

FOTOVOLTAICO: FISICA, TECNOLOGIE E PROSPETTIVE

Breve corso tenuto da Domenico Coiante
presso l'Istituto di Fisica di Roma, 16/18/20 FEBBRAIO/2009

INDICE DEGLI ARGOMENTI

	Pag.	
1. Titolo e indice	1	
2. Che cosa è il solare fotovoltaico?	4	“
3. Come funziona?	4	“
4. I dispositivi fotoelettrici di Fritts	5	“
5. Come si è arrivati al fotovoltaico?	5	“
6. Come si è arrivati al fotovoltaico?	6	“
7. Come si è arrivati al fotovoltaico?	7	“
8. Effetto fotoelettrico nei semiconduttori	7	“
9. Distribuzione qualitativa dei fotoni nello spettro solare	8	“
10. Spettro solare al suolo (sole = corpo nero a 5760 °K)	9	“
11. Radianza specifica e intensità luminosa	9	“
12. Rendimento della conversione fotoelettrica	9	“
13. Rendimento fotoelettrico in funzione di λ_G	10	“
14. EG e λ_G dei semiconduttori più noti	11	“
15. Drogaggio del silicio	11	“
16. Sequenza ideale della formazione della giunzione NP	12	“
17. Larghezza della <i>depletion layer</i>	13	“
18. Cella fotovoltaica a giunzione NP	14	“
19. Sezione di una cella fotovoltaica commerciale	15	“
20. Alcune celle fotovoltaiche commerciali al silicio	15	“
21. Efficienza di conversione fotovoltaica della cella	16	“
22. Circuito equivalente della cella	16	“
23. Caratteristica J-V (cella ideale IV quadrante)	18	“
24. Parametri caratteristici della cella	19	“
25. Effetto di R_s sulla caratteristica J-V della cella	19	“
26. Effetto di R_s sulla potenza $J \times V$	20	“
27. Il massimo della potenza erogabile	20	“
28. Espressione analitica della potenza massima	21	“
29. Determinazione approssimata di V_m	21	“
30. Rilevamento sperimentale dell'efficienza di conversione	22	“
31. Espressione analitica dell'efficienza	23	“
32. Massima efficienza della cella in funzione dell'energy gap	24	“
33. Andamento grafico della massima efficienza della cella	25	“
34. La risposta spettrale della cella	25	“
35. Coefficiente d'assorbimento del silicio	26	“
36. Campo elettrico alla giunzione e probabilità di raccolta	27	“
37. Descrizione qualitativa	28	“
38. La risposta spettrale di una cella al silicio	28	“
39. Il coefficiente termico dell'efficienza	29	“
40. La serie storica dell'efficienza della celle al silicio	30	“

41. Il modulo fotovoltaico	Pag.	30
42. Il pannello fotovoltaico	“	31
43. La centrale fotovoltaica	“	31
44. I migliori moduli al silicio in commercio	“	32
45. Schema logico di un sistema fotovoltaico	“	32
46. Inseguitore del massimo di potenza (MPPT)	“	33
47. Andamento dell'intensità luminosa I(t)	“	34
48. Energia giornaliera prodotta	“	34
49. Energia annuale prodotta	“	35
50. Il potenziale fotovoltaico territoriale italiano	“	36
51. Costo di produzione del kWh (Metodo IEA)	“	38
52. Costo parametrico del kWh	“	39
53. Costo parametrico del kWh in Italia	“	40
54. Dipendenza dal costo dei moduli	“	40
55. Costo del kWh in funzione dell'efficienza per diversi valori del.....	“	41
56. Situazione attuale media per grandi impianti	“	42
57. Andamento storico del prezzo delle celle	“	42
58. Curva di apprendimento del prezzo delle celle	“	43
59. Linee di uguale costo del kWh	“	43
60. Commenti analitici	“	44
61. Tempo di restituzione dell'energia	“	45
62. Emissioni di CO2 a confronto	“	46
63. Conclusioni	“	47
64. Le linee di ricerca e sviluppo	“	47
65. Come abbassare i costi: la tecnica della concentrazione della luce	“	48
66. L'efficienza e la densità di potenza sviluppata in un concentratore	“	49
67. Andamento dell'efficienza con C (cella ideale $R_s=0$)	“	50
68. I vantaggi di principio della concentrazione e gli svantaggi	“	50
69. Il concentratore sperimentale Phocus dell'ENEA	“	51
70. Il modulo del concentratore Phocus	“	52
71. Gli inconvenienti dei concentratori	“	52
72. Come abbassare i costi: linea dei materiali a basso costo	“	53
73. Coefficiente di assorbimento della luce nei semiconduttori	“	54
74. Assorbimento della luce nei semiconduttori	“	54
75. L'alternativa al Si: dispositivi fotovoltaici a film sottile	“	55
76. Cella fotovoltaica omogiunzione a film sottile	“	56
77. Cella fotovoltaica a eterogiunzione a film sottile	“	56
78. Esempio di tecnologia di realizzazione	“	57
79. La situazione dei moduli al 2007 e al 2010	“	57
80. Il silicio amorfo idrogenato	“	58
81. Perché il silicio amorfo idrogenato?	“	59
82. I moduli a film sottile sono la soluzione?	“	60
83. Come aumentare l'efficienza: dispositivi multicella a beam splitting	“	61
84. Efficienza teorica massima	“	62
85. Dispositivi a giunzioni multiple sovrapposte	“	63
86. La potenza totale generata e l'efficienza	“	63
87. Celle monolitiche multigiunzione a due terminali	“	64
88. Celle monolitiche a tripla giunzione commerciali	“	65
89. Celle monolitiche commerciali: curve di efficienza sotto concentrazione	“	65
90. Progetto della centrale a concentrazione da 154 MWp “Victorian”	“	66
91. La situazione attuale del fotovoltaico	“	66

92. I migliori risultati per l'efficienza	Pag.	67
93. Inserimento in rete delle centrali fotovoltaiche	“	68
94. Limite di accettazione della rete e contributo energetico del fotovoltaico	“	68
95. Linee di ricerca e sviluppo	“	69
96. I nuovi concetti PV: la terza generazione	“	70
97. Efficienza limite delle celle a banda intermedia	“	71
98. Meccanismo di fotosensibilizzazione di Grätzel	“	71
99. Cella elettrochimica di Grätzel	“	72
100. Nanocristalli quantistici (Quantum Dots)	“	73
101. Energy gap nei QDs	“	74
102. Eccitoni e raggio di Bohr	“	74
103. Dispositivi PV a QDs	“	75
104. Meccanismo di trasporto delle cariche in un QD	“	76
105. La situazione della ricerca nei QDs	“	77
106. La situazione degli impianti PV nei paesi OCSE	“	77
107. La situazione degli impianti PV in Italia	“	78
108. La situazione a confronto	“	78
109. La situazione mondiale del mercato	“	79
110. Impianto PV dell'Isola di Vulcano	“	79
111. Rifugio alpino Blasi (Val Ridanna– Vipiteno)	“	80
112. Auto elettrica fotovoltaica	“	80
113. Casa solarizzata	“	81
114. Riferimenti bibliografici	“	81

Lo scopo di questo breve corso è riassumibile nella risposta ad una domanda:

- Che cosa è il solare fotovoltaico?

Tutti gli argomenti, che verranno esposti e che affronteremo assieme, sono rivolti ad esaurire questa domanda con la speranza di riuscire nell'intento.

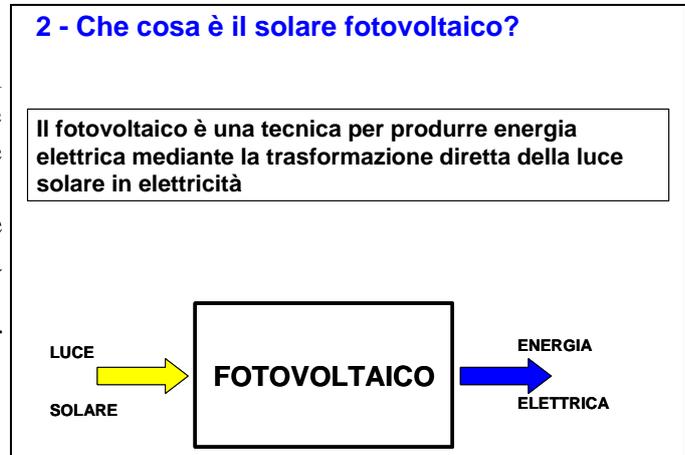
Cominciamo con questa diapositiva.

⇒ Slide 2 – Che cosa è il solare fotovoltaico?

In termini molto concisi possiamo dire che il solare fotovoltaico è una tecnica per produrre energia elettrica mediante la trasformazione diretta della luce solare in elettricità.

Un sistema fotovoltaico è schematizzabile logicamente come un blocco in cui entra la radiazione solare e da cui esce energia elettrica. In altri termini il fotovoltaico è una tecnica per convertire la radiazione solare in elettricità.

Ma come funziona?



⇒ Slide 3 – Come funziona?

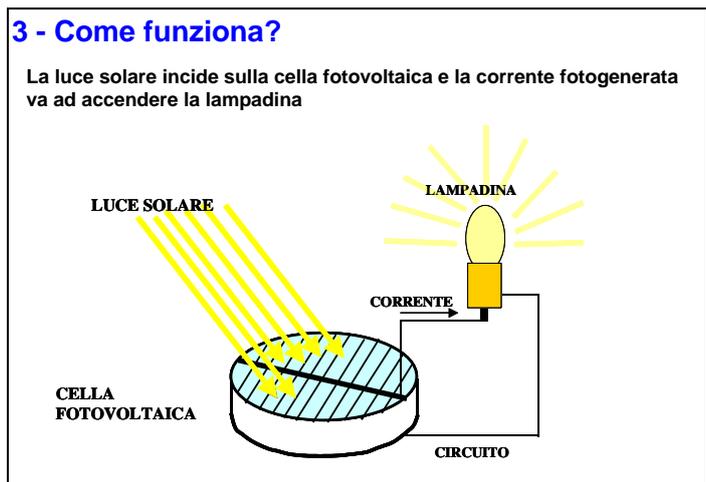
Responsabile della trasformazione è la cella fotovoltaica. Questo dispositivo è costituito da una fetta, o da uno strato, di materiale semiconduttore fotosensibile, che ha subito particolari e complessi trattamenti tecnologici per renderlo adatto a generare energia elettrica.

I fotoni della radiazione solare colpiscono la superficie anteriore della cella e penetrano al suo interno. Qui essi danno luogo all'effetto fotoelettrico: il fotone cede tutta la sua energia ad un elettrone, che si libera dai legami chimici e inizia a muoversi all'interno del materiale negli spazi interstiziali tra gli atomi. Come vedremo meglio nel seguito, il posto lasciato vuoto dall'elettrone, detto lacuna, si comporta come una carica positiva, per cui la scomparsa del fotone dà sempre luogo alla creazione di una coppia di cariche libere, elettrone e lacuna.

Poiché all'interno della cella è presente un campo elettrico fotovoltaico, le cariche vengono avviate subito agli elettrodi di raccolta. Nel circuito esterno scorre una corrente, che va ad alimentare un carico. In definitiva, il flusso luminoso che incide sulla faccia anteriore della cella si trasforma in una corrente elettrica che fluisce nei contatti metallici verso il carico.

Non ci sono parti meccaniche in movimento o fluidi in scorrimento. Quindi nessun tipo di emissioni chimiche e di rumore: niente inquinamento.

Annotiamo subito che la densità della corrente elettrica fotogenerata è proporzionale alla densità della potenza della radiazione solare incidente.



⇒ Slide 4 – I dispositivi fotoelettrici di Fritts

Guardando questa immagine, siamo portati a pensare subito ad una cella fotovoltaica moderna. Ma non è così, perché invece la figura rappresenta un dispositivo fotoelettrico al selenio brevettato nel 1883 a New York da Charles Fritts.

La radiazione luminosa era fatta incidere su uno strato sottilissimo d'oro che era deposto sulla faccia anteriore di una lamina di selenio, a sua volta deposta su una lastra di rame. Lo strato d'oro era semitrasparente, cosicché una parte di luce poteva penetrare nel selenio. All'epoca si conoscevano già le proprietà di particolare fotosensibilità di questo materiale e il suo comportamento "fotoelettrico", definito così proprio in quegli anni. Si osservava allora il passaggio di corrente nell'amperometro che chiudeva il circuito esterno. La deviazione dell'ago era proporzionale all'intensità della luce incidente.

A quel tempo nessuno sapeva spiegare l'effetto fotoelettrico e tantomeno si conosceva l'effetto fotovoltaico. Nonostante ciò, il dispositivo di Fritts funzionava, perché in esso oggi noi possiamo ravvisare una rudimentale cella fotovoltaica. L'energia solare era trasformata in elettricità, ma l'efficienza di trasformazione era molto bassa: inferiore all'1%. Per questa ragione, il tentativo di Fritts di sviluppare commercialmente l'invenzione come generatore elettrico non ebbe successo, ma trovò applicazione come fotoesposimetro.

Per arrivare alla cella fotovoltaica attuale il percorso da fare era ancora molto lungo e mi pare opportuno chiederci come ci si è arrivati.

⇒ Slide 5 – Come si è arrivati al fotovoltaico?

Il dispositivo di Fritts è del 1883, ma lo studio dell'effetto fotoelettrico era cominciato molto tempo prima.

Tutto era iniziato nel 1839 quando Edmond Becquerel osservò per la prima volta l'effetto fotoelettrico durante i suoi esperimenti sull'elettrolisi. Egli notò che la luce solare, quando colpiva gli elettrodi immersi nella soluzione, produceva una sensibile variazione della corrente elettrolitica. Annotò il fenomeno in una comunicazione all'Accademia Francese e poi passò ad altro, come per esempio a studiare i fenomeni della radioattività, di cui fu scopritore.

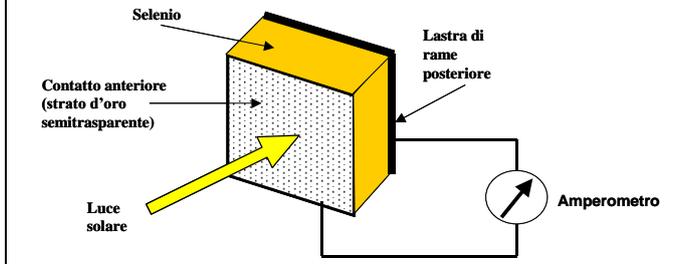
Nel 1867 Willoughby Smith osservò l'effetto fotoelettrico nelle resistenze elettriche fatte con barrette di selenio e mise in evidenza la dipendenza della conducibilità elettrica dall'intensità dell'illuminazione.

