltaici-termici...



Solar Café a Kirchgarten (D). Particolare della facciata fotovoltaica inclinata. Fonte: catalogo Photowatt



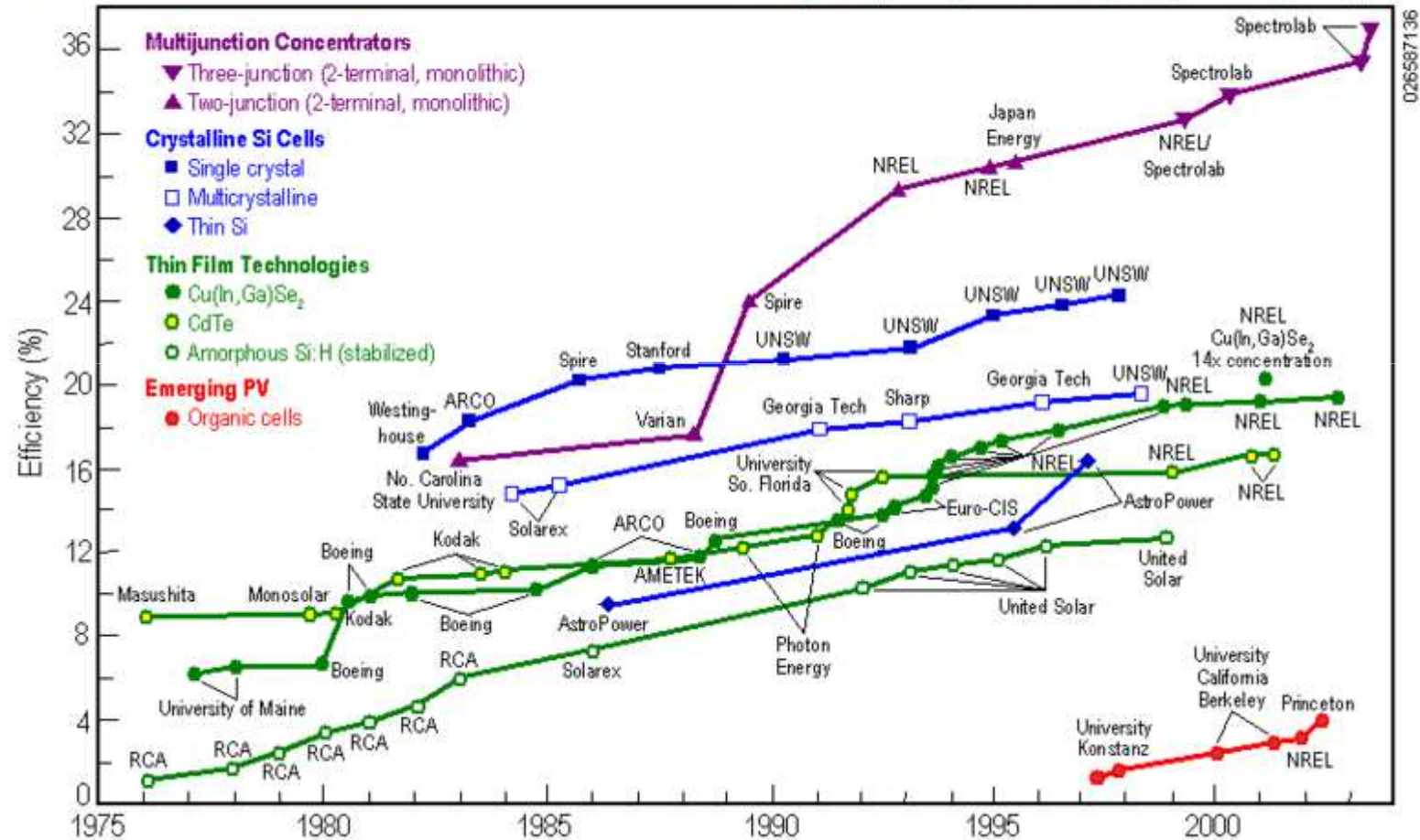
Solar Fabrik, Friburgo. Impianto fotovoltaico: potenza 56 kWp



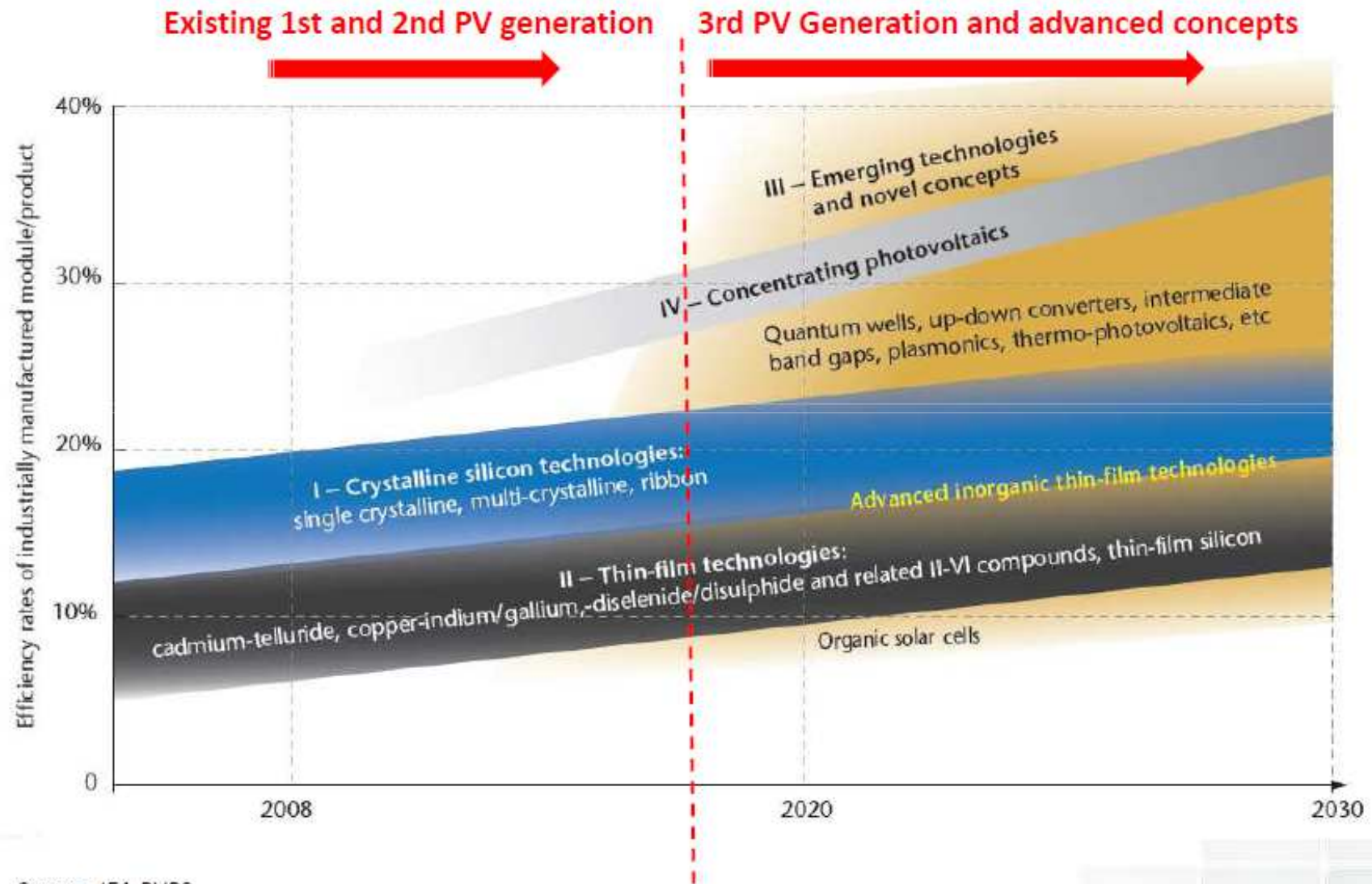
Solar Fabrik, veduta dell'interno.



www.nrel.gov/hcpv/thin_film/docs/kaz_best_research_cells.ppt



Nuove tecnologie per il fotovoltaico



Source: IEA PVPS.