Nel 1874 Carl Ferdinand Braun (inventore del tubo catodico) identificò la classe dei materiali semiconduttori e ne evidenziò la loro grande fotosensibilità. Il selenio appartiene appunto a tale classe.

Nel 1876, due scienziati inglesi, Adams e Day, studiarono accuratamente la conducibilità elettrica in barrette di selenio, mentre venivano sottoposte a varie condizioni di illuminazione. Essi

4 - 1883: i dispositivi fotoelettrici di Fritts

Sono stati i primi dispositivi commerciali a trasformare la luce solare direttamente in corrente elettrica nel 1883



5 - Come si è arrivati al fotovoltaico?

- 1839: Becquerel, influenza della luce sull'elettrolisi
- 1867: Smith, effetto di interazione della luce sulla conducibilità elettrica del Se
- 1874: Braun, scoperta della grande fotosensibilità dei materiali semiconduttori
- 1876: Adams - Day, corrente "fotoelettrica" in barrette di Se illuminate, corrente proporzionale all'intensità luminosa, riconoscimento della possibilità di produrre potenza elettrica
- 1883: Fritts, primi dispositivi pratici al Se per la conversione fotoelettrica della luce, primi generatori elettrici modulari
- 1885: Von Siemens, certificazione dei moduli di Fritts
- 1885: Maxwell, tentativi di spiegazione fisica dell'effetto fotoelettrico, nessun risultato

scoprirono così la possibilità di produrre potenza elettrica, trasformando la radiazione luminosa in corrente. Per indicare questo fenomeno, coniarono per primi il termine “fotovoltaico”.

Nel 1883 Charles Fritts inventò i primi moduli fotovoltaici al selenio per produrre energia elettrica dal sole e tentò l'avventura commerciale.

Nel 1885 Werner Von Siemens studiò i moduli di Fritts per certificarne il funzionamento e cercò di dare una spiegazione fisica del fenomeno, senza riuscirci.

Nello stesso anno, s'interessò al fotovoltaico anche James Clerk Maxwell. Il grande scienziato tentò a sua volta di dare una spiegazione al fenomeno in termini di interazione tra onde luminose e selenio, senza ottenere alcun risultato.

⇒ Slide 6 – Come si è arrivati al fotovoltaico?

Nel 1887-88 Heinrich Hertz e Wilhelm Hallwachs scoprirono l'effetto fotovoltaico esterno, cioè l'emissione di cariche elettriche da parte di superfici metalliche colpite da raggi ultravioletti.

Nel 1899 Joseph John Thomson dimostrò che le cariche emesse erano elettroni ed eseguì le prime misure della loro energia.

Nel 1902 Philipp Von Lenard dimostrò che l'energia dei fotoneutroni era indipendente dalla intensità luminosa, ma dipendeva dalla frequenza della luce incidente.

Nel 1904 Hallwachs scoprì l'effetto fotovoltaico nell'ossido rameoso.

Nel 1905 Albert Einstein diede finalmente la spiegazione fisica dell'effetto fotovoltaico proponendo la semplice formula che lega l'energia dei fotoneutroni alla frequenza della luce incidente per ogni materiale: $E = h\nu - P$, dove h è la costante di Planck, ν la frequenza della luce e P è il potenziale di estrazione degli elettroni dal materiale. L'introduzione del quanto di radiazione costituì una vera e propria rivoluzione culturale con il riconoscimento della natura discreta della radiazione luminosa. Aveva così inizio la meccanica quantistica.

Nel 1915 Robert Millikan concluse il lungo ciclo di accurate misure svolte per accertare la relazione di Einstein. La formula venne confermata con un margine di errore dello 0,5%.

Nel 1918 il polacco Jan Czochralski inventò il modo di crescere grandi monocristalli di germanio e di silicio in forma di lingotti cilindrici di diametro da 1-2 pollici. (Oggi il diametro ha raggiunto i 6 pollici).

6 - Come si è arrivati al fotovoltaico?

1887-88, Hertz e Hallwachs scoprono l'effetto fotovoltaico esterno, emissione di cariche elettriche dai metalli sotto illuminazione ultravioletta

1899: Thomson, le cariche fotovoltaiche sono elettroni

1902: Lenard, dimostrazione che l'energia dei fotoneutroni è indipendente dall'intensità luminosa

1904: Hallwachs, corrente "fotovoltaica" nell'ossido rameoso sotto luce solare, primi dispositivi pratici al Se e all'ossido di rame per la misura dell'intensità della luce, primi fotometri ed esposimetri

1905: Einstein, spiegazione dell'effetto fotovoltaico, $E = h\nu - P$

1915: Millikan, conferma sperimentale della legge di Einstein

1918: Czochralski inventa il modo di crescere i monocristalli di germanio e di silicio in lingotti da 1 - 2 pollici di diametro

⇒ Slide 7 – Come si è arrivati al fotovoltaico?

Nel 1931 Bruno Lange produsse in Germania un pannello solare composto da moduli al Selenio come quelli di Fritts, riproposti con miglioramenti tecnologici per allungarne la durata. Il pannello di Lange fu progettato per elettrificare le case. L'efficienza però era rimasta inferiore all'1% ed anche questo tentativo non ebbe successo.

Nel 1947 John Bardeen e Walter Brattain inventarono il transistor al germanio (quello detto a baffi di gatto) presso i laboratori Bell.

Nel 1948-49 William Shockley mise a punto l'equazione del diodo a giunzione pn ed inventò il transistor a giunzione in silicio.

Nel 1953-54 Chapin, Fuller e Pearson, ricercatori della Bell, inventarono la prima cella fotovoltaica a giunzione in silicio monocristallino. La cella aveva efficienza pari al 2,3% ed in poco tempo si raggiunse il 6%.

Nel 1954-55 Jenny, Loferski e Rappaport, ricercatori del RCA, inventarono la cella ad Arseniuro di Gallio con efficienza pari al 6.5%.

A questo punto ha avuto inizio la fase di sviluppo del fotovoltaico moderno.

7 - Come si è arrivati al fotovoltaico?

1931: Lange (Germania) produce un pannello solare con moduli al Se per per elettrificare una casa, efficienza inferiore all'1%

1947: Bardeen - Brattain, invenzione del transistor al Ge presso i Bell Labs

1948-49: Shockley, equazione del diodo a giunzione pn e invenzione del transistor a giunzione in silicio

1953-54: Chapin - Fuller - Pearson, invenzione della cella fotovoltaica al silicio presso i Bell Labs, efficienza 2.3%→6%

1954-55: Jenny - Loferski - Rappaport, invenzione della cella fotovoltaica all'arseniuro di gallio presso i RCA Labs, efficienza 6.5%

⇒ Slide 8 – Effetto fotoelettrico nei semiconduttori

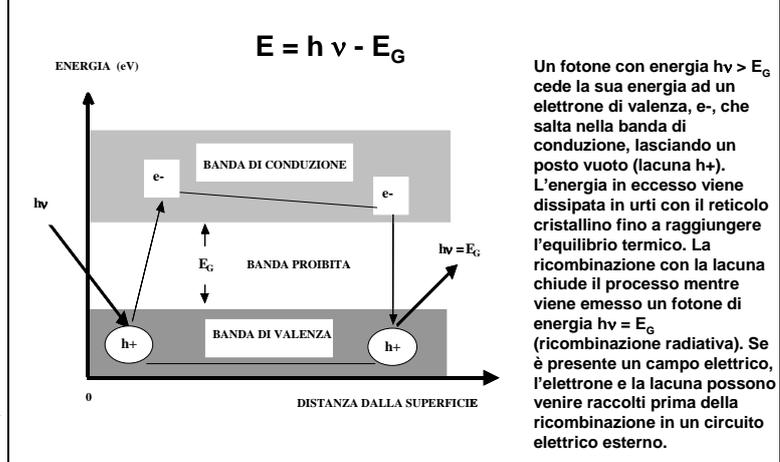
Per caratterizzare i livelli energetici che un elettrone può occupare all'interno di un materiale semiconduttore, facciamo riferimento al modello fisico delle bande di energia. I livelli permessi sono raggruppati in due bande, la banda di valenza e quella di conduzione, separate fra loro da un intervallo di energia proibita, detto *energy gap* ed indicato di solito con E_G . In condizioni di temperatura ambiente, quasi tutti gli elettroni si trovano nella banda di valenza e la banda di conduzione è praticamente vuota.

Supponiamo ora che un fotone di energia $h\nu$ penetri all'interno del semiconduttore e che vada a colpire un elettrone nella banda di valenza. Il fotone cede tutta la sua energia all'elettrone, che si libera dal legame atomico e esce dalla banda di valenza.

Ricordiamo che, per la relazione di Einstein $E = h\nu - E_G$, l'energia cinetica acquistata dall'elettrone nell'interazione fotoelettrica gli permette di trovare una collocazione in un livello energetico superiore solo se la sua energia cinetica è più grande dell'energy gap: infatti solo in questo caso, l'elettrone può saltare nella banda di conduzione. In conclusione, l'effetto fotoelettrico nei semiconduttori (detto interno) può avvenire solo per quei fotoni che hanno energia superiore alla soglia costituita dall'energy gap.

L'elettrone che salta nella banda di conduzione lascia un posto vuoto nella banda di valenza, detto lacuna, e questa si comporta a tutti gli effetti come una carica positiva che si muove nella banda di valenza. Quindi nell'interazione fotoelettrica scompare un fotone e compare una coppia di portatori di carica: elettrone e lacuna.

8 - La fisica: effetto fotoelettrico nei semiconduttori



L'elettrone fotogenerato spende una parte di energia pari a E_G nel salto di banda. Se esso possiede ancora energia cinetica in eccesso, dissipa tale energia negli urti con gli atomi del reticolo cristallino fino a portarsi in equilibrio termico con questo. A questo punto la probabilità d'incontrare una lacuna è massima e può avvenire la ricombinazione: l'elettrone viene catturato dalla lacuna e scende nella banda di valenza emettendo un fotone di energia $h\nu = E_G$. Questo processo viene detto ricombinazione radiativa della coppia.

Se è presente nel semiconduttore un campo elettrico, l'elettrone e la lacuna possono essere raccolti prima che si ricombinino ed avviati ad un circuito elettrico esterno.

⇒ Slide 9 – Distribuzione qualitativa dei fotoni nello spettro solare

La diapositiva ci mostra l'andamento qualitativo della distribuzione energetica dei fotoni presenti nello spettro solare. L'area racchiusa tra la curva in nero e l'asse delle ascisse rappresenta la densità di potenza della radiazione solare incidente sul nostro semiconduttore.

Supponiamo che l'energy gap del semiconduttore si collochi nella scala delle ascisse nel punto E_G . La relazione di Einstein ci dice che solo i fotoni di energia superiore a E_G possono dar luogo all'effetto fotoelettrico. Pertanto lo spettro solare viene diviso in due parti rispetto alla soglia E_G : la parte di spettro a sinistra di E_G si trova sotto la soglia e non dà alcun contributo in termini di fotoelettroni, mentre la parte a destra è quella che viene utilizzata ai fini della formazione delle coppie di carica.

Allora tutti i fotoni che sono presenti in questa parte di spettro generano altrettanti elettroni, cioè $N_{ph}(h\nu > E_G) = N_{el}$.

Occorre dire però che non tutta l'energia contenuta in questa parte di spettro è trasformata in fotoelettroni, perché una quota di essa compare sotto forma di energia cinetica posseduta dalle cariche fotogenerate. Quest'ultima, come si è accennato, viene dissipata termicamente dagli elettroni nel processo di termalizzazione (area tra la curva tratteggiata e quella nera) e pertanto viene persa ai fini del bilancio energetico della conversione fotoelettrica.

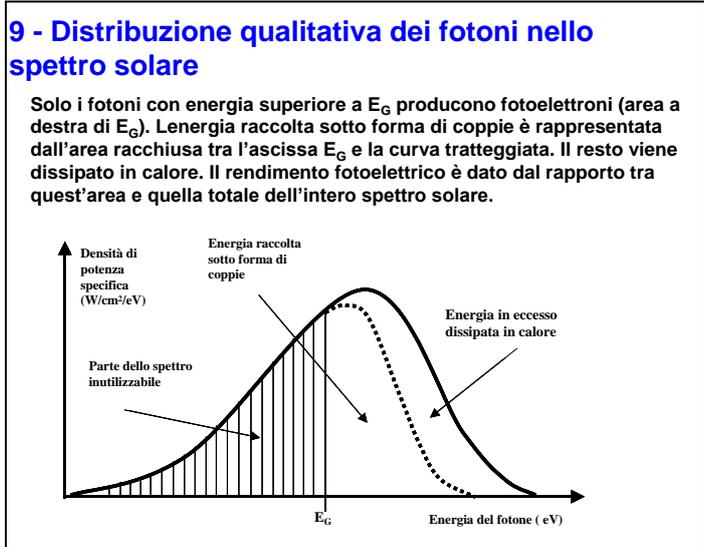
In definitiva il numero dei fotoelettroni N_{el} corrisponderà soltanto alla parte di energia dello spettro che i fotoni hanno speso per generarli e portarli nella banda di conduzione, cioè $N_{el} E_G = N_{ph}(h\nu > E_G) E_G$, (area sottesa dalla curva tratteggiata).

Da ciò segue che il rendimento fotoelettrico, definito come il rapporto tra l'energia della parte di spettro trasformata in fotoelettroni e l'energia totale presente nello spettro, sarà dato dal rapporto tra l'area a destra di E_G sottesa dalla curva tratteggiata e l'area totale della distribuzione.

Si può subito notare che soltanto una parte dello spettro solare può essere convertito in fotoelettroni e ciò pone in generale un serio limite al processo di trasformazione della radiazione solare in elettricità.

Si può inoltre vedere che il rendimento fotoelettrico dipende dalla collocazione di E_G sulla scala delle ascisse: cioè dal tipo di semiconduttore usato.

Passiamo ora a calcolare il rendimento fotoelettrico in funzione dell'energy gap.



⇒ Slide 10 – Spettro solare al suolo (sole = corpo nero a 5760 °K)

La diapositiva riporta la legge di distribuzione della densità specifica di potenza della radiazione solare in funzione della lunghezza d'onda al livello del suolo. Questa relazione è detta anche distribuzione spettrale o anche radianza specifica. La distribuzione è ben rappresentata al di fuori dell'atmosfera terrestre con la relazione di Planck detta di corpo nero, considerando il sole come tale ad una temperatura di 5760 °K. Nell'attraversare l'atmosfera, la distribuzione subisce alcune variazioni dovute all'assorbimento da parte del vapor d'acqua, dell'anidride carbonica e di altri gas presenti in tracce. Tuttavia, nelle giornate limpide e secche, la relazione di corpo nero può ancora rappresentare bene la situazione. Noi, per semplicità, considereremo questo caso e pertanto useremo per i calcoli la distribuzione mostrata nella diapositiva, dove la costante numerica tiene conto del fattore di attenuazione dovuto alla distanza sole-terra, della perdita per l'albedo terrestre e del fattore di scala da cm a micron. Le costanti di radiazione C_1 e C_2 hanno i valori indicati in calce.

10 - Spettro solare (corpo nero a 5760 °K) (al livello del suolo, condizioni AM1) (radianza specifica)

$$I_{\lambda}(\lambda, T) = \frac{1.62 \cdot 10^{-9} C_1 \lambda^{-5}}{\text{Exp}(C_2/\lambda T) - 1} \quad (\text{W/cm}^2/\mu\text{m})$$

•La costante numerica $1.62 \cdot 10^{-9}$ tiene conto del fattore di attenuazione della radiazione per la distanza Terra-Sole, della perdita per l'albedo terrestre e del fattore di scala cm- μm .

•T è la temperatura assoluta del corpo.

•Le costanti di radiazione C_1 e C_2 valgono:

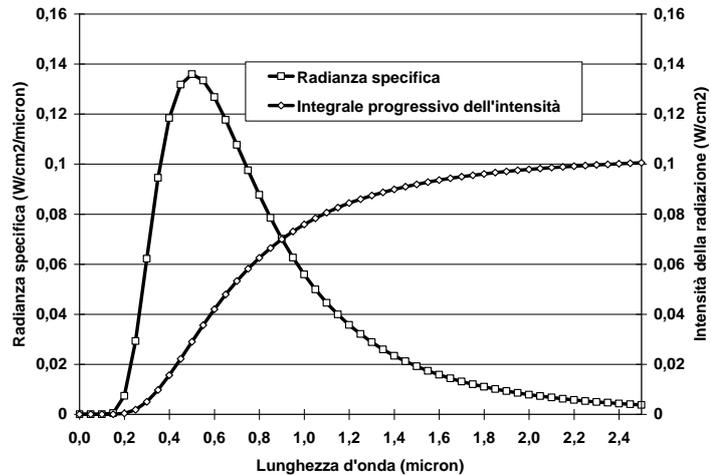
$$C_1 = 2\pi^5 hc^2 = 3.7413 \cdot 10^{-12} \text{ W cm}^2$$

$$C_2 = hc/k = 1.4388 \quad \text{cm} \cdot \text{K}$$

h è la costante di Planck, c è la velocità della luce e k è la costante di Boltzmann.

⇒ Slide 11 – Radianza specifica e intensità luminosa

La figura mostra il grafico della distribuzione spettrale al suolo e l'integrale progressivo numerico, che rappresenta l'intensità luminosa cumulativa. Come si può notare, la curva converge sul valore di $0,100 \text{ W/cm}^2$, che rappresenta il valore al suolo della costante solare. A questo punto abbiamo tutti gli elementi per fare il calcolo del rendimento fotoelettrico.



⇒ Slide 12 – Rendimento della conversione fotoelettrica

Innanzitutto riscriviamo la relazione di Einstein in funzione della lunghezza d'onda, ricordando che $v\lambda = c$ (velocità della luce). Quindi $E = hc[(1/\lambda) - (1/\lambda_G)]$, con $\lambda_G = hc/E_G$.

λ_G è la lunghezza d'onda caratteristica del semiconduttore considerato, cioè quella corrispondente all'energy gap. Quindi la condizione per l'effetto fotoelettrico si traduce nel dire che soltanto i fotoni di lunghezza d'onda inferiore a λ_G possono produrre fotoelettroni.

12 - Rendimento della conversione fotoelettrica

$$E = hc \left[\frac{1}{\lambda} - \frac{1}{\lambda_G} \right] \quad (\lambda_G = hc/E_G)$$

$$dN_{ph} = I_{\lambda} d\lambda / hv = I_{\lambda} \lambda d\lambda / hc$$

$$I = \int_0^{\infty} I_{\lambda}(\lambda) d\lambda = 0.1 \quad (\text{W/cm}^2)$$

$$I_{EG} = E_G \int_{EG}^{\infty} dN_{ph}(\lambda < \lambda_G) = (1/\lambda_G) \int_0^{\lambda_G} I_{\lambda}(\lambda) \lambda d\lambda$$

$$\eta_{ph} = I_{EG}/I = [(1/\lambda_G) \int_0^{\lambda_G} I_{\lambda}(\lambda) \lambda d\lambda] / [\int_0^{\infty} I_{\lambda}(\lambda) d\lambda]$$

Dalla definizione data sopra segue che: il rendimento fotoelettrico è dato dal rapporto tra l'energia spesa dai fotoni per generare gli elettroni e l'energia totale contenuta nello spettro solare.

Con riferimento al grafico della distribuzione I_λ , consideriamo ora una fetta infinitesima di spettro di larghezza pari a $d\lambda$ situata a cavallo dell'ascissa λ nella distribuzione I_λ e proviamo a calcolare il numero elementare di fotoni che sono presenti nell'areola di energia $I_\lambda d\lambda$. Poiché il fotone di lunghezza d'onda λ ha energia $h\nu = hc/\lambda$, il numero di fotoni sarà:

$$dN_{ph} = I_\lambda d\lambda / h\nu = (1/hc) I_\lambda \lambda d\lambda$$

Se ci troviamo al di sopra della soglia fotoelettrica, questo numero di fotoni darà luogo ad altrettanti elettroni con la spesa per ciascuno di essi di un'energia pari a E_G per portare ciascuno di essi in banda di conduzione. Quindi la spesa energetica elementare per la creazione dei fotoelettroni sarà data da $E_G \times dN_{ph} = (E_G/hc) I_\lambda \lambda d\lambda$, che in termini finiti diviene l'integrale da E_G a ∞ di $E_G dN_{ph}$, o ciò che è lo stesso l'integrale da 0 a λ_G di $(1/\lambda_G) I_\lambda \lambda d\lambda$.

In definitiva il rendimento fotoelettrico sarà dato dal rapporto di questo integrale con quello dell'intera distribuzione spettrale, che, come si è visto, vale $0,100 \text{ W/cm}^2$.

Si può notare che, una volta risolto l'integrale a numeratore, il rendimento fotoelettrico è funzione della lunghezza d'onda caratteristica del semiconduttore.

⇒ Slide 13 – Rendimento fotoelettrico in funzione di λ_G

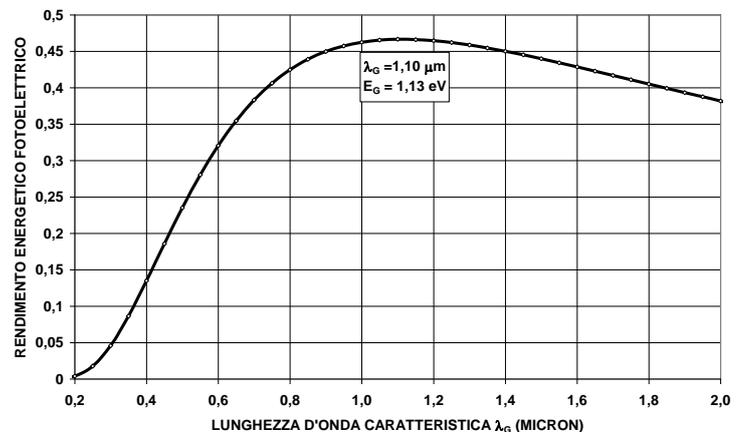
La diapositiva mostra il grafico dei risultati del calcolo del rendimento fotoelettrico per diversi valori di λ_G .

La curva mostra un massimo intorno al 46% per una lunghezza d'onda di 1,1 micron, corrispondente a 1,13 eV, cioè all'energy gap del silicio.

In ogni caso la curva si mantiene al di sopra del 45% per valori della lunghezza d'onda compresi tra 0,9 e 1,4 micron.

Come vedremo in seguito, questa curva subirà alcune modificazioni quando nel calcolo verranno introdotte le condizioni per la raccolta dei fotoelettroni da parte di un campo elettrico. Si avrà un abbassamento del

massimo e il suo spostamento verso valori di energy gap più alti. In ogni caso essa ci fornisce preziose indicazioni circa la scelta dei materiali più adatti alle applicazioni fotoelettriche.



⇒ Slide 14 – E_G e λ_G dei semiconduttori più noti

La tabella ci mostra il valore dell'energy gap per i semiconduttori più noti. Si può evidenziare che, alla zona di massimo rendimento fotoelettrico, corrispondono: il diseleniuro di indio e rame, il silicio, il fosforo d'indio, l'arseniuro di gallio e il tellururo di cadmio. Sono questi i semiconduttori più adatti per realizzare i dispositivi per la conversione fotovoltaica.

14 - E_G e λ_G dei semiconduttori più noti

	Ge	CuInSe ₂	Si	InP	Ga As	CdTe
E_G (eV)	0.62	1.05	1.09	1.22	1.42	1.45
λ_G (μm)	2.0	1.18	1.14	1.016	0.873	0.855

	αSi (*)	GaInP	Cu ₂ O	Se	GaP	CdS
E_G (eV)	1.70	1.88	2.0	2.2	2.25	2.4
λ_G (μm)	0.704	0.659	0.590	0.563	0.551	0.516

Fonte: dati raccolti dalla letteratura sui semiconduttori

(*) αSi sta per silicio amorfo

Il massimo rendimento fotoelettrico si ha per il diseleniuro di indio e rame, il silicio, il fosforo di indio, l'arseniuro di gallio e il tellururo di cadmio.

⇒ Slide 15 – Drogaggio del silicio

A scopo puramente esemplificativo, fissiamo la nostra attenzione sul silicio e rappresentiamo il suo

reticolo cristallino come se fosse bidimensionale. Il silicio è un elemento tetravalente e gli atomi sono indicati come cerchi da cui si dipartono quattro legami di valenza scambiati con gli atomi circostanti. Supponiamo ora di sostituire qualche atomo di silicio con altrettanti atomi di un elemento pentavalente, come per esempio il fosforo. In tal caso quattro legami vengono scambiati con gli atomi circostanti di silicio ed uno rimane pendente. In altri termini, accanto agli atomi di fosforo rimangono altrettanti elettroni poco legati, che, sotto l'azione dell'agitazione termica, si possono liberare, passando nella banda di conduzione.

Si verifica pertanto che gli atomi di fosforo donano elettroni alla banda di conduzione e, perciò, vengono indicati come atomi donatori, o *donors*. Una volta che l'elettrone si è staccato dal fosforo, l'atomo non è più neutro, ma risulta come uno ione positivo (fissato nel reticolo cristallino).

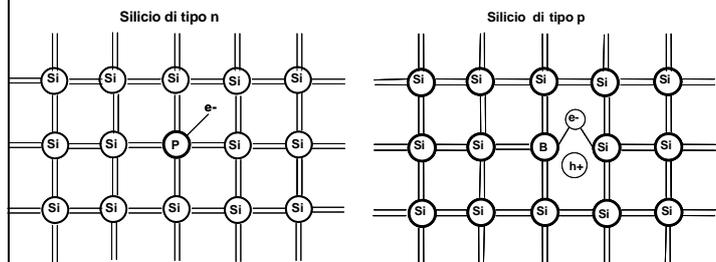
Se è presente un campo elettrico all'interno del semiconduttore, gli elettroni liberi in banda di conduzione determinano la conduttività del materiale, che, per questo motivo, sarà indicato come di tipo N, cioè a conduttività da cariche negative. In definitiva, a temperatura ambiente, il silicio contaminato, o come si dice *drogato*, con fosforo si dice di tipo N, in quanto contiene una certa quantità di elettroni liberi in banda di conduzione in eccesso rispetto a quelli che sarebbero presenti nel silicio puro, detto *intrinseco*, o di tipo I.

Ripetiamo lo stesso ragionamento ipotizzando di sostituire alcuni atomi di silicio con atomi di un elemento trivalente, come per esempio il boro.

Le tre valenze vengono scambiate con tre atomi circostanti, mentre un quarto atomo di silicio vicino al boro si trova con una valenza pendente, non scambiata. A questo punto l'atomo di boro, che ha lo strato elettronico esterno non completo, cattura un elettrone libero e ripristina la continuità del reticolo scambiando l'elettrone con l'atomo di silicio.

Per tale motivo, il boro viene ad accettare un elettrone in più, che lo fa diventare come uno ione negativo (fisso nel reticolo cristallino). Per tale motivo gli elementi come il boro vengono detti in gergo accettori, o *acceptors*.

15 - Drogaggio del silicio



Nel silicio di tipo n a temperatura ambiente rimangono liberi in banda di conduzione gli elettroni donati dal fosforo (donatore), mentre in quello di tipo p restano libere in banda di valenza le lacune dovute al boro (accettore). Queste cariche determinano la conduttività elettrica.

A sua volta, l'elettrone che è stato catturato, ha lasciato un posto vuoto nella banda di valenza, una lacuna a carica positiva. Pertanto la conducibilità in presenza di un campo elettrico avverrà per opera delle lacune, cioè per cariche positive, ed il materiale sarà indicato come di tipo P.

Tutto questo può essere rappresentato nel modello delle bande energetiche dicendo che gli atomi donatori introducono una serie di livelli permessi per gli elettroni nella banda proibita, posti molto vicino al limite inferiore della banda di conduzione. Per tale motivo, l'agitazione termica è sufficiente a far passare gli elettroni occupanti questi livelli nella banda di conduzione.

Analogamente, gli atomi accettori introducono una serie di livelli permessi in vicinanza del limite superiore della banda di valenza, cosicché l'agitazione termica può facilmente far passare gli elettroni di valenza in questi livelli, lasciando al loro posto altrettante lacune.

A questo punto possediamo tutti gli elementi per passare a vedere come si costituisce una giunzione nel silicio cristallino. La diapositiva successiva ci mostra appunto la rappresentazione idealizzata di questo processo.

⇒ Slide 16 – Sequenza ideale della formazione della giunzione NP

Supponiamo di disporre di due pezzi di silicio rispettivamente N e P. Nella diapositiva precedente abbiamo visto che gli atomi donatori ed accettori sono sparsi in numero piccolissimo all'interno del reticolo cristallino. Ora, per comodità

espositiva, esageriamo la situazione e rappresentiamo schematicamente il silicio di tipo N come se fosse costituito tutto di ioni positivi di fosforo con accanto a ciascuno il rispettivo elettrone donato alla banda di conduzione ed il silicio di tipo P come di ioni negativi affiancati ciascuno dalla rispettiva lacuna.