Nuove tecnologie per il fotovoltaico

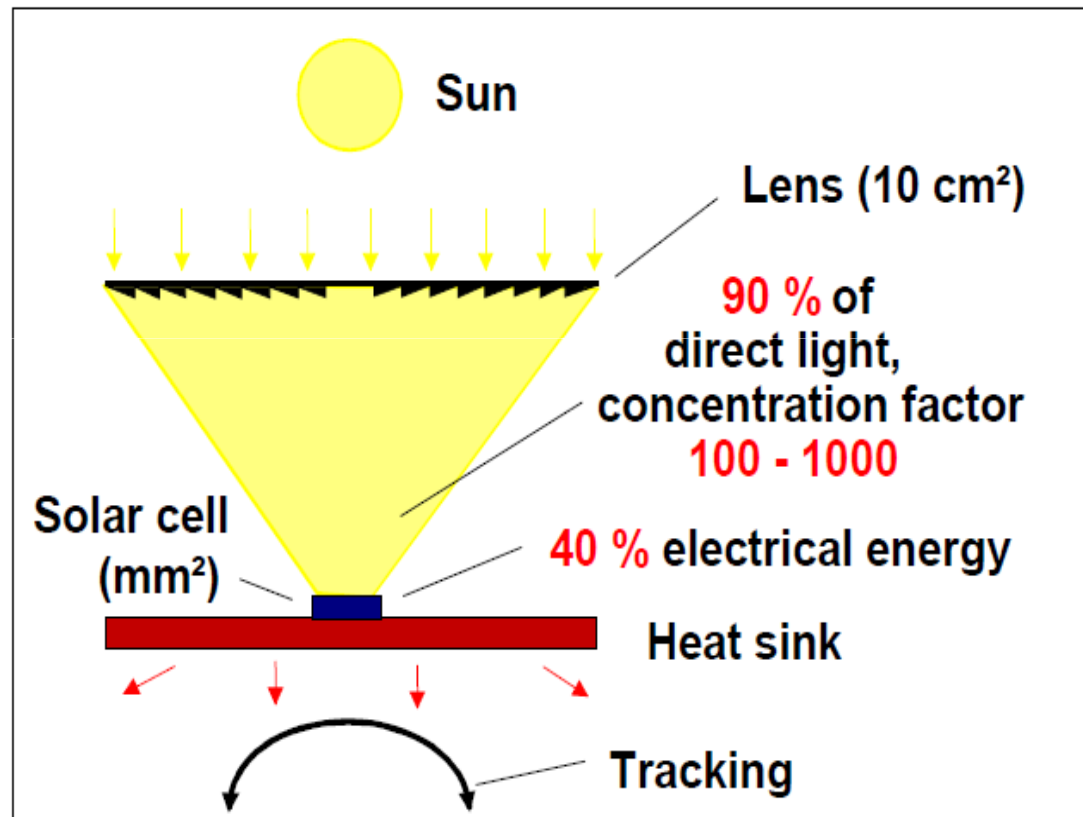
High Concentration Point Focus Solar Cells

Idea:

Replace valuable semiconductor area by inexpensive optics and mechanics

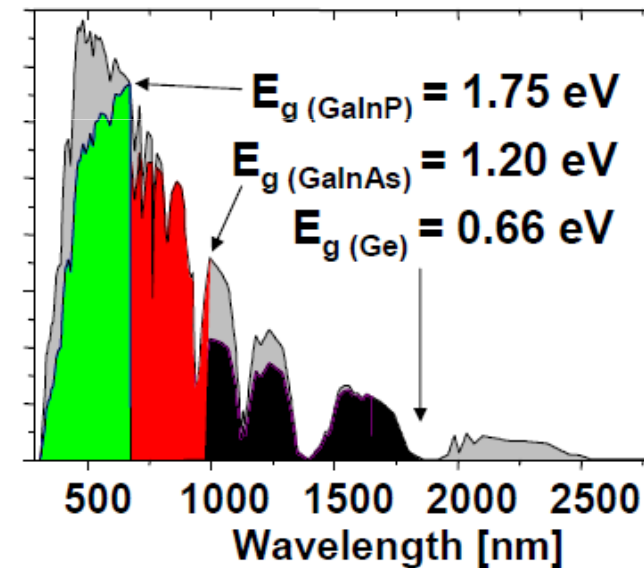
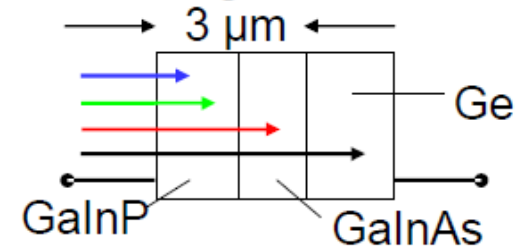
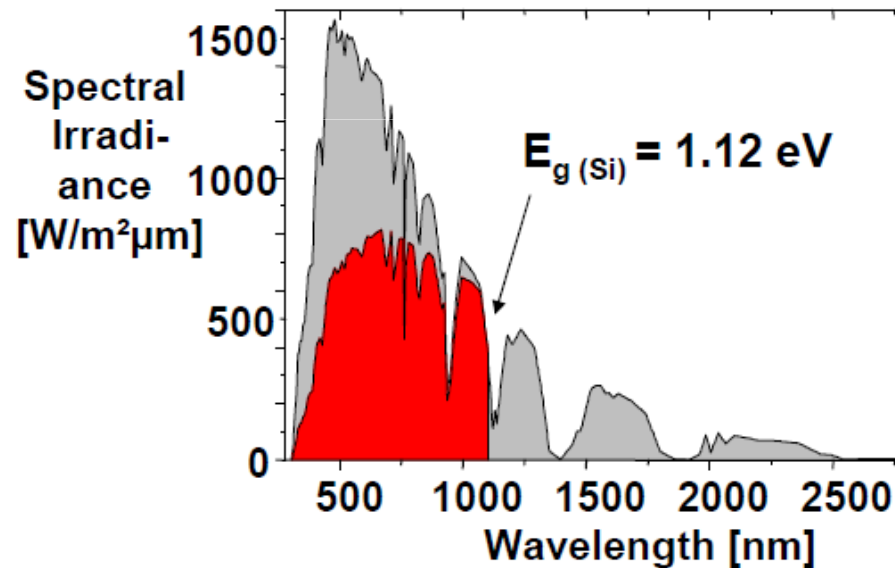
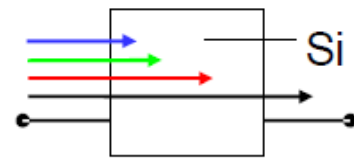
Multijunction solar cells