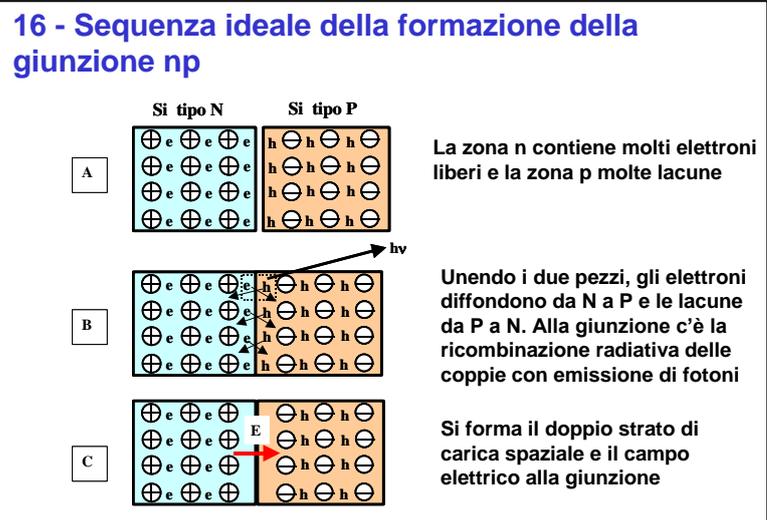
I due pezzi di materiale sono elettricamente neutri.

Immaginiamo ora di unire intimamente i due pezzi e vediamo cosa avviene. Alla sinistra della

giunzione, nella zona N, esiste una grande concentrazione di elettroni e a destra, nella zona P, praticamente nulla. C'è pertanto un'alta differenza di concentrazione, che dà luogo ad una forza di gradiente. Questa spinge gli elettroni a diffondere attraverso la giunzione dalla zona N alla zona P e lo stesso fenomeno avviene in direzione inversa per le lacune. Avviene così che nella zona di giunzione la probabilità di ricombinazione radiativa delle coppie è massima: si avrà una intensa e breve emissione di fotoni e le cariche libere scompariranno dalla zona a cavallo della giunzione. Si creerà una zona svuotata di cariche libere, detta *depletion layer*.

Rimarrà però uno strato di ioni fosforo positivi nel lato N ed uno di ioni boro negativi nel lato P. Questo doppio strato di carica dà luogo, nella zona di giunzione, ad un campo elettrico E, diretto dalla zona N a quella P. Il campo contrasterà la forza di gradiente e costringerà gli elettroni e le lacune ad allontanarsi dalla giunzione. Quando il processo raggiunge l'equilibrio, non c'è più passaggio di cariche e la zona di giunzione è completamente svuotata.

Pur se nel complesso il pezzo risultante dalla giunzione dei due materiali è neutro, localmente, nella zona di svuotamento è presente una differenza di potenziale, una tensione detta di Volta, perché essa è analoga a quella che Volta osservò nella giunzione di due metalli. Questa barriera di potenziale impedisce il passaggio ulteriore degli elettroni dalla zona N a quella P e delle lacune da P a N. La conducibilità elettrica tra la zona N e quella P potrà avvenire solo facendo abbassare l'altezza della barriera mediante l'applicazione ai lati della giunzione di un potenziale contrario a quello locale interno. Si tratta del ben noto effetto diodo.



Per rendere quantitative tutte le considerazioni che abbiamo fatto, sarebbe necessario far ricorso alla distribuzione statistica di Fermi-Dirac e alla definizione del livello di Fermi. Applicando questi concetti al caso dei materiali semiconduttori N e P prima della loro unione e poi andando a vedere che cosa accade dopo che essi sono stati uniti, ci fornisce gli strumenti per il calcolo quantitativo. La condizione di conservazione della neutralità elettrica impone che il livello di Fermi sia lo stesso lungo la giunzione e ciò permette di calcolare esattamente l'altezza della barriera di Volta. Rinviamo coloro che fossero interessati a questi aspetti alla consultazione dei testi di fisica elettronica, mentre noi ci concentreremo su alcuni aspetti semplificati d'interesse pratico per il fotovoltaico.

⇒ Slide 17 – Larghezza della depletion layer

Come abbiamo detto, la formazione della zona di campo elettrico a cavallo della giunzione avviene rispettando la neutralità della carica. Pertanto, la quantità di carica negativa presente nella zona N (la parte svuotata) deve essere uguale a quella positiva della zona P.

Se S è la sezione trasversale della giunzione e X_n è lo spessore della zona svuotata dal lato N, la quantità di carica sarà pari a $qN_D S X_n$ e questa deve essere uguale a $qN_A S X_p$, dal lato P. N_D è la concentrazione degli atomi donatori (in atomi/cm³) e N_A quella degli accettori e q è la carica dell'elettrone.

17 – Larghezza della depletion layer

$N_D X_n = N_A X_p$ (atomi/cm²) (N_D, N_A = concentrazione degli atomi donatori, accettori)

$(X_n + X_p) = (1 + N_A/N_D) X_p$ (Per le celle $N_D \gg N_A$)

$(X_n + X_p) \cong X_p$ (la depletion layer si estende tutta nella zona P della giunzione)

$E_{max} = (q/\epsilon) N_A X_p = (q/\epsilon) N_D X_n$ (volt/cm) (q = carica dell'elettrone ed ϵ costante dielettrica del semiconduttore)

$V_B = (1/2) E_{max} (X_n + X_p)$ (volt) (altezza della barriera di potenziale)

Segue allora che, tra lo spessore della parte N della zona di svuotamento, X_n in cm, e quello della parte P, X_p in cm, esiste la seguente relazione :

$$N_D X_n = N_A X_p \quad (\text{atomi/cm}^2)$$

La larghezza della zona di campo elettrico è data da:

$$(X_n + X_p) = (1 + N_A/N_D) X_p$$

Normalmente nelle celle fotovoltaiche avviene che $N_D \gg N_A$ e quindi si ha che:

$$(X_n + X_p) \cong X_p$$

Cioè, la depletion layer si estende tutta nella zona P della giunzione ed è qui pertanto che avviene la maggior parte della raccolta delle cariche fotogenerate.

Utilizziamo l'equazione di Poisson, applicata alla dimensione x , per calcolare il campo elettrico E .

$$dE/dx = \rho/\epsilon$$

dove ρ è la densità di carica e ϵ è la costante dielettrica del semiconduttore.

Assumiamo che la densità di carica abbia un valore costante rispetto ad x , in quanto essa è rappresentata dalla concentrazione degli atomi donatori nella zona N e da quelli accettori nella zona P. Quindi, integrando rispetto ad x si ottiene un andamento lineare di E nelle due zone, con E crescente fino alla giunzione nella zona N e decrescente nella zona P. Il valore massimo del campo elettrico, E_{\max} , si riscontra in corrispondenza della giunzione, dove vale:

$$E_{\max} = (q/\epsilon) N_A X_p = (q/\epsilon) N_D X_n \quad (\text{volt/cm})$$

Infine, la differenza di potenziale elettrico ai due lati della giunzione, o altezza della barriera di potenziale, è data da:

$$V_B = (1/2)E_{\max} (X_n + X_p) \quad (\text{volt})$$

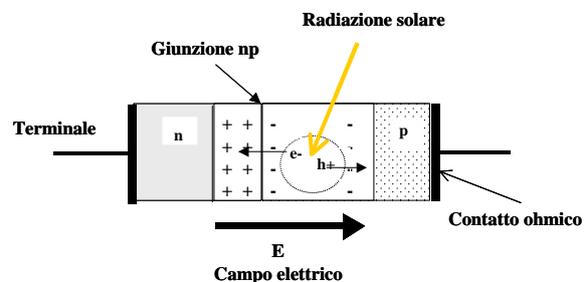
⇒ Slide 18 – Cella fotovoltaica a giunzione NP

Supponiamo di aver realizzato la nostra giunzione NP in silicio e di aver applicato ai due lati di essa due contatti metallici ohmici, (cioè scelti opportunamente perché non producano a loro volta l'effetto diodo).

Facciamo ora incidere sulla zona di svuotamento i fotoni della radiazione solare. Qui è presente un forte campo elettrico voltaico, per cui gli elettroni e le lacune generate per effetto fotoelettrico vengono subito separate prima che abbiano il tempo di ricombinarsi ed avviate ai rispettivi elettrodi. Se questi sono collegati con un circuito esterno ad un carico, in esso fluisce una corrente elettrica d'intensità proporzionale al flusso dei fotoni della radiazione solare.

Si realizza in tal modo la conversione fotovoltaica dell'energia solare ed il dispositivo che l'attua è detto *cella fotovoltaica a giunzione*.

18 - Cella fotovoltaica a giunzione np



A cavallo della giunzione np esiste una zona di carica spaziale che determina una differenza di potenziale e un campo elettrico intenso (effetto Volta). Un fotone della radiazione solare crea per effetto fotoelettrico una coppia elettrone/lacuna in questa zona. Il campo elettrico voltaico separa subito le cariche impedendo la loro ricombinazione radiativa. Le cariche viaggiano verso gli elettrodi e possono essere raccolte in un circuito esterno come corrente elettrica: **conversione fotovoltaica della radiazione solare**.

⇒ Slide 19 – Sezione di una cella fotovoltaica commerciale

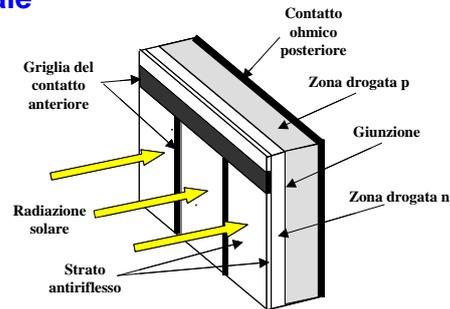
La diapositiva mostra una sezione di una cella fotovoltaica commerciale. La sua somiglianza al dispositivo a selenio di Fritts del 1883 è impressionante.

Si può subito notare che il contatto anteriore è realizzato in forma di griglia a maglie molto larghe, in modo da lasciar passare la massima frazione della luce incidente. La zona N, molto drogata, ha uno spessore piccolo (circa 0,2-0,3 micron) così da lasciar penetrare i fotoni fino alla zona della giunzione, dove esiste il campo elettrico. La zona P è poco drogata e

spessa circa 250 micron, in modo da assorbire tutti i fotoni della radiazione. Il campo elettrico della giunzione si estende praticamente all'interno di tutta la zona P. Il contatto posteriore è costituito da uno strato metallico continuo spesso qualche micron.

Davanti alla zona N è deposto uno strato di materiale trasparente di caratteristiche ottiche tali da impedire la riflessione della luce da parte della superficie del silicio (strato antiriflesso).

19 - Sezione di una cella fotovoltaica commerciale



La radiazione solare incide sulla faccia anteriore della cella che è ricoperta parzialmente da un contatto metallico fatto a griglia. La luce passa attraverso lo strato antiriflesso che copre la superficie e penetra nel semiconduttore fino alla giunzione np. Qui i fotoni generano le coppie di carica. Il campo elettrico voltaico provvede ad avviare gli elettroni al contatto anteriore e le lacune a quello posteriore.

⇒ Slide 20 – Alcune celle fotovoltaiche commerciali al silicio

Questa diapositiva mostra la fotografia di due celle fotovoltaiche commerciali al silicio, rispettivamente policristallino (a sinistra) e monocristallino a destra.

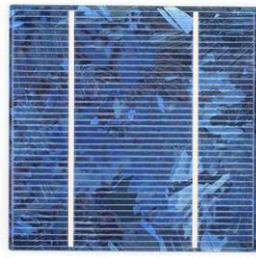
La potenza di picco, cioè la potenza massima generata sotto illuminazione solare di picco (a mezzogiorno di una giornata limpida e secca) si aggira intorno a 1 – 2 Wp per cella.

I parametri fondamentali che caratterizzano le celle fotovoltaiche sono:

- la tensione ai morsetti a circuito aperto;
- la corrente di corto circuito;
- l'efficienza di conversione, la cui definizione sarà data nella seguente diapositiva.

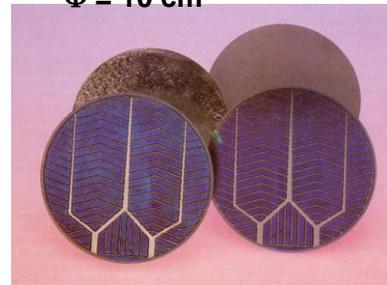
20 - Alcune celle fotovoltaiche commerciali al Si

Silicio policristallino
12 cm x 12 cm



Potenza = 1,8 Wp

Silicio monocristallino
 $\Phi = 10$ cm



Potenza \cong 1 Wp

Si nota il contatto anteriore a griglia e lo strato antiriflesso che appare azzurro

⇒ Slide 21 – Efficienza di conversione fotovoltaica della cella

Riassumendo brevemente quanto abbiamo visto, possiamo dire che la cella fotovoltaica è un dispositivo ai cui terminali esiste una differenza di potenziale V_B conseguente all'effetto Volta e che, in condizioni di adeguata illuminazione, produce in uscita una corrente elettrica d'intensità proporzionale a quella della radiazione luminosa incidente.

Ai terminali della cella è quindi presente una potenza elettrica, P_{out} , che dipende dalla potenza della luce incidente, P_{in} , e dal valore del carico applicato.

Per questo motivo, si è convenuto di definire come *efficienza di conversione fotovoltaica* di una cella il valore del rapporto P_{out}/P_{in} , in condizioni di massima potenza erogata, cosa che avviene in corrispondenza del valore massimo dell'illuminazione e di un valore ottimale del carico.

Pertanto l'efficienza η della cella è data come il rapporto:

21 - Efficienza di conversione fotovoltaica della cella

La cella fotovoltaica è un dispositivo ai cui terminali esiste una differenza di potenziale V_B conseguente all'effetto Volta e che, sotto adeguata illuminazione, produce in uscita una corrente elettrica la cui intensità è all'incirca proporzionale a quella della radiazione incidente.

Ai terminali della cella è presente una potenza elettrica, P_{out} , che dipende dalla potenza della luce incidente, P_{in} , e dal valore del carico applicato. Per questo motivo si è convenuto di definire come *efficienza di conversione fotovoltaica* di una cella il valore del rapporto P_{out}/P_{in} in condizioni di massima potenza erogata, cosa che avviene in corrispondenza della massima illuminazione.