+ $\eta(T=\text{const}) \sim \ln(c) \Rightarrow$
system efficiency up to 30 %

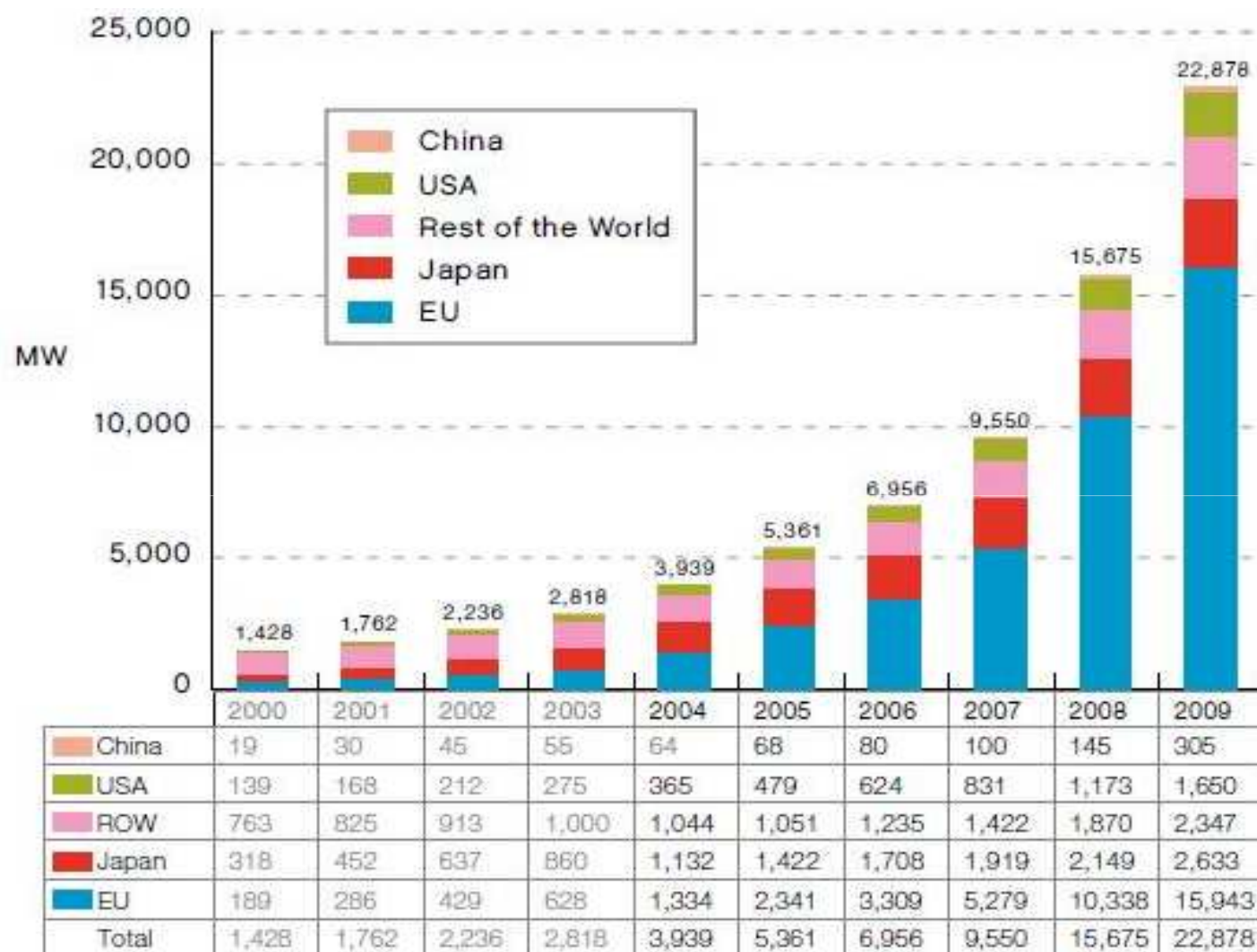


Nuove tecnologie per il fotovoltaico

Better Utilization of Solar Spectrum: Multijunction Cells

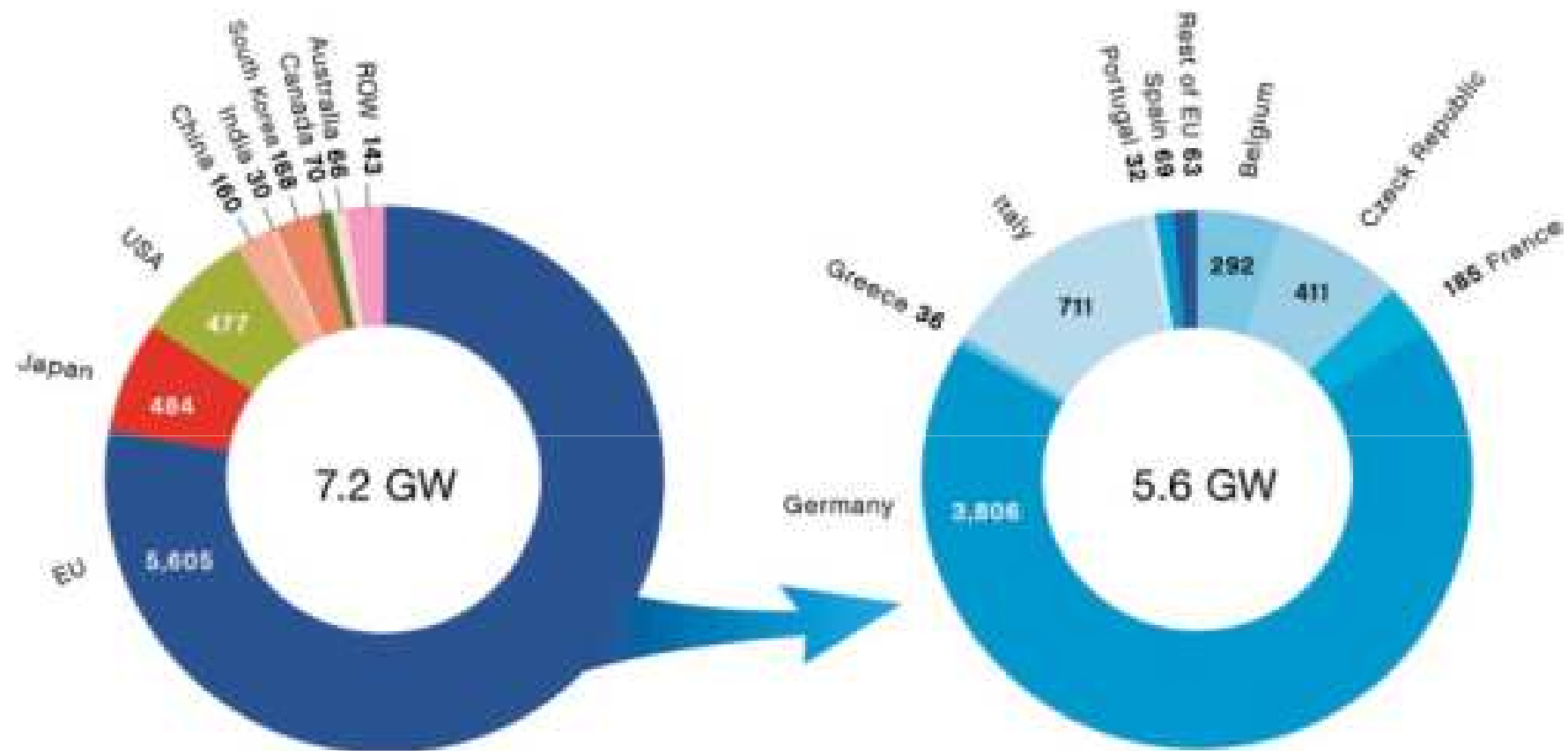


Sistemi fotovoltaici: le prospettive



Mondo, capacità installata (cumulata), 2000 -2009

Sistemi fotovoltaici: le prospettive



Mondo ed EU, nuova capacità installata nel 2009

Sistemi fotovoltaici: le prospettive

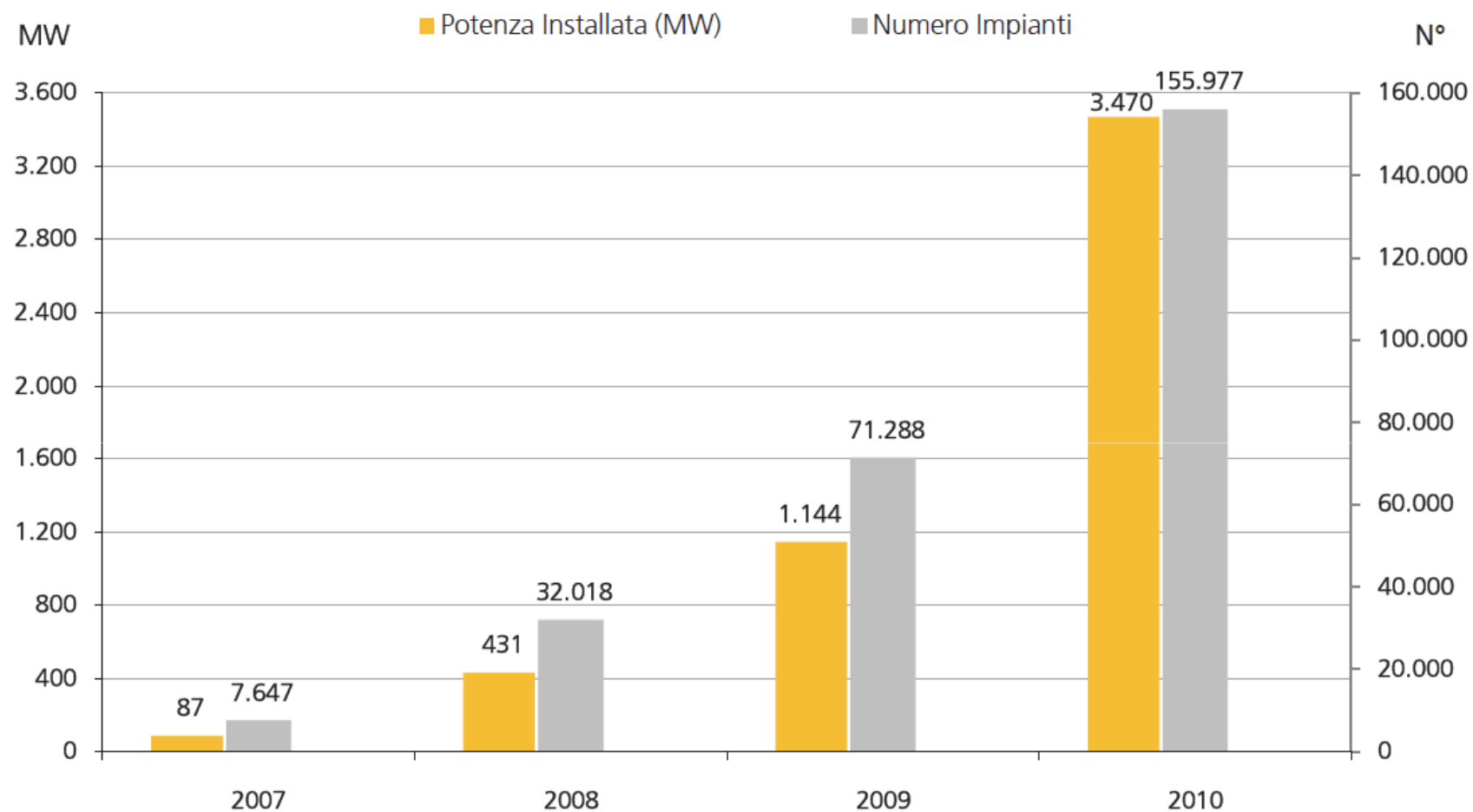
Photovoltaic electricity generation in TWh ***	2010	2020	2030	2040	2050
<i>Residential</i>	23	153	581	1 244	1 794
<i>Commercial</i>	4	32	144	353	585
<i>Utility</i>	8	81	368	910	1 498
<i>Off-grid</i>	3	32	154	401	695
<i>Total</i>	37	298	1 247	2 907	4 572
<i>Share of global electricity generation in %</i>	0.2	1.3	4.6	8.5	10.8