Pertanto l'efficienza η della cella è definita come:

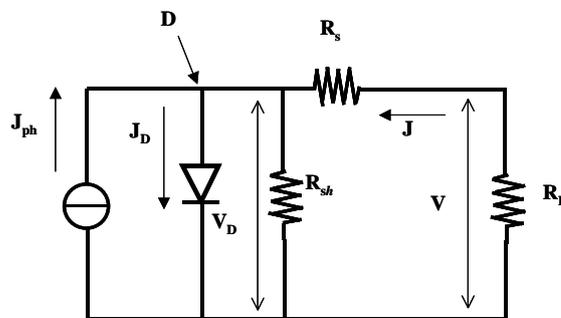
$$\eta = (P_{outmax}/P_{inmax})$$

$$\eta = P_{outmax}/P_{inmax}$$

⇒ Slide 22 – Circuito equivalente della cella

Dal punto di vista elettrico, la cella fotovoltaica è un vero e proprio diodo a giunzione NP. Il suo circuito equivalente è rappresentato appunto da un diodo posto in parallelo ad un generatore di corrente. Il diodo rappresenta la giunzione ideale ed il generatore la corrente fotogenerata sotto illuminazione. Le perdite che tendono a cortocircuitare la

22 - Circuito equivalente della cella



$$R_{sh} = \infty$$

$$J_D = J_0 [\exp(qV_D/nkT) - 1]$$

$$J_0 = C \exp(-E_G/BkT)$$

$$V_D = V + JR_s$$

$$J_D = J_0 [\exp(qV+JR_s)/nkT) - 1]$$

$$q = \text{carica dell'elettrone}$$

$$1 < n < 2 \text{ (fattore d'idealità)}$$

$$C = f(T, \mu, \sigma, L, N_c, N_v) \cong 1.6 \cdot 10^6 \text{ A/cm}^2$$

$$J = J_D - J_{ph} = J_0 [\exp(qV+JR_s)/nkT) - 1] - J_{ph}$$

$$J_{ph} = \text{Corrente fotogenerata}$$

giunzione sono riassunte nella resistenza in parallelo R_{shunt} e quelle dovute alla resistività del materiale semiconduttore, a quella parte cioè che non partecipa all'effetto fotoelettrico, e alla resistività dei contatti ohmici sono rappresentate nella resistenza posta in serie alla corrente R_{serie} .

Poiché il circuito equivalente è riferito all'unità di superficie della cella attraversata dalla radiazione solare, la corrente fotogenerata sarà riferita anch'essa all'unità di superficie e quindi espressa come densità di corrente. La stessa cosa avverrà per le resistenze.

R_L è il carico applicato ai terminali della cella.

Per le celle di buona fattura, il valore della resistenza di shunt è molto grande, per cui esso si può considerare infinito.

La densità di corrente, che scorre nel diodo in funzione della tensione posta ai suoi capi, è definita dall'equazione di Shockley come:

$$J_D = J_0[\exp(qV_D/nkT) - 1],$$

dove q è la carica dell'elettrone, V_D è la tensione ai capi della giunzione, n è un fattore numerico empirico compreso fra 1 e 2 che esprime la bontà della giunzione (detto fattore di idealità della giunzione), k è la costante di Boltzmann e T è la temperatura assoluta della giunzione.

J_0 è la densità di corrente che scorre nel diodo in assenza di illuminazione, chiamata pertanto corrente oscura. Essa è dovuta essenzialmente all'agitazione termica che statisticamente permette il formarsi di coppie di portatori di carica all'interno della giunzione. Si trova che:

$$J_0 = C \exp(-E_G/BkT),$$

con C funzione delle caratteristiche fisiche del semiconduttore e B analogo del fattore empirico di idealità n , anch'esso di valore compreso fra 1 e 2.

Come vedremo, nel seguito incontreremo di nuovo l'espressione della corrente oscura ed avremo modo di esaminare meglio il ruolo del fattore C e di fissarne il valore. Per il momento accontentiamoci dei cenni dati e proseguiamo.

Teniamo presente che il nodo D del circuito equivalente è interno alla cella e non è accessibile per le misure. Per noi sono accessibili soltanto i terminali della cella, a cui è attaccato il carico. La tensione V in uscita è legata a quella ai capi del diodo dalla relazione.

$$V_D = V + JR_s,$$

che si ottiene tenendo conto della caduta di potenziale dovuta alla presenza della resistenza serie. Inserendo questa relazione nell'equazione ideale di Shockley, si arriva all'espressione della corrente per il diodo reale.

$$J_D = J_0[\exp(qV+JR_s)/nkT) - 1].$$

Applichiamo ora il I principio di Kirchoff alle correnti che affluiscono al nodo D. Troviamo subito che la somma delle correnti entranti $J+J_{ph}$ deve essere uguale alla corrente uscente J_D e, quindi, la corrente che scorre nel carico J sarà data da:

$$J = J_D - J_{ph},$$

cioè dalla differenza tra la corrente che scorre nel diodo J_D e quella dovuta alle cariche fotogenerate J_{ph} .

In definitiva otteniamo l'espressione che lega la corrente in uscita alla tensione ai morsetti della cella per un certo livello di corrente fotogenerata, cioè la relazione detta *caratteristica della cella fotovoltaica reale*:

$$J = J_0[\exp(qV+JR_s)/nkT) - 1] - J_{ph}.$$

Si può notare subito che si tratta di una relazione implicita (J è presente anche al secondo membro e si trova all'esponente di un'esponenziale). Si può anche aggiungere che tale espressione non è esplicitabile in termini analitici. Pertanto si dovrà far ricorso a soluzioni approssimate. E' ciò che inizieremo a fare subito, avvertendo anche che ricorreremo spesso nel seguito ad opportune approssimazioni.

⇒ Slide 23 – Caratteristica J-V (cella ideale IV quadrante)

Supponiamo di avere a che fare con una cella realizzata con la migliore tecnologia oggi disponibile. Allora possiamo ipotizzare che R_s sia uguale a zero e che n sia pari ad uno. La caratteristica diviene pertanto quella di una cella ideale:

$$J = J_0[\exp(qV)/kT) - 1] - J_{ph}$$

Immaginiamo ora di applicare ai capi del diodo una tensione di polarizzazione esterna V e di far assumere ad essa valori negativi e positivi. Allora anche la corrente avrà segno positivo e negativo. La curva caratteristica, pertanto, dovrebbe essere tracciata sul piano cartesiano composto da tutti e quattro i quadranti.

Ricordiamo che la scelta dei versi della corrente nel circuito equivalente è stata fatta considerando i fenomeni fisici di generazione e di raccolta delle cariche nella giunzione da parte del campo elettrico interno. Sempre immaginando di aver applicato al diodo una tensione con un generatore esterno, questa scelta comporta che il valore positivo del prodotto JV significa cessione di potenza da parte del generatore al diodo, cioè alla cella. Pertanto, nei quadranti a prodotto JV positivo, la nostra cella, anche se illuminata, si comporta come un carico nei confronti del generatore esterno assorbendo potenza da esso.

Tutto ciò considerato a noi interessa soltanto il quarto quadrante, dove la tensione è positiva e la corrente è negativa. Ciò significa che il prodotto delle due grandezze è negativo, cioè in questo quadrante la potenza sviluppata ha segno negativo e quindi essa è erogata al carico esterno.

Tenendo presente tutto questo, nella pratica comune è ormai invalso l'uso di tracciare la curva caratteristica soltanto per il quarto quadrante, rappresentandolo poi ribaltato rispetto all'asse delle ascisse. Ciò equivale a considerare il grafico della relazione:

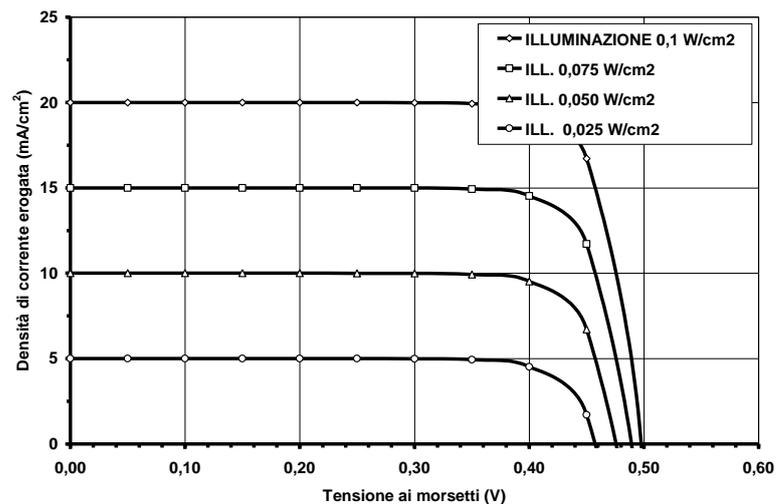
$$J = J_{ph} - J_0[\exp(qV)/kT) - 1]$$

per valori di V positivi.

Per il silicio a temperatura ambiente, si trova che la corrente oscura vale all'incirca:

$$J_0 = 10^{-10} \text{ A/cm}^2.$$

La diapositiva mostra appunto le curve caratteristiche per una cella ideale al silicio, sotto quattro livelli di illuminazione. Il livello più alto corrisponde all'illuminazione di picco, cioè ad un'intensità luminosa di $0,1 \text{ W/cm}^2$ ed è rappresentato dalla curva più alta, mentre ai livelli d'illuminazione più bassi corrispondono le curve sottostanti. Si può notare che i diversi valori della corrente erogata dalla cella per piccoli valori della tensione corrispondono ai livelli d'illuminazione in modo proporzionale.



⇒ Slide 24 – Parametri caratteristici della cella

Nel grafico si possono distinguere i seguenti parametri caratteristici:

- 1) A $V=0$, cioè all'intersezione con l'asse delle ordinate, corrisponde la corrente detta di corto circuito (*short circuit*), indicata con J_{sc} .
- 2) A $J=0$, cioè all'intersezione con l'asse delle ascisse, corrisponde la tensione a circuito aperto (*open circuit*), indicata con V_{oc} .
- 3) P_m , è il punto di massima potenza, cioè quello corrispondente al massimo valore del prodotto ($J \times V$). Questo punto corrisponde all'ascissa V_m e all'ordinata J_m , tali che $(V_m \times J_m) = P_m$.

24 - Parametri caratteristici

- 1) $V=0$ (intersezione con l'asse delle ordinate) $\rightarrow J(0) = J_{sc}$
- 2) $J=0$ (intersezione con l'asse delle ascisse) $\rightarrow V(J=0) = V_{oc}$
- 3) Punto di massima potenza: (V_m, J_m) tali che $(V_m \times J_m) = P_m$

- J_{sc} , corrente di corto circuito (suffisso sc = short circuit),
- V_{oc} , tensione a circuito aperto (oc = open circuit)
- P_m , punto di massima potenza (m = maximum).

Applicando queste definizioni nell'ipotesi che $R_s = 0$ e a prescindere dal verso della corrente, si ottiene:

$$J_{sc} = J_{ph}$$

$$V_{oc} = (nkT/q) \ln[(J_{ph}/J_0) + 1]$$

Applicando queste definizioni, sempre nell'ipotesi che la resistenza serie sia trascurabile, si ottiene che la corrente di corto circuito è uguale a quella fotogenerata e che la tensione a circuito aperto è data dalla relazione:

$$V_{oc} = (nkT/q) \ln[(J_{ph}/J_0) + 1]$$

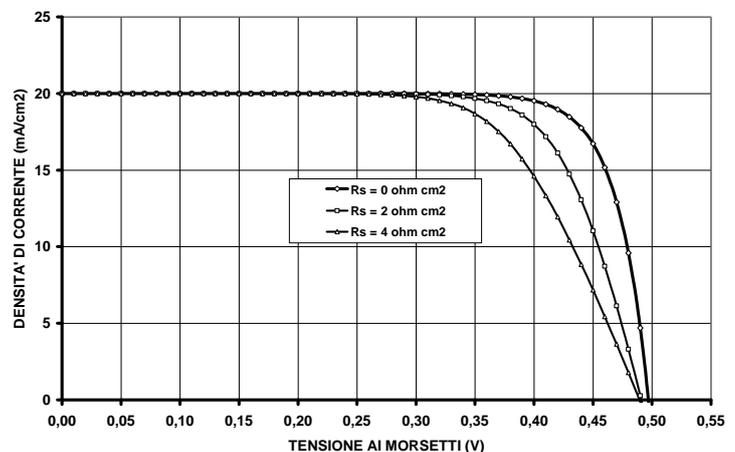
In altri termini, la tensione a circuito aperto dipende dalla corrente fotogenerata, ma la dipendenza è resa blanda dalla presenza del logaritmo.

⇒ Slide 25 – Effetto di R_s sulla caratteristica J-V della cella

Riprendiamo l'espressione della caratteristica per una cella reale:

$$J = J_{ph} - J_0[\exp(qV + JR_s)/nkT) - 1]$$

E proviamo a tracciarne il grafico seguendo un procedimento approssimato. Iniziamo a calcolare J per $V=0$. In tali condizioni sappiamo che J è all'incirca uguale alla corrente fotogenerata. Poniamo allora nell'esponenziale il valore $J = J_{ph}$ e calcoliamo la formula. Otteniamo il primo valore per $J = J_1$. Adesso usiamo questo valore nel prodotto $J_1 \times R_s$ per calcolare il secondo valore di J in corrispondenza di $V = V_1$. Otteniamo così J_2 . Ripetiamo il procedimento per tutti i valori seguenti di V fino ad ottenere l'intera curva J-V. La diapositiva mostra il risultato finale ottenuto per due valori della resistenza serie oltre a quello ideale $R_s=0$. Sono stati assunti di proposito valori relativamente piccoli, in modo da mostrare come l'effetto inizi a manifestarsi subito nel tratto del gomito della caratteristica con il progressivo smussamento dell'angolo. Come vedremo, questa è la



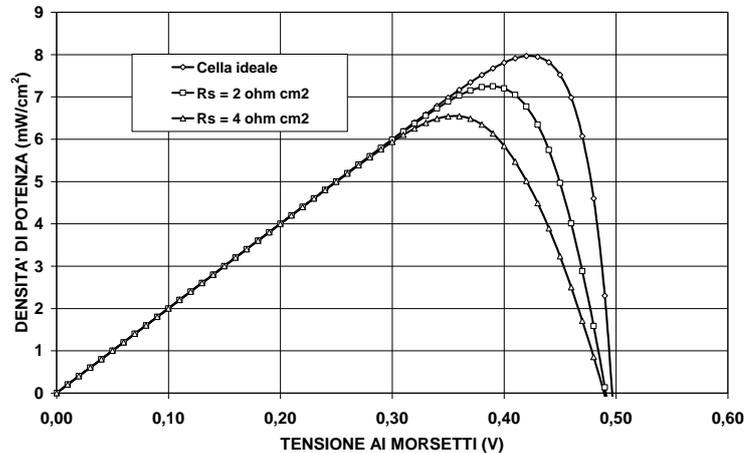
zona dove è collocato il massimo della curva di potenza e pertanto si conclude dicendo che anche piccoli valori della resistenza serie possono produrre notevole effetto di riduzione della potenza massima estraibile dalla cella.