Photovoltaic capacity in GW	2010	2020	2030	2040	2050
<i>Residential</i>	17	118	447	957	1 380
<i>Commercial</i>	3	22	99	243	404
<i>Utility</i>	5	49	223	551	908
<i>Off-grid</i>	2	21	103	267	463
<i>Total</i>	27	210	872	2 019	3 155

Annual photovoltaic market in GW	2010	2020	2030	2040	2050
<i>Residential</i>	4.1	18	50	55	53
<i>Commercial</i>	0.7	4	13	17	20
<i>Utility</i>	1.6	8	28	37	44
<i>Off-grid</i>	0.6	4	14	19	24
<i>Total annual market</i>	7.0	34	105	127	141

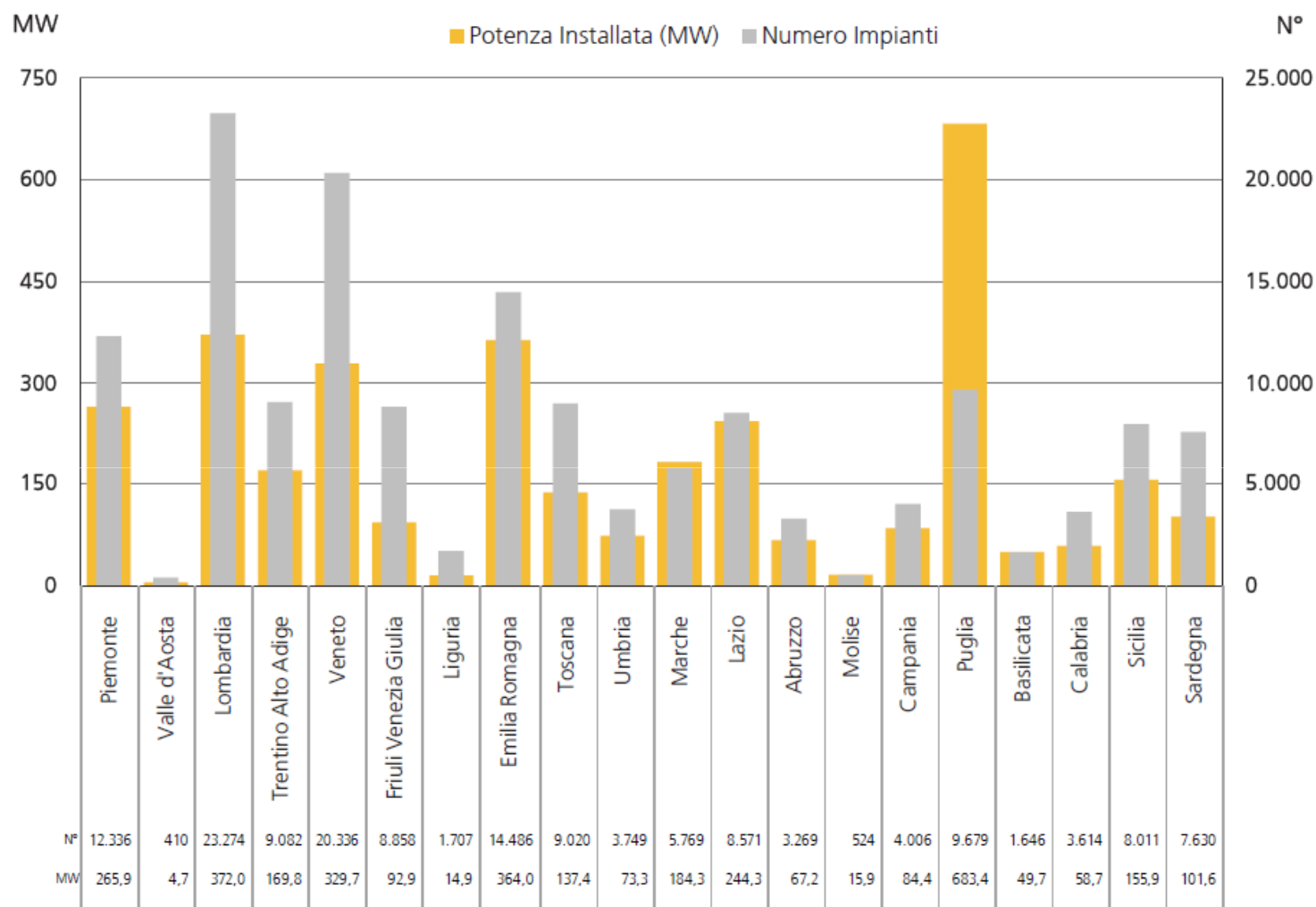
Fonte: IEA, PV roadmap targets viewing

Sistemi fotovoltaici: le prospettive



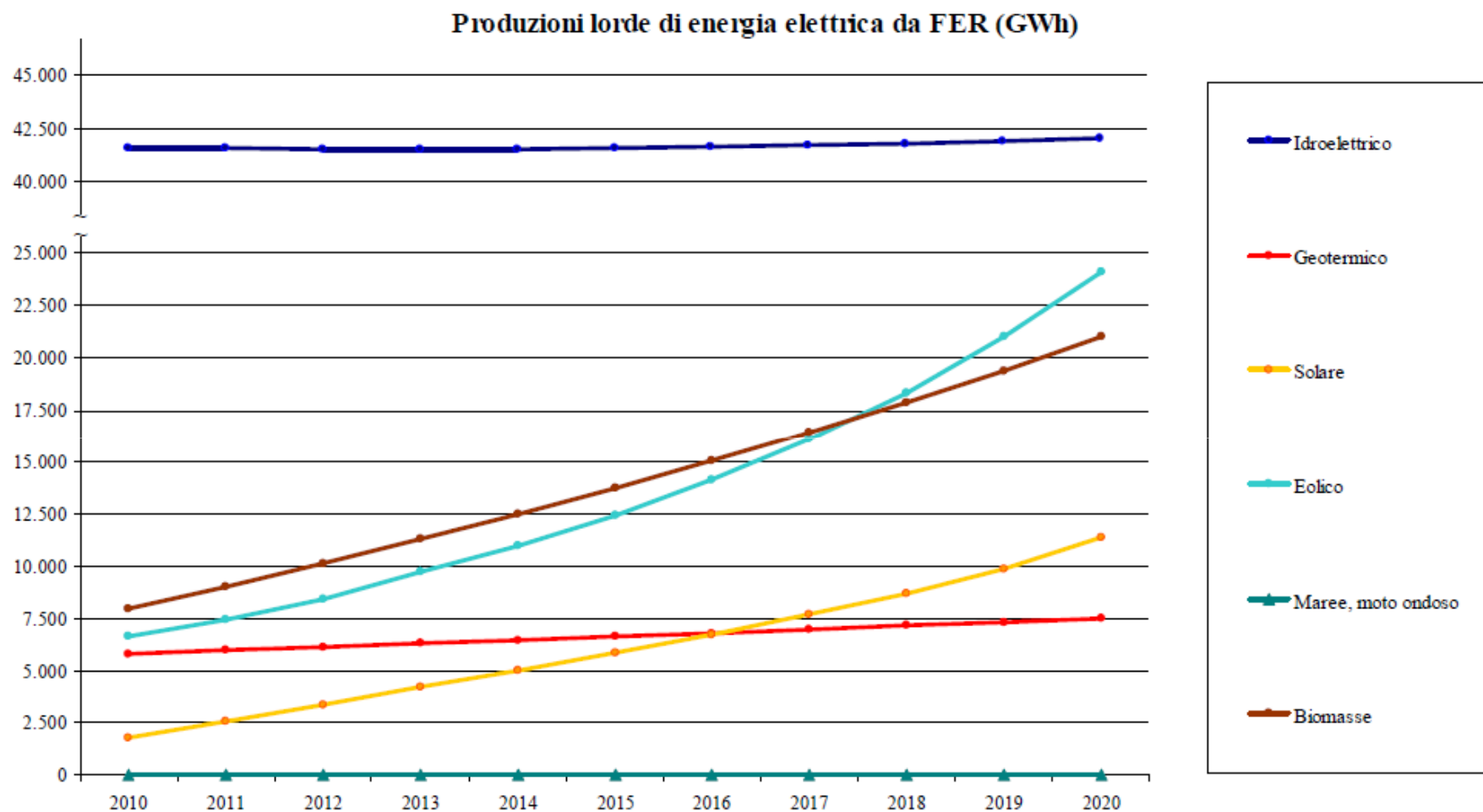
Fonte: GSE, Rapporto Statistico Fotovoltaico, 2010

Sistemi fotovoltaici: le prospettive



Fonte: GSE, Rapporto Statistico Fotovoltaico, 2010

Sistemi fotovoltaici: le prospettive



Fonte: Piano d'Azione per le Energie Rinnovabili, 2010

Alcuni riferimenti per approfondimenti e SW gratuiti

- ✓ Bartolazzi A. Le energie rinnovabili, Hoepli, 2006
- ✓ <http://www.solaritaly.enea.it> (atlante solare, dati climatici, percorsi solari, analisi economica preliminare)
- ✓ <http://re.jrc.ec.europa.eu/pvgis/apps4/pvest.php> (dati climatici, percorsi solari, analisi economica preliminare)
- ✓ www.energeticambiente.it => disponibile un ottimo simulatore (SIMULARE – Simulatore Economico Solare 9.2), con analisi economica accurata
- ✓ Groppi F., Zuccaro C. Impianti solari fotovoltaici a norme CEI. Delfino Ed., 2008
- ✓ Kreith and Goswami (ed.). Handbook of Energy Efficiency and Renewable Energy, CRC Press, 2007.

... inoltre: i principali costruttori di inverter e moduli mettono a disposizione gratuitamente strumenti di calcolo per la verifica dell'accoppiamento tra campo FV e inverter.



UNIVERSITA' DEGLI STUDI DI NAPOLI FEDERICO II

Dispensa N. 9.b

Solare Termodinamico

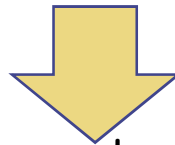
Corso di Gestione delle Risorse Energetiche

A.A. 20012/2013

*D.E.TE.C - Dipartimento di Energetica, TErmofluidodinamica applicata
e Condizionamenti ambientali*

Solare termodinamico: introduzione

- ✓ La conversione dell'energia solare in energia elettrica avviene in due fasi:
 - la **radiazione** solare viene convertita in **energia termica**;
 - **l'energia termica** viene convertita in **energia elettrica** tramite un ciclo termodinamico.
- ✓ La conversione termodinamica della seconda fase è del tutto analoga a quella che avviene nelle centrali termoelettriche convenzionali: è quindi necessario che l'energia termica sia disponibile ad alta temperatura per ottenere rendimenti elevati.

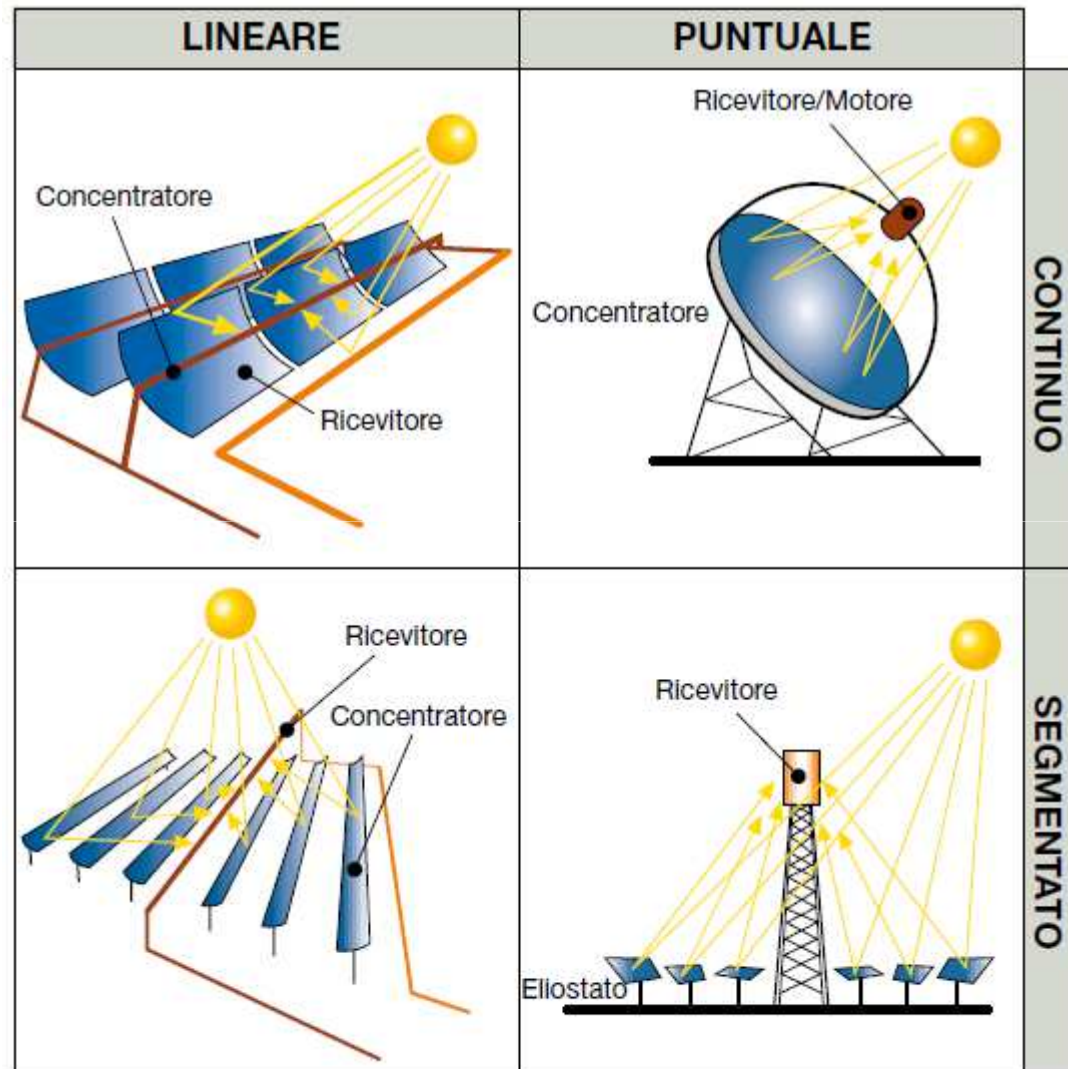


Occorre quindi concentrare la radiazione solare mediante un *opportuni specchi*, che la raccolgono e la focalizzano verso un *ricevitore*; *quest'ultimo la assorbe e la trasforma* in energia termica a media-alta temperatura