Tutto questo si vede meglio nella seguente diapositiva.

⇒ Slide 26 – Effetto di R_s sulla potenza JV

Si può constatare come l'effetto della presenza della resistenza serie sia particolarmente dannoso anche per valori piccoli. Il massimo della potenza estraibile dalla cella si riduce notevolmente.

Per tale motivo deve essere posta la massima attenzione per ridurre al minimo il valore della resistenza serie durante il processo tecnologico di fabbricazione delle celle.



⇒ Slide 27 – Il massimo della potenza erogabile

E' arrivato il momento di calcolare il massimo della potenza erogato da una cella fotovoltaica.

Facciamo l'ipotesi semplificativa che la resistenza serie sia nulla.

La potenza sarà data dal prodotto della corrente per la tensione. Cioè sarà:

$$P = JV = VJ_{ph} - VJ_0[\exp(qV/nkT) - 1]$$

Si tratta di calcolare il massimo di questa funzione rispetto alla variabile V.

Con il consueto procedimento

eseguiamo la derivata dP/dV e risolviamo (o meglio proviamo a risolvere) l'equazione $dP/dV = 0$.

Per renderci la vita un po' più semplice, consideriamo il fatto che nella pratica la corrente fotogenerata ha un valore molto maggiore della corrente oscura, per cui: $(J_{ph} + J_0) \cong J_{ph}$.

Chiamiamo poi (q/nkT) come γ e procediamo al calcolo.

Dopo qualche passaggio, otteniamo che il valore di V corrispondente al punto di massima potenza, V_m , si ricava dalla soluzione della seguente equazione:

$$\begin{aligned} (\gamma V_m + 1) \exp(\gamma V_m) &= J_{ph}/J_0 \\ \exp(\gamma V_m) &= (J_{ph}/J_0)/(\gamma V_m + 1) \end{aligned}$$

Siamo di nuovo di fronte ad un'espressione implicita, che purtroppo non è risolvibile.

27 - Il massimo della potenza erogabile

$$P = VJ = VJ_{ph} - VJ_0 \exp(qV/nkT) + VJ_0 \quad (R_s = 0)$$

$$\partial P / \partial V = J_{ph} + J_0 - J_0 (1 + qV_m/nkT) \exp(qV_m/nkT) = 0$$

$$J_{ph} \gg J_0$$

$$\gamma = (q/nkT)$$

$$(\gamma V_m + 1) \exp(\gamma V_m) = (J_{ph} + J_0)/J_0 \cong J_{ph}/J_0$$

$$\exp(\gamma V_m) \cong (J_{ph}/J_0)/(\gamma V_m + 1)$$

Tutto quello che possiamo fare, è ricavare l'espressione analitica della potenza massima.

⇒ **Slide 28 – Espressione analitica della potenza massima**

Riscriviamo l'espressione della corrente considerando il suo valore in corrispondenza di V_m , cioè :

$$J_m = J_{ph} - J_0 \exp(\gamma V_m)$$

Sostituiamo ora $\exp(\gamma V_m)$ con la sua espressione precedente, ottenendo:

$$J_m = J_{ph} [(\gamma V_m)/(\gamma V_m + 1)]$$

Allora potremo scrivere che la massima potenza ha l'espressione analitica:

$$P_m = J_m V_m = J_{ph} [(\gamma V_m)/(\gamma V_m + 1)] V_m$$

Questa espressione ha il pregio di contenere soltanto V_m , per cui, una volta che sia stato determinato questo parametro, si può ottenere il valore del massimo della potenza per ogni valore della corrente fotogenerata.

⇒ **Slide 29 – Determinazione approssimata di V_m**

La tensione a circuito aperto V_{oc} , definita nella diapositiva 23, è data dall'espressione:

$$\exp(\gamma V_{oc}) \cong J_{ph}/J_0$$

Abbiamo già visto che:

$$(\gamma V_m + 1) \exp(\gamma V_m) = J_{ph}/J_0$$

per cui possiamo scrivere che:

$$\exp(\gamma V_{oc}) \cong (\gamma V_m + 1) \exp(\gamma V_m)$$

Nelle condizioni normali d'impiego si verifica che:

$$(\gamma V_m \gg 1).$$

Pertanto si può approssimare l'espressione come:

$$\exp(\gamma V_{oc}) \cong (\gamma V_m) \exp(\gamma V_m)$$

28 - Espressione analitica della potenza massima

$$J_m = (J_{ph} + J_0) - J_0 \exp(\gamma V_m)$$

$$J_m = (J_{ph} + J_0)[(\gamma V_m)/(1 + \gamma V_m)] \cong J_{ph} [(\gamma V_m)/(1 + \gamma V_m)]$$

$$P_m = J_m V_m = J_{ph} [(\gamma V_m)/(1 + \gamma V_m)] V_m$$

29 - Determinazione empirica di V_m

$$(\gamma V_m + 1) \exp(\gamma V_m) \cong J_{ph}/J_0 = \exp(\gamma V_{oc})$$

$$\gamma V_m \gg 1$$

$$\exp(\gamma V_{oc}) = (\gamma V_m + 1) \exp(\gamma V_m) \cong \gamma V_m \exp(\gamma V_m)$$

$$V_m \cong V_{oc} - (1/\gamma) \ln(\gamma V_m)$$

Caso delle celle al silicio ($T = 293 \text{ °K}$):

$$1/\gamma = kT/q = 25 \text{ mvolt,}$$

$$V_{oc} = 0.5 \text{ volt}$$

$$\gamma V_m \cong \gamma V_{oc} \cong 20$$

Relazione empirica di Green:

$$V_m \cong V_{oc} - (kT/q) \ln(20) \cong V_{oc} - 0.075 \text{ volt}$$

da cui, prendendo il logaritmo naturale di entrambi i membri, si ricava:

$$V_m \cong V_{oc} - (1/\gamma) \ln(\gamma V_m)$$

Nel caso delle celle al silicio di buona fattura, possiamo considerare $n = 1$ e quindi calcolare il valore di γ alla temperatura ambiente (293°K) ottenendo:

$$(1/\gamma) = 25 \text{ mV}$$

mentre sappiamo che V_{oc} vale circa 0,5 volt.

Facendo l'ulteriore approssimazione che (γV_m) e (γV_{oc}) differiscano fra loro di poco, possiamo calcolare che:

$$(\gamma V_m) \cong (\gamma V_{oc}) \cong 20$$

Sostituendo infine nella precedente l'argomento del logaritmo, otteniamo:

$$V_m \cong V_{oc} - (1/\gamma) \ln(20) \cong V_{oc} - 0,075 \text{ volt}$$

Questa relazione approssimata è stata suggerita da Green per stimare in modo empirico il valore di V_m una volta che si sia rilevato dalla caratteristica della cella il valore della tensione a circuito aperto.

Si tratta di una stima approssimata, che tuttavia viene usata spesso nella pratica per valutare la potenza massima erogata da una cella.

Questo parametro è a sua volta importante per calcolare l'efficienza di conversione della cella, argomento che passiamo ad esaminare nella prossima diapositiva.

⇒ Slide 30 – Rilevamento sperimentale dell'efficienza di conversione

Ricordiamo che l'efficienza è definita come rapporto tra la potenza massima erogata dalla cella e il valore massimo della intensità della radiazione incidente.

$$\eta = (P_{outmax}/P_{inmax}) = (J_m V_m/P_{inmax})$$

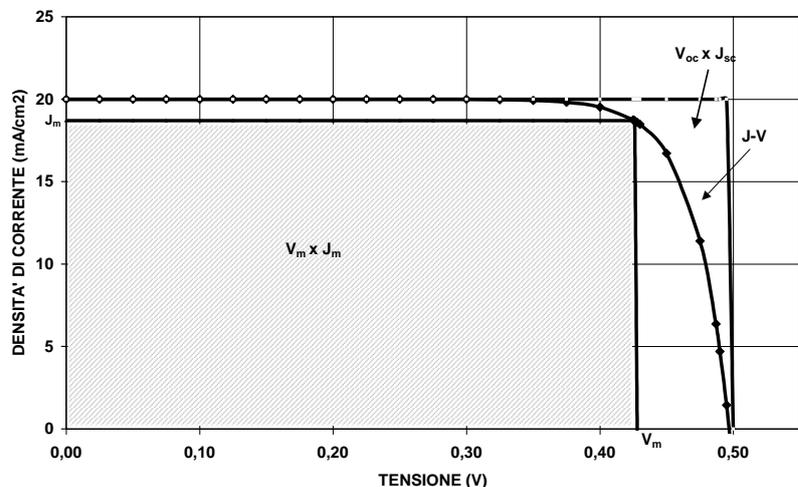
Moltiplichiamo il numeratore e il denominatore per il termine $(V_{oc}J_{sc})$ e introduciamo un nuovo parametro, FF, detto fattore di riempimento o fill factor, come rapporto:

$$FF = (J_m V_m)/(V_{oc}J_{sc})$$

Allora l'efficienza può essere espressa in funzione del fill factor come:

$$\eta = (J_{sc} V_{oc}/P_{inmax}) (FF)$$

Se si ha a disposizione la caratteristica della cella, si conosce sia la corrente di corto circuito che la tensione a circuito aperto. Inoltre sappiamo che $P_{inmax} = 0,1 \text{ W/cm}^2$, quindi il primo fattore è determinato.



Facciamo ora riferimento alla figura nella diapositiva ed andiamo a vedere che cosa rappresenta sul grafico FF. Si vede subito che $(V_{oc}J_{sc})$ corrisponde all'area del rettangolo minimo che circonda la nostra caratteristica e $(J_m V_m)$ rappresenta l'area del rettangolo massimo inseribile all'interno della curva. Il fill factor è quindi il rapporto tra le aree di questi due rettangoli. Poiché la caratteristica è curva, tale rapporto è sempre inferiore all'unità. Esso si avvicina tanto più ad 1, quanto più è squadrata la curva caratteristica.

In definitiva, determinando graficamente il valore di FF, è possibile avere subito una stima dell'efficienza di conversione.

E' proprio questo il metodo che si usa nella pratica corrente: tra i dati tecnici forniti dal costruttore sono presenti sia la tensione a circuito aperto, sia la corrente di corto circuito, sia il valore del fill factor.

Ma noi siamo più curiosi e vogliamo vedere come si può procedere per determinare analiticamente l'efficienza di conversione.

⇒ Slide 31 – Espressione analitica dell'efficienza

Riportiamo l'espressione dell'efficienza di conversione:

$$\eta = (J_m V_m / P_{inmax}) = J_{ph} [(\gamma V_m) / (\gamma V_m + 1)] V_m / P_{inmax}$$

Sappiamo già che P_{inmax} vale $0,1 \text{ W/cm}^2$.

Determiniamo ora il valore della corrente fotogenerata.

Abbiamo già visto che tutti i fotoni dello spettro solare che hanno energia superiore alla soglia dell'effetto fotoelettrico producono altrettante cariche. Quindi se indichiamo con

$dn_{ph}(E > E_G)$ il numero di fotoni al secondo che sono presenti nell'elemento infinitesimo dello spettro solare tra λ e $\lambda + d\lambda$, la corrente fotogenerata sarà espressa dalla carica dell'elettrone moltiplicata per questo numero, a sua volta moltiplicato per un fattore Q minore di uno:

$$dJ_{ph} = Q q dn_{ph}(E > E_G)$$

Q è detta efficienza quantistica ed è definito come la frazione degli elettroni che vengono effettivamente raccolti dagli elettrodi rispetto al numero di elettroni fotogenerati.

Come abbiamo già visto, $dn_{ph} = (1/hc) I_\lambda \lambda d\lambda$, segue allora che la corrente fotogenerata è data da:

$$J_{ph} = (q/hc) \int_0^{\lambda_G} Q I_\lambda \lambda d\lambda,$$

L'efficienza quantistica Q si trova sotto al segno d'integrale perché essa risulta funzione della lunghezza d'onda. Infatti Q dipende dal coefficiente di assorbimento del materiale che è funzione della lunghezza d'onda.

In definitiva l'espressione analitica dell'efficienza di conversione diviene:

$$\eta = (J_m V_m / P_{inmax}) = (1/ P_{inmax}) [(\gamma V_m) / (\gamma V_m + 1)] (qV_m/hc) \int_0^{\lambda_G} Q I_\lambda \lambda d\lambda,$$

31 - Espressione analitica dell'efficienza

$$\eta = (J_m V_m / P_{inmax}) = J_{ph} V_m [(\gamma V_m) / (\gamma V_m + 1)] / P_{inmax}$$

$$P_{inmax} = 0,1 \text{ W/cm}^2$$

$$dJ_{ph} = Q(\alpha, L, X_j, d) q dn_{ph}(E_G)$$

$$dn_{ph} = (1/hc) I_\lambda \lambda d\lambda \quad (\text{numero dei fotoni presenti nell'elemento di spettro situato fra } \lambda \text{ e } \lambda d\lambda)$$

$$J_{ph} = (q/hc) \int_0^{\lambda_G} Q I_\lambda \lambda d\lambda$$

• Q è l'efficienza di raccolta delle cariche fotogenerate, definita come rapporto tra il numero dei portatori che attraversano la giunzione e che vengono raccolti dagli elettrodi e il numero dei fotoni al secondo dello spettro incidente, che hanno sufficiente energia per creare la coppia elettrone-lacuna ($h\nu > E_G$).

$$\eta = (1/ P_{inmax}) [(\gamma V_m) / (\gamma V_m + 1)] (qV_m/hc) \int_0^{\lambda_G} Q I_\lambda \lambda d\lambda,$$

L'espressione appare abbastanza complicata, ma lo diverrà ancora di più quando si tenterà di esplicitare il valore di V_m .

⇒ **Slide 32 – Massima efficienza della cella in funzione dell'energy gap**

Supponiamo che tutte le cariche fotogenerate vengano raccolte nel circuito esterno. Ciò equivale a considerare $Q = 1$ e a ottenere in corrispondenza l'efficienza massima come:

$$\eta_{\max} = (1/P_{\text{inmax}}) [(\gamma V_m) / (\gamma V_m + 1)] (qV_m/hc) \int_0^{\lambda_G} I_\lambda \lambda d\lambda,$$

A questo punto non rimane altro che calcolare V_m per avere l'espressione definitiva.