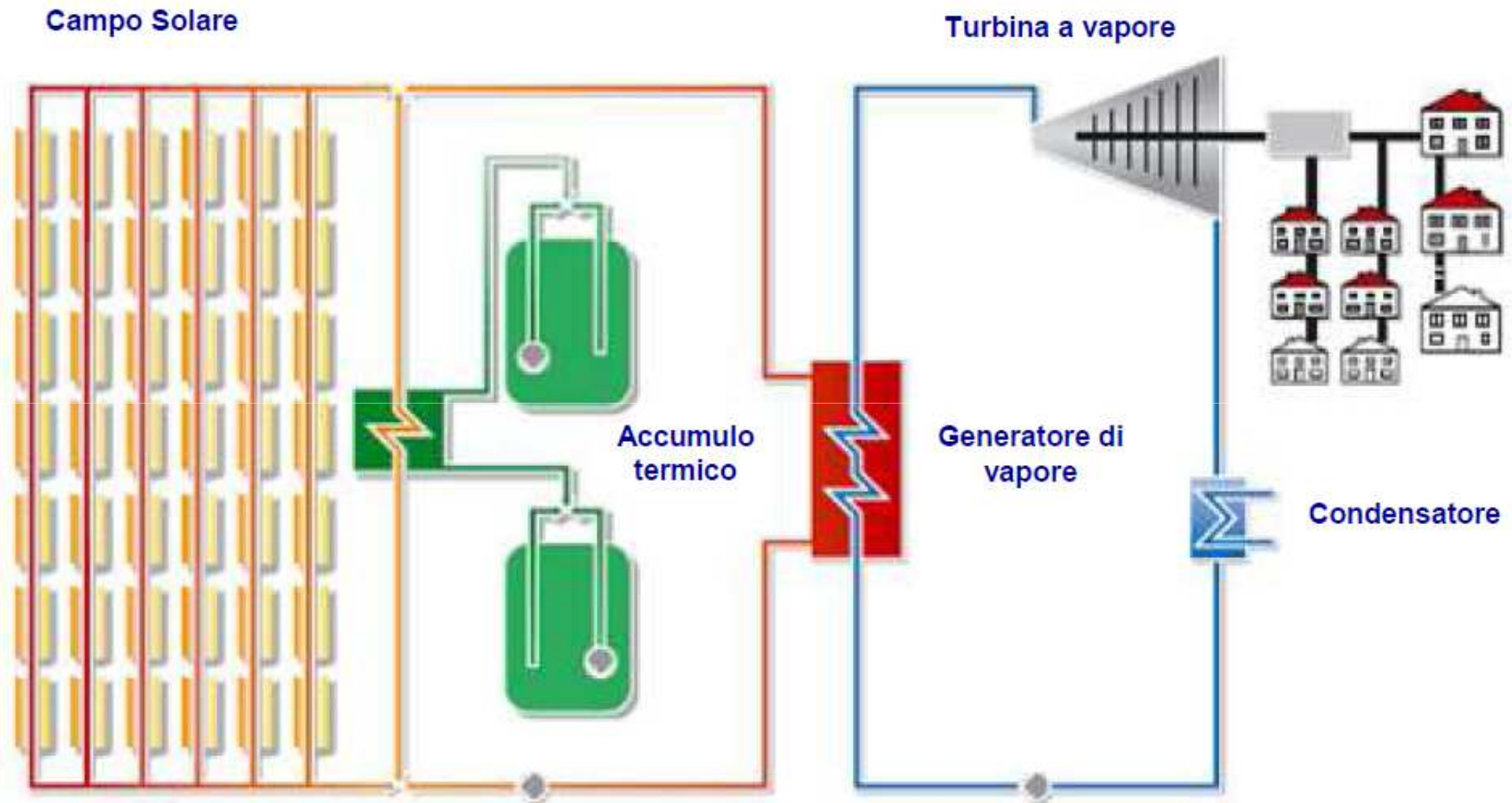
=> **sistemi CSP - Concentrated Solar Power**

L'insieme di concentratore e ricevitore costituisce il *collettore solare*.

Solare termodinamico: tipologie di collettori



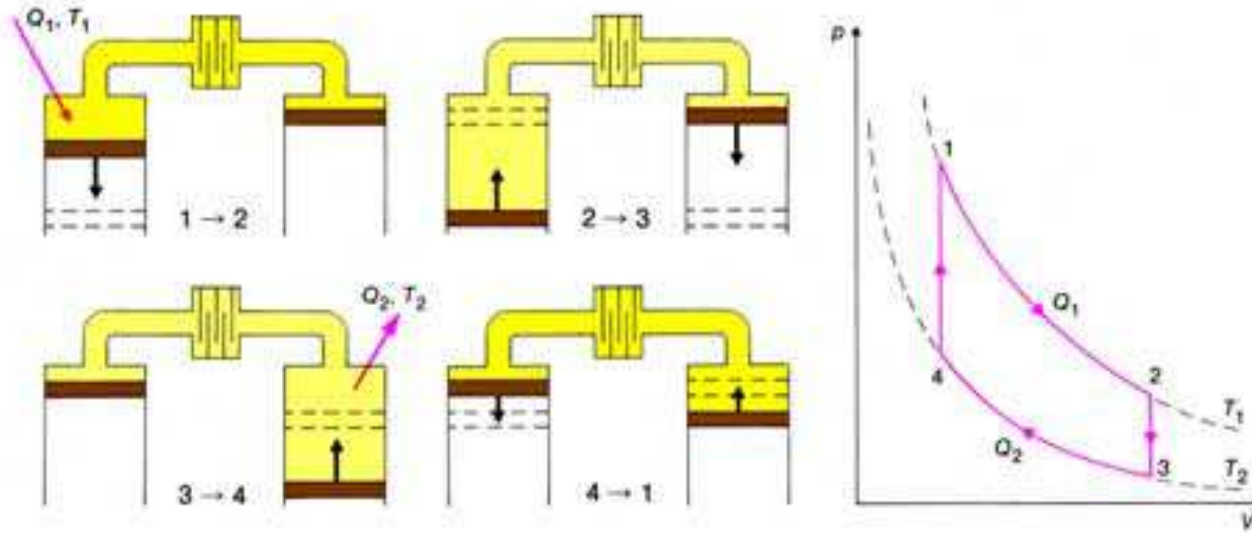
Solare termodinamico: esempio di schema di principio



Solare termodinamico: tipologie di impianti

- ✓ L'impianto motore utilizzato per la conversione dell'energia termica in energia elettrica può essere, tipicamente:
 - un impianto con **turbina a vapore** (collettori solari ad acqua, olio diatermico, sali fusi - tipicamente nitrati di sodio e potassio, ...), di tipo tradizionale (con T massima dell'ordine di almeno 400-450 °C), o eventualmente di tipo ORC (Organic Rankine Cycle: utilizzo di fluidi basso-bollenti, come i refrigeranti degli impianti frigoriferi, per garantire una buona efficienza anche con temperature massime del ciclo relativamente basse, sotto i 250-300 °C)
 - un **motore Stirling**, in grado di sfruttare energia termica a temperatura relativamente bassa (sistemi "Solar Dish", di piccola taglia)
 - ✓ La presenza di un **accumulo dell'energia termica** permette di rendere programmabile, almeno in parte, la produzione di energia elettrica
 - ✓ In alternativa (o in combinazione con l'accumulo), per garantire continuità alla produzione elettrica si possono realizzare **sistemi ibridi** (ad esempio, solare termodinamico + caldaia a biomassa)
 - ✓ Il rendimento complessivo (Energia elettrica /Energia solare) è il prodotto di quello di captazione dell'energia solare (tipicamente variabile tra il 30 e il 60%, anche in funzione delle condizioni climatiche) e quello dell'impianto motore
- => **rendimento complessivo < 20÷25%** (in piena competizione con il FV!)

Solare termodinamico: ciclo Stirling



- ✓ *Ciclo a rigenerazione: nelle fasi 1-2 e 3-4 si hanno, a $T = \text{costante}$, le interazioni termiche con le sorgenti calda e fredda, rispettivamente ; durante la fase 2-3 (a volume costante, perché i pistoni si spostano alla stessa velocità in versi opposti), il fluido caldo cede calore ad uno pacco alettato , in modo che successivamente, quello freddo, nella fase 4-1, possa recuperarlo*
- ✓ *Il motore è in grado di operare anche con T di alimentazione intorno ai $100\text{ }^{\circ}\text{C}$, sia pure con basse efficienze*
- ✓ *In ogni caso, difficilmente il rendimento raggiunge il 20%*

Solare termodinamico: esempi di impianti

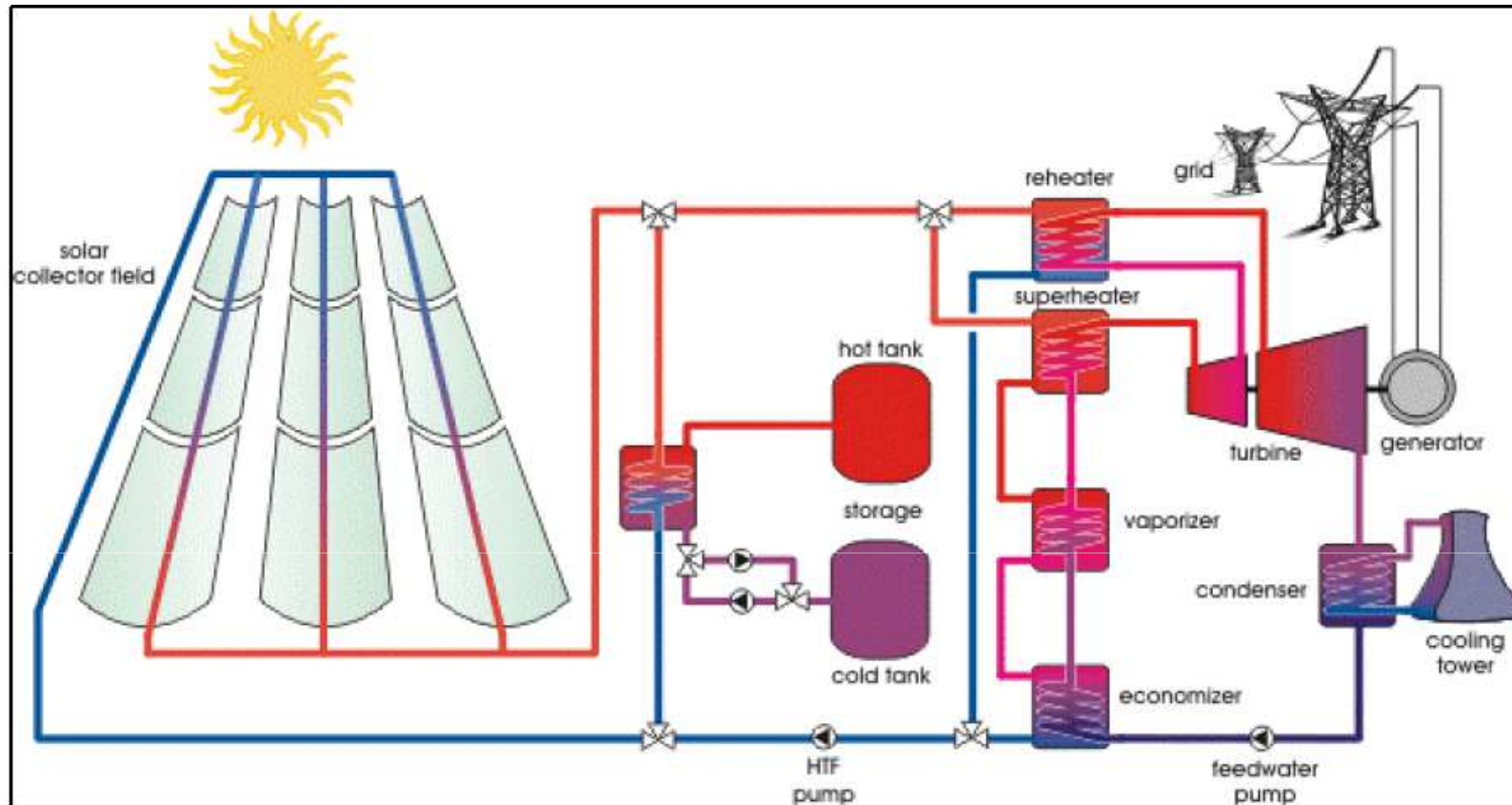


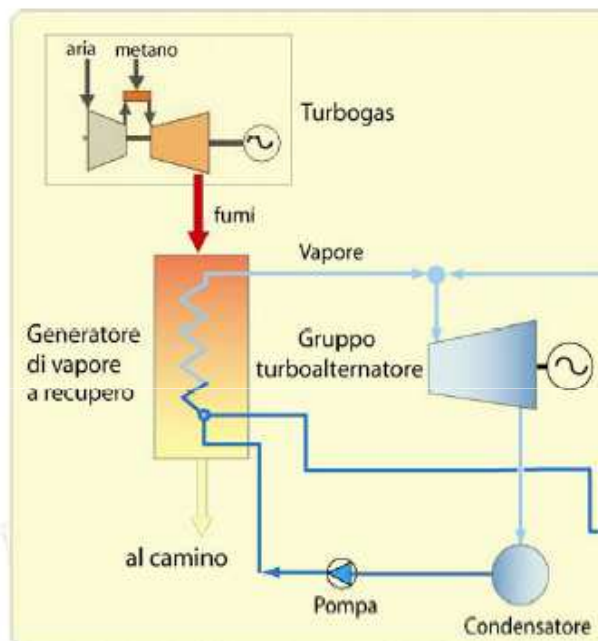
Figura 3-4: Schema funzionale dell'impianto Andasol 1. Il sistema di storage a sali fusi è posto in parallelo al campo solare e scambia calore con le tubazioni principali dell'olio diatermico mediante uno scambiatore olio – sale. Durante il giorno una frazione del calore del campo riscalda il sale a 386°C che si accumula nel serbatoio "caldo" mentre il serbatoio freddo si svuota progressivamente. Durante la notte il sale caldo restituisce calore all'olio e ritorna nel serbatoio freddo a 292°C . L'olio così riscaldato circola solo nel generatore di vapore ma non nel campo. In caso di mancanza di radiazione solare durante il giorno, campo e serbatoi vengono gestiti in modo da consentire il funzionamento ottimale della turbina. I serbatoi, del diametro di 39 m, contengono complessivamente 28500 t di sale pari ad un accumulo operativo di 1010MWh. L'impianti Extresol in Estremadura, Solana in Arizona e Solenhà in Francia sono basati su questo schema. (Foto Cortesia Flagsol)

Impianto del progetto Archimede (ENEA/ENEL, Priolo - Sicilia)

Impianto ENEL di Priolo Gargallo (SR)

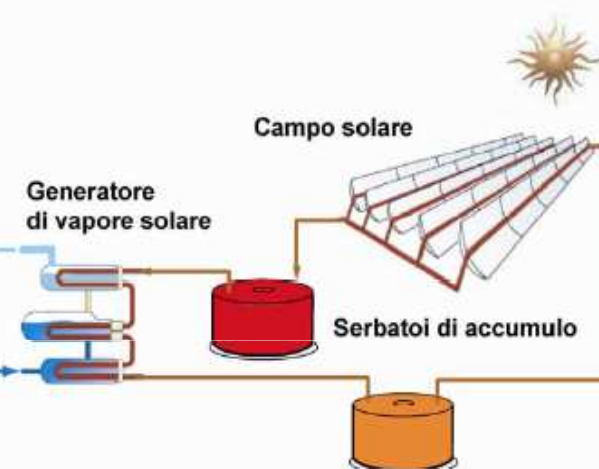


Impianto a ciclo combinato



Potenza elettrica	4,7 MWe
Produzione elettrica	9,1 GWhe/a
Rendimento sol->el	15,4%
Risparmio energia	2.010 TEP/a
Riduzione CO ₂	6.280 t/a

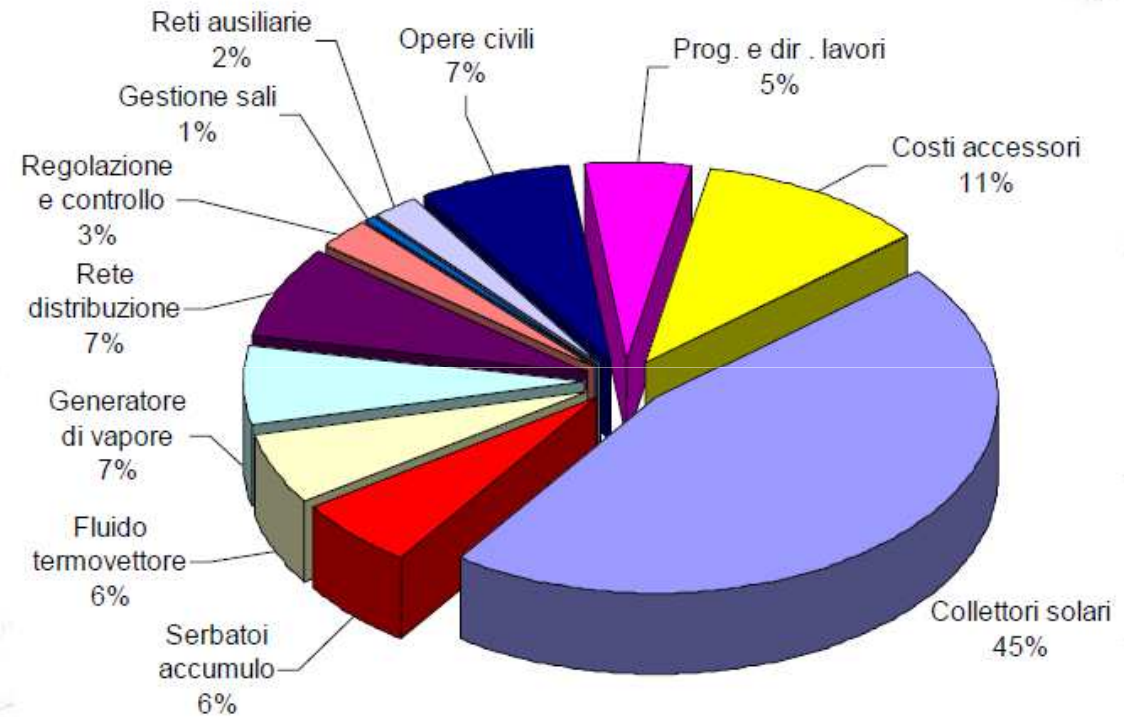
Impianto solare



Numero di collettori	54
Area specchi	30.600 m ²
Area occupata	~8 ha
Accumulo termico	80 MWh (6,7 h)
Sito Priolo Gargallo (SR)	
Radiazione diretta (DNI)	1,936 kWh/ m ² a

Costo totale ≈ 60 M€ $\Rightarrow 13$ M€/MWe (!)