Ripartiamo dalla relazione empirica di Green:

$$V_m \cong V_{oc} - (1/\gamma) \ln(\gamma V_m)$$

Abbiamo visto che il termine $(1/\gamma) \ln(\gamma V_m)$ per il silicio a temperatura ambiente vale 0,075 volt, mentre V_{oc} è uguale a circa 0,5 volt. Allora, a voler trascurare 0,075 volt rispetto a V_{oc} si commette un errore dell'ordine del 15% per il silicio. All'incirca lo stesso errore si commette per gli altri semiconduttori per i quali V_{oc} vale 0,60-0,65 volt. Tenendo presente questa grossolana approssimazione e ricordando la definizione di V_{oc} , esprimiamo V_m (con le solite approssimazioni $n = 1$ e $J_{ph} \gg J_0$) come:

$$V_m \cong V_{oc} \cong (kT/q) \ln(J_{ph}/J_0) = (kT/q) \ln J_{ph} - (kT/q) \ln J_0$$

A questo punto occorre ricordare che la corrente oscura è data da:

$$J_0 = C \exp(-E_G/BkT)$$

Dove B è un fattore numerico, compreso fra 1 e 2, dovuto alla tecnologia di realizzazione della giunzione. Per semplificare, assumeremo per B il suo valore ideale, $B = 1$.

C è funzione delle caratteristiche fisiche del materiale usato e, quindi, esso assume un valore diverso per ogni semiconduttore. Tuttavia, a titolo esemplificativo assumeremo per C il suo valore medio calcolato per i semiconduttori fotovoltaici.

Esso vale: $C = 1,6 \cdot 10^6 \text{ A/cm}^2$. Pertanto sostituendo nella precedente si ha:

$$V_m \cong E_G/q - (kT/q) \ln C + (kT/q) \ln J_{ph}$$

Infine, introducendo l'espressione esplicita per la corrente fotogenerata, si ottiene:

$$V_m \cong E_G/q - (kT/q) \ln C + (kT/q) \ln[(q/hc) \int_0^{\lambda_G} I_\lambda \lambda d\lambda]$$

32 - Massima efficienza della cella

$$\eta = (1/P_{\text{inmax}}) [(\gamma V_m)/(\gamma V_m + 1)] (qV_m/hc) \int_0^{\lambda_G} Q I_\lambda \lambda d\lambda$$

$$Q = 1$$

$$\eta_{\max} = (1/P_{\text{inmax}}) [(\gamma V_m)/(\gamma V_m + 1)] (qV_m/hc) \int_0^{\lambda_G} I_\lambda \lambda d\lambda$$

$$V_m \cong V_{oc} \cong (kT/q) \ln(J_{ph}/J_0) = (kT/q) \ln J_{ph} - (kT/q) \ln J_0$$

$$J_0 = C \exp(-E_G/kT)$$

$$C = C(N_{AD}, \mu_{eh}, \tau_{eh}) \sim 1.6 \cdot 10^6 \text{ A/cm}^2 \text{ (per giunzioni n+/p)}$$

$$V_m(E_G) \cong E_G/q - (kT/q) \ln C + (kT/q) \ln\{(1/\lambda_G) \int_0^{\lambda_G} I_\lambda(\lambda) \lambda d\lambda\}$$

$$\eta_{\max} = \eta_{\max}(E_G)$$

Si deve notare che questa espressione, oltre a dipendere da E_G in modo esplicito, vi dipende anche attraverso la soluzione dell'integrale finale.

Una volta calcolato V_m per diversi semiconduttori, cioè per diversi valori di E_G , possiamo inserire i valori ottenuti nella relazione precedente dell'efficienza di conversione. In questo modo potremo ricavare una rappresentazione per punti dell'efficienza massima in funzione del valore dell'energy gap dei semiconduttori usati per fare le celle.

La diapositiva seguente mostra il risultato finale di tutto il laborioso procedimento.

⇒ Slide 33 – Massima efficienza della cella in funzione dell'energy gap

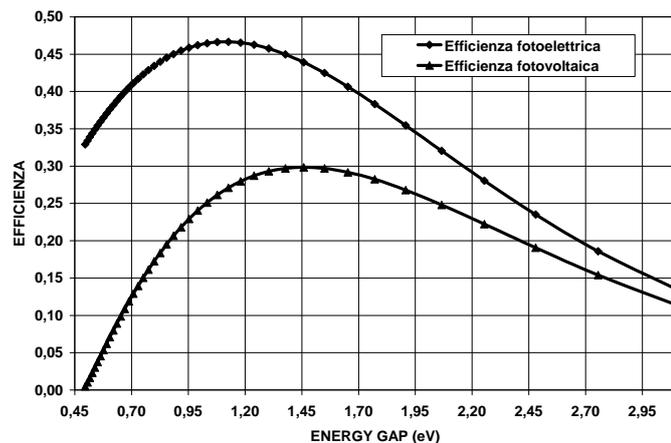
La curva in basso rappresenta l'andamento dell'efficienza fotovoltaica in funzione dell'energy gap e quella in alto mostra la curva, che abbiamo già visto, dell'efficienza fotoelettrica.

Si nota subito che il valore massimo si è ridotto dal 47% al 30% ed inoltre il punto di massimo si è spostato verso valori più alti dell'energy gap.

A questo punto il silicio non è più il semiconduttore più efficiente per le applicazioni fotovoltaiche. A 1,1 eV corrisponde un'efficienza di circa il 26%, mentre il primato si sposta su valori dell'energy gap intorno a 1,45 eV, che corrispondono all'arseniuro di gallio, o al tellururo di cadmio.

Se si riflette sul fatto che l'attuale record di efficienza per le celle al silicio è vicino al 25%, si giunge alla conclusione che questo tipo di tecnologia ha ormai raggiunto i suoi limiti. Per andare oltre, bisognerà passare a nuovi materiali ed escogitare nuove tecnologie e nuove geometrie realizzative.

Vedremo più in là questo aspetto.



⇒ Slide 34 – La risposta spettrale della cella

Finora abbiamo considerato che tutte le cariche fotogenerate fossero raccolte dagli elettrodi, cioè che Q fosse uguale all'unità. Nella pratica però non è così ed una parte delle cariche viene perso, per cui Q è sempre minore di uno.

Immaginiamo di seguire un pacchetto di fotoni incidenti N_0 di lunghezza d'onda λ nel loro viaggio nella cella fotovoltaica. Essi incontrano prima di tutto lo strato antiriflesso. Se questo ha una riflettanza R_λ , il numero dei fotoni che lo attraversano sarà:

$$N_1 = (1 - R_\lambda) N_0$$

34 - La risposta spettrale della cella o rendimento quantistico

$$N_1 = (1 - R_\lambda) N_0 \quad (R_\lambda = \text{Riflettanza dello strato antiriflesso})$$

$$N(x) = N_1 \exp(-\alpha_\lambda x) \quad (x = \text{spessore attraversato e } \alpha_\lambda = \text{coefficiente di assorbimento})$$

$$dN = \alpha_\lambda N dx = dn \quad (\text{elettroni creati nello spessore } dx)$$

$$dn G_x = \alpha_\lambda N G_x dx \quad (\text{elettroni raccolti})$$

$$G_x = \text{Probabilità di raccolta delle cariche formate a distanza } x \text{ dalla superficie}$$

$$n_{el} = \alpha_\lambda (1 - R_\lambda) N_0 \int_0^d G_x \exp(-\alpha_\lambda x) dx \quad (d = \text{spessore della cella})$$

$$Q = (n_{el} / N_0) = \alpha_\lambda (1 - R_\lambda) \int_0^d G_x \exp(-\alpha_\lambda x) dx = Q(\lambda)$$

$$J_{ph} = (q/hc) \int_0^\infty Q(\lambda) I_\lambda \lambda d\lambda$$

Questo è quindi il numero di fotoni che penetrano all'interno del silicio e che subiscono il fenomeno dell'assorbimento secondo la nota legge esponenziale:

$$N(x) = N_1 \exp(-\alpha_\lambda x)$$

Dove x è lo spessore attraversato e α_λ è il coefficiente di assorbimento.

Nell'attraversare lo spessore dx , questo numero subirà un decremento per effetto fotoelettrico pari a:

$$dN = -\alpha_\lambda N dx$$

Quindi $|dN|$ sarà uguale al numero di cariche fotogenerate nello spessore dx . Ciascuna di esse avrà una probabilità G_x di essere raccolta, per cui ai terminali giungeranno:

$$\alpha_\lambda N G_x dx = \alpha_\lambda N_1 \exp(-\alpha_\lambda x) G_x dx = \alpha_\lambda (1 - R_\lambda) N_0 \exp(-\alpha_\lambda x) G_x dx.$$

Questo è il contributo che giunge dal solo spessore dx , posto alla profondità x . Sommando tutti i contributi sull'intero spessore d si ottiene infine il numero totale delle cariche raccolte:

$$N_{el} = \alpha_\lambda (1 - R_\lambda) N_0 \int_0^d G_x \exp(-\alpha_\lambda x) dx.$$

Poiché Q è definito come il rapporto tra il numero delle cariche raccolte ed il numero dei fotoni incidenti, si ha subito che:

$$Q = \alpha_\lambda (1 - R_\lambda) \int_0^d G_x \exp(-\alpha_\lambda x) dx = Q(\lambda)$$

⇒ Slide 35 – Coefficiente d'assorbimento del silicio

Riferendoci

sommariamente alle componenti dello spettro solare, possiamo distinguere i seguenti intervalli di lunghezze d'onda:

- (0,05-0,35) micron: ultravioletto-violetto,

zona del massimo assorbimento.

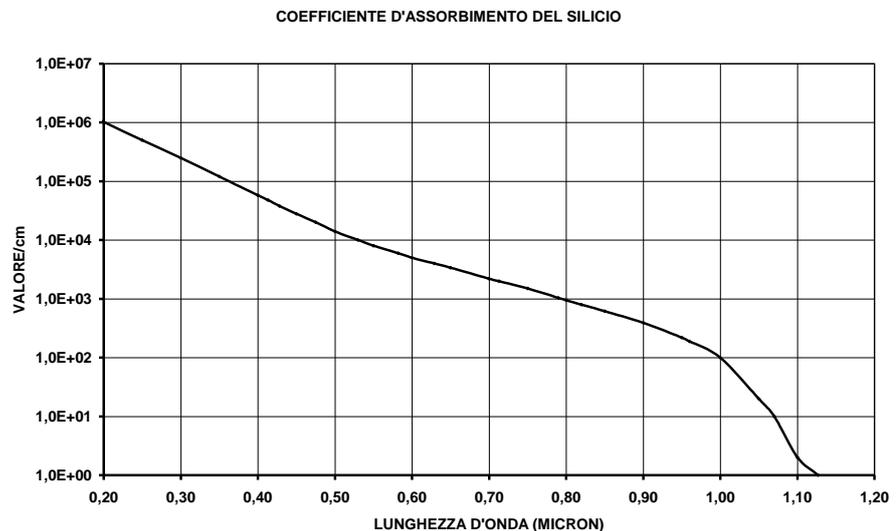
- (0,4-0,5) micron: blu, zona di grande assorbimento.

- (0,5-0,7) micron: giallo-arancione, zona di buon assorbimento.

- (0,7-0,9) micron: rosso, zona di basso assorbimento.

- (0,9-1,1) micron: rosso-infrarosso vicino, zona di piccolo assorbimento.

- (oltre 1,1) micron: infrarosso, zona di nessun assorbimento.



⇒ Slide 36 – Campo elettrico alla giunzione e probabilità di raccolta

Il diagramma superiore rappresenta la distribuzione della carica nel materiale rispetto alla dimensione x . L'area ocra dà la quantità di carica degli ioni positivi dovuta ai donors nella zona N, mentre l'area azzurra dà la quantità di carica negativa dovuta agli acceptors nella zona P. Le due aree devono essere uguali per la neutralità (nel disegno non è così per questioni grafiche).

Il diagramma inferiore ci dà la rappresentazione del campo elettrico ai lati della giunzione, situata all'ascissa X_j . I limiti della zona di campo sono rappresentati dalle ascisse X_n e X_p .

Sappiamo che gli elettroni

fotogenerati in questa zona vengono tutti raccolti dal campo ed avviati agli elettrodi, cioè assumiamo che nella zona di campo la probabilità di raccolta sia uguale all'unità.

Ma che accade nelle altre zone?

Per riportare sulla stessa scala il valore dell'ascissa d , corrispondente allo spessore della cella, abbiamo introdotto un segno di interruzione degli assi a significare che la zona di campo elettrico è nella realtà molto limitata rispetto alle dimensioni della cella.

Supponiamo ora che un fotone $h\nu$ crei nel punto di ascissa X_c una coppia di cariche. Poniamo l'attenzione sul fotoelettrone. Esso inizierà a diffondere per agitazione termica. Se la lunghezza di diffusione L ha un valore più grande della distanza $(X_c - X_p)$, l'elettrone potrà arrivare nella zona di campo elettrico, dove sarà raccolto. Se invece la distanza di formazione della coppia è superiore alla lunghezza di diffusione, l'elettrone ha una grande probabilità d'incontrare una lacuna e ricombinarsi con essa. In questo caso scomparirà dal bilancio della corrente elettrica.

Da questo semplice esempio si trae che la probabilità di raccolta delle cariche G_x dipende dalla distanza, che intercorre tra il punto x di formazione della coppia e la zona di campo elettrico, rapportata alla lunghezza di diffusione. Cioè:

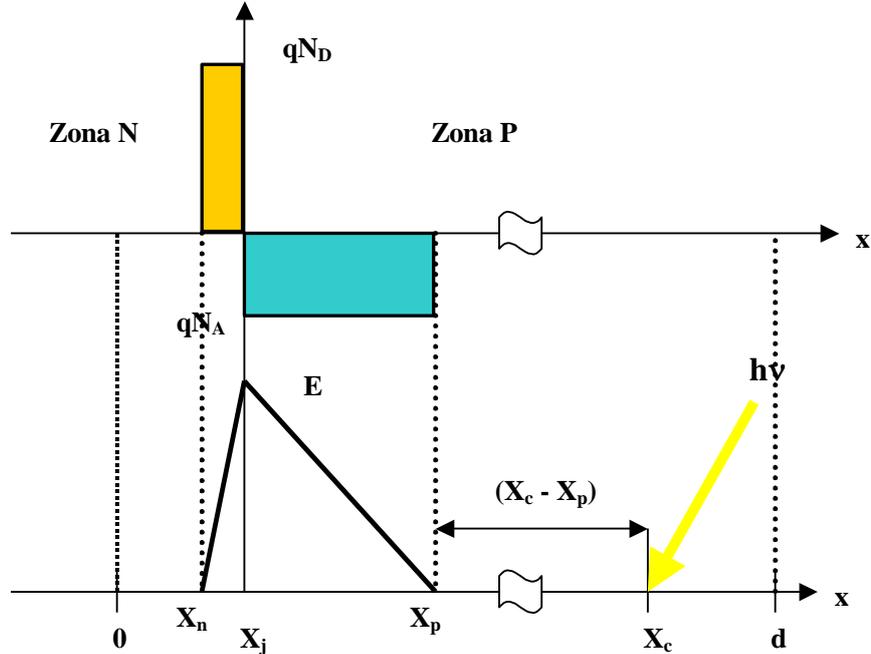
$$G_x = f[(x - X_j)/L]$$

Si ricorda che in L sono racchiuse le caratteristiche fisiche del materiale, in quanto :

$$L = (D\tau)^{1/2} = [(kT/q)\mu\tau]^{1/2}$$

Dove D è il coefficiente di diffusione di Einstein, τ è la vita media dei portatori e μ è la loro mobilità nel semiconduttore,

Per ricavare l'espressione analitica della G_x si richiede una quantità notevole di calcoli, che esulano dai nostri scopi. Per quel che seguirà, a noi è sufficiente conoscere il suo andamento qualitativo.