Impianto del progetto Archimede (ENEA/ENEL, Priolo - Sicilia)



Ripartizione dei costi (Fonte ENEA)

Solare termodinamico: esempi di impianti

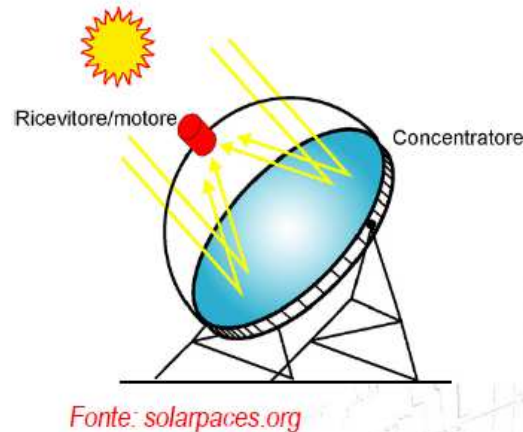
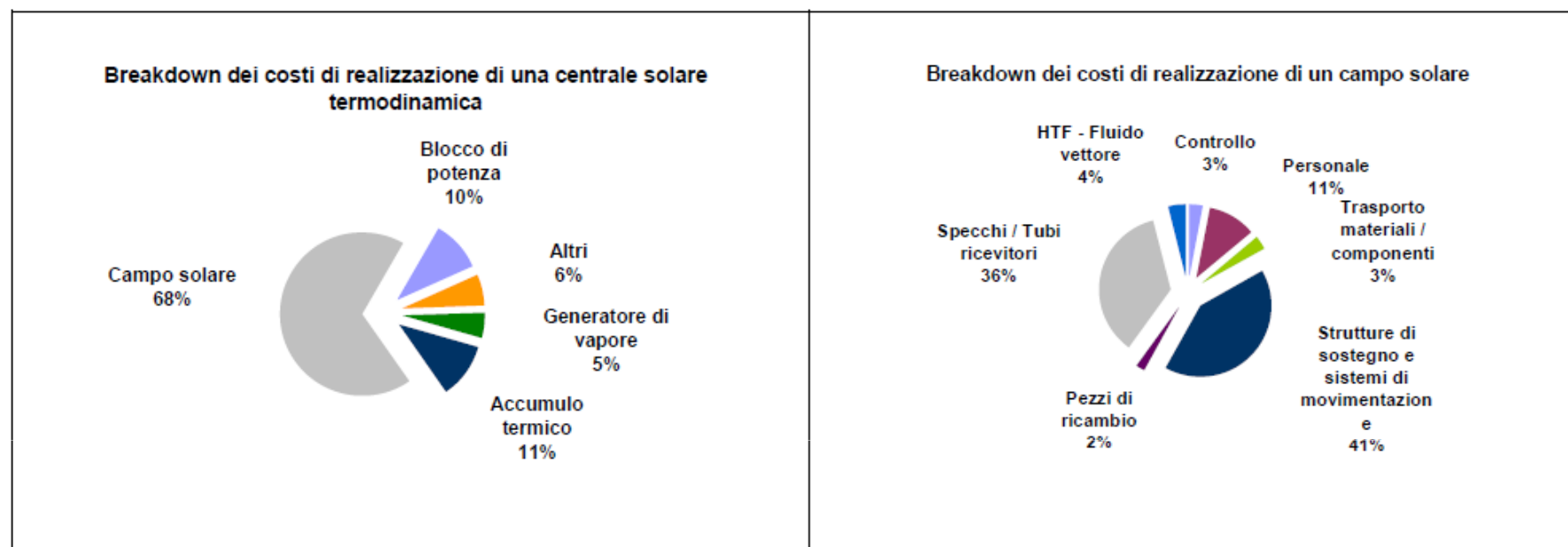


Figura 3-36: Il generatore EuroDish installato al CESI RICERCA è l'unico di questo tipo funzionante in Italia e uno dei pochi in Europa. Ha una potenza nominale di 10 kWe, una superficie utile di 55 m² e un'efficienza massima del 17%. Monta il motore a pistoni SOLO Stirling 161. Nel corso del 2008 è stato oggetto di visite da parte di privati interessati allo sviluppo della tecnologia e di studenti (nella foto il gruppo Master di Energie Rinnovabili 2008 promosso da ENEA Trisaia). (Foto CESI RICERCA)







Solare termodinamico: stato dell'arte



I costi di realizzazione di una centrale solare termodinamica avente una potenza elettrica di 15 MW e dotata di una capacità per l'accumulo termico fino a 10 ore ammontano a circa Euro 90 milioni, pari a circa Euro 6 milioni a MW.

Solare termodinamico: stato dell'arte

Tecnologia	Parabolic Trough	Linear Fresnel	Power Tower	Dish Engine
				
Maturità tecnologica	In commercio	Quasi in commercio	Quasi in commercio	In sperimentazione
Potenziale tecnologico di riduzione costi	Medio	Alto	Alto	Da medio ad alto
Rischio e complessità tecnologici	Bassi	Medi	Da medi ad alti	Alti
Efficienza dell'impianto	30-36%	28%	34-42%	48%
Adattabilità all'accumulo termico	Buona	Bassa	Eccellente	Inesistente
Utilizzo del suolo	Medio	Da basso a medio	Da medio ad alto	Basso
Affidabilità tecnologica	Buona	Media	Media	Bassa
	Buono	Medio	Basso	

Fonte:

ENVENT
INDEPENDENT FINANCIAL ADVISOR

CSP - Concentrated Solar Power
Sector outlook

Solare termodinamico: confronto CSP-fotovoltaico

	CSP	PV
Capex €/kW	5.000 – 7.000	3.000 – 5.000
Euro/kWh (at 2000 kWh/m ² /year)	0,13	0,18
Taglia	5 MW – 250 MW	1 kW – 100 MW
Irraggiamento	> 18.00 kWh/m ² /anno	> 600 kWh/m ² /anno
Potenziale riduzione di costo	Elevato (12% per ogni 2X della potenza cumulativa) → 0,035 – 0,06 €/kWh	Elevato (20% per ogni 2X della potenza cumulativa) → 0,05 - 0,09 €/kWh
Integrabilità con altre tecnologie di generazione	SI (combustibili fossili, biomasse)	NO
Accumulo energetico	SI '	No (allo studio)
Costi di gestione	5%	1%
Connessione alla rete	Necessità di notevoli investimenti per connessioni in alta tensione	Buona integrabilità ma necessità di "reti intelligenti" per diffusione
Altre	Consumo d'acqua, produzione di calore, desalinizzazione	

Fonte: **ENVENT** INDEPENDENT FINANCIAL ADVISOR CSP - Concentrated Solar Power Sector outlook

✓ Elevata complessità e forti economie di scala => impianti di media e grande taglia, in zone con elevata insolazione

✓ Sistemi semplici e affidabili, costi meno legati alle dimensioni dell'impianto => generazione distribuita in impianti di piccola e media taglia

Solare termodinamico: prospettive

- ✓ Attualmente, in aree con notevole irraggiamento ($> 2.000 \text{ kWh/m}^2$ all'anno), il costo di generazione è di circa 0,14-0,18 €/kWh, mentre nel 2020-2025 il costo di generazione dovrebbe ridursi a 0,04 - 0,06 €/kWh.
- ✓ Si prevede quindi che la tecnologia sarà in grado di competere con i costi di generazione di qualsiasi fonte energetica, sia fossile sia rinnovabile.