X_c = punto di formazione della coppia

L = Lunghezza di diffusione

Per la raccolta delle cariche deve essere: $(X_c - X_p) < L = (D\tau)^{1/2}$

Per eventuali approfondimenti rimandiamo alla consultazione del testo di Green citato in bibliografia.

⇒ Slide 37 – Descrizione qualitativa

La probabilità di raccolta G_x è massima nella zona dove esiste il campo elettrico e decresce con la distanza dalla giunzione ai due lati.

I fotoelettroni creati lontano dalla giunzione, nelle zone dove non c'è campo elettrico, possono raggiungere la zona di campo per diffusione termica, solo se il punto della loro creazione dista dalla giunzione meno della lunghezza di diffusione.

Se il punto di creazione dista dalla giunzione più della lunghezza di diffusione, allora i fotoelettroni hanno una grande probabilità di ricombinarsi con le lacune prima di giungere in prossimità del campo e spariranno dal bilancio elettrico.

Ad un'alta concentrazione di droganti corrisponde un basso valore della lunghezza di diffusione, o, ciò che è lo stesso, della vita media dei portatori. Ad esempio, la zona N della nostra cella è realizzata inserendo la massima concentrazione di fosforo, al limite della sua solubilità nel silicio. Ne segue che in questa zona la vita media dei portatori è brevissima, tanto che i fotoelettroni che si generano in questa zona hanno una bassa probabilità di essere raccolti.

I fotoni violetti e blu, come abbiamo visto dal coefficiente d'assorbimento, sono assorbiti nel primo spessore incontrato, cioè proprio nel primo strato della zona N: quindi parecchi di essi non riusciranno a vivere a sufficienza per raggiungere la zona di campo e non verranno raccolti. Ce la faranno a sopravvivere solo quelli creati in stretta vicinanza alla giunzione, cioè quelli colorati blu-azzurro.

I fotoni verdi e gialli penetrano fino alla zona della giunzione, dove il campo è massimo e quindi tutti i fotoelettroni creati possono essere raccolti. In pratica in questa zona $G_x = 1$.

I fotoni arancioni penetrano in profondità nella zona P della cella, anche dove non c'è campo elettrico, ma, poiché tale zona è poco drogata, la lunghezza di diffusione è molto grande. Quindi esiste ancora una notevole probabilità di raccolta.

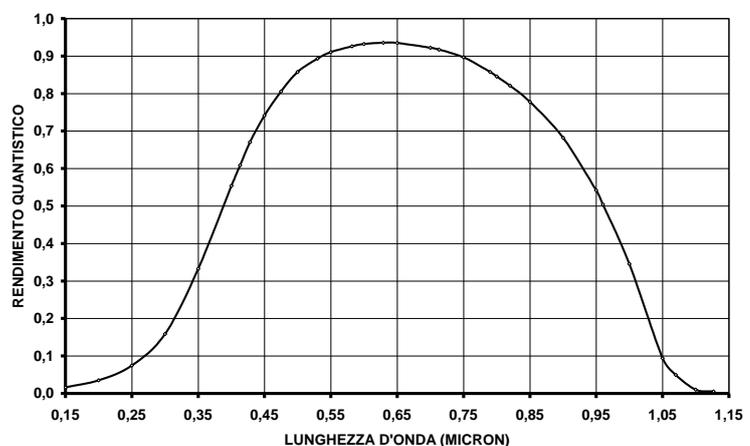
Infine rimangono i fotoni rossi. Essi sono assorbiti molto poco e quindi penetrano in fondo alla zona P della cella, dove creano alcuni fotoelettroni. Poiché il percorso per raggiungere la zona di campo è confrontabile con la lunghezza di diffusione, o spesso è più lungo, il fenomeno della ricombinazione diviene dominante ed il contributo alla raccolta è scarso.

Questa descrizione qualitativa rende conto dell'andamento della curva di risposta spettrale di una cella al silicio mostrata qui sotto.

⇒ Slide 38 – La risposta spettrale di una cella al silicio

La diapositiva mostra il grafico della risposta spettrale di una cella fotovoltaica al silicio. Si può notare che soltanto le lunghezze d'onda comprese fra 0,55 e 0,75 micron vengono catturate con efficienza quantistica superiore al 90%.

Sia la luce violetta-blu, sia quella rossa, sono viste molto poco dalla cella. In pratica, ponendo il taglio al 50%, si può dire che la cella è sensibile soltanto ad una piccola fetta di spettro solare, quella compresa fra 0,4 e 0,95 micron.



⇒ Slide 39 – Il coefficiente termico dell'efficienza

Riscriviamo l'espressione dell'efficienza, tenendo presente che ad alti livelli d'illuminazione la corrente massima è all'incirca uguale alla corrente fotogenerata, cioè $J_m \cong J_{ph}$,

$$\eta = \frac{J_m V_m / P_{inmax}}{J_{ph} V_m / P_{inmax}} \cong$$

Fissiamo l'attenzione sul silicio e utilizziamo ora l'espressione approssimata di Green per V_m , cioè:

$$V_m = V_{oc} - (kT/q) \ln(20)$$

Ricordando la definizione per $V_{oc} = (kT/q) \ln(J_{ph}/J_0)$ dopo qualche passaggio si ha:

$$V_m = (kT/q) \ln(J_{ph}/20J_0)$$

Pertanto l'espressione dell'efficienza diviene:

$$\eta = (J_{ph}/P_{in}) (kT/q) \ln(J_{ph}/20J_0)$$

Deriviamo questa espressione rispetto alla temperatura T, ottenendo:

$$d\eta/dT = (kJ_{ph}/qP_{in}) [\ln(J_{ph}/20J_0) - T (1/J_0) (dJ_0/dT)]$$

E con qualche passaggio si ottiene il coefficiente termico dell'efficienza:

$$(1/\eta)(d\eta/dT) = (1/T) [1 - (E_G/kT)/\ln(J_{ph}/20J_0)]$$

Inserendo nell'espressione i valori caratteristici per il silicio e ripetendo lo stesso conto per l'arseniuro di gallio con i suoi valori caratteristici, si ottiene un coefficiente termico negativo di circa 0,5%/°C per il silicio e 0,25%/°C per l'arseniuro di gallio.

L'efficienza dell'arseniuro di gallio risente molto meno dell'aumento della temperatura: questo è il motivo per cui tale materiale si usa nelle applicazioni nei sistemi a concentrazione solare.

39 - Il coefficiente termico dell'efficienza

$$\eta = (V_m J_m)/P_{in} \cong (V_m J_{ph})/P_{in} \quad (J_m \cong J_{ph} \text{ per alti livelli d'illuminazione})$$

Per l'approssimazione di Green, si ha che:

$$V_m \cong V_{oc} - (kT/q) \ln 20 = (kT/q) \ln(J_{ph}/20J_0)$$

$$\eta \cong (J_{ph}/P_{in}) (kT/q) \ln(J_{ph}/20J_0)$$

$$\partial\eta/\partial T = (kJ_{ph}/qP_{in}) [\ln(J_{ph}/20J_0) - T (1/J_0) (\partial J_0/\partial T)]$$

$$(1/\eta)(\partial\eta/\partial T) = (1/T) [1 - (E_G/kT)/\ln(J_{ph}/20J_0)]$$

T=300°K

- Si, ($E_G = 1.1$ eV, $J_{ph} \cong 35$ mA/cm², $J_0 = 10^{-7}$ mA/cm²), $(1/\eta)(\partial\eta/\partial T) \cong -0.5$ %/°C

- Ga As, ($E_G = 1.4$ eV, $J_{ph} \cong 30$ mA/cm², $J_0 = 10^{-13}$ mA/cm²), $(1/\eta)(\partial\eta/\partial T) \cong -0.25$ %/°C

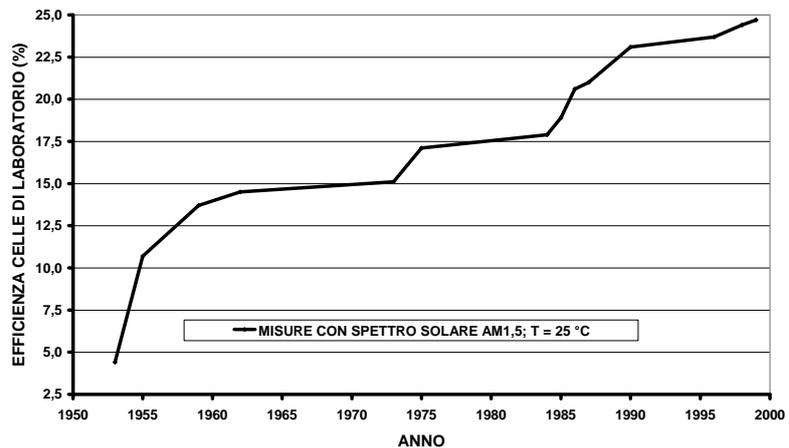
⇒ Slide 40 – La serie storica dell'efficienza delle celle al silicio

Il silicio è stato ed è ancora il materiale più usato per realizzare le celle fotovoltaiche. Ancora oggi esso copre oltre l'80% della produzione mondiale di celle. I motivi di questo successo sono molteplici: essi vanno dalla ripetibilità dei processi tecnologici industriali alla grande affidabilità dei prodotti commercializzati.

Un altro motivo del successo è il valore relativamente grande raggiunto dall'efficienza di conversione.

La diapositiva mostra la serie storica dei valori di efficienza per le celle campioni di laboratorio a partire dall'invenzione della cella fino ai nostri giorni. Si è partiti da meno del 5% e si è arrivati al 24,7%: indubbiamente si è fatto un bel po' di strada.

Dal 1955 al 1973 le applicazioni delle celle erano principalmente nei sistemi spaziali. Dal 1974 iniziano le applicazioni terrestri nei piccoli sistemi e negli anni '80 cominciano le applicazioni in centrali elettriche connesse alla rete.



⇒ Slide 41 – Il modulo fotovoltaico

L'elemento base di un sistema fotovoltaico è il modulo. Esso è composto in genere da 36 celle collegate in serie. La tensione a vuoto è intorno ai 21 volt e la corrente di corto circuito è di 4-5 A.

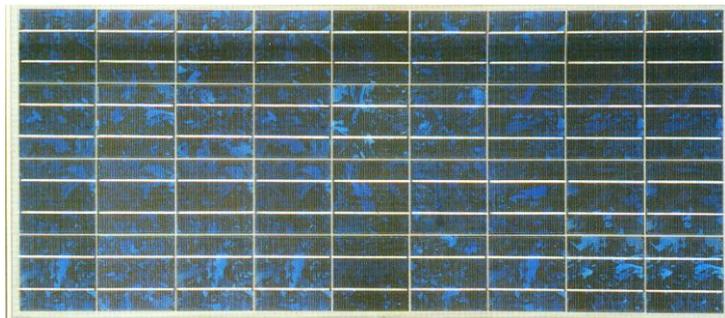
La potenza massima si aggira intorno ai 65-80 Wp e l'efficienza va dal 9% al 15%.

Le celle sono collocate su una lastra di vetro e poi mantenute aderenti al vetro da una lamina di plastica flessibile. Nel doppio strato viene colata una resina epossidica trasparente, che incapsula le celle completamente impedendone il contatto con gli agenti atmosferici. Infine il tutto viene sostenuto da una cornice

perimetrale in plastica o in alluminio in modo da permettere di maneggiare con sicurezza il modulo. Si cerca di usare celle di forma quadrata così da ottenere il massimo riempimento della superficie interna alla cornice e questa è mantenuta al minimo spessore per consentire a sua volta l'assemblaggio migliore nei pannelli.

41 - I sistemi fotovoltaici: Il modulo

(Campione indicativo PL810 Soc. Eurosolare 1990)



36 celle in serie

Area attiva delle celle 0.56 m²; Area totale modulo 0.66 m²

Tensione a vuoto circa 21 V

Corrente di corto circuito circa 4.4 A

Potenza = 67.5 W

Efficienza = 10%

⇒ Slide 42 – Il pannello fotovoltaico

Il pannello fotovoltaico è costituito da una struttura meccanica che permette l'assemblaggio in piano di un certo numero di moduli, la loro esposizione inclinata al sole e l'ancoraggio al suolo.

I moduli nel pannello possono essere collegati in gruppi in serie e/o in parallelo in modo da ottenere la tensione e la corrente desiderata.

Le dimensioni del pannello dipendono dalla potenza di progetto. Si può andare da qualche m² a qualche centinaio di m² con potenze da 1 a 100 kWp.

La diapositiva mostra in primo piano un pannello di moduli a silicio cristallino dell'Ansaldo, montato alla Casaccia nel 1980 ed ancora in funzione. Sullo sfondo si vede un altro pannello di moduli a silicio monocristallino della Arco Solar, montato nel 1979, anch'esso ancora funzionante.

42 - Il pannello fotovoltaico (Roma, ENEA-Casaccia)



Potenza = 1000 W

⇒ Slide 43 – La centrale fotovoltaica

La diapositiva mostra la centrale fotovoltaica di Serre Persano (SA), entrata in funzione nel 1995. Essa è costituita da numerosi pannelli aggregati in 10 sottocampi da 330 kWp ciascuno in modo da realizzare in totale 3,3 MWp. Sono stati impiegati moduli a silicio mono e policristallino per una superficie totale di 28000 m², collocati su un'area di centrale pari a 6 ettari.

La centrale produce circa 5,3 milioni di kWh all'anno, che corrisponde al fabbisogno elettrico di 2000 famiglie circa.

43 - La centrale fotovoltaica (Serre Persano- SA)



**Potenza = 3 300 000 W - 5300000 kWh/anno
= fabbisogno elettrico di 2000 famiglie**

⇒ Slide 44 – I migliori moduli al silicio in commercio

Dalla diapositiva si può vedere una riproduzione del modulo al silicio della statunitense Sunpower Corporation che detiene attualmente il record delle prestazioni.

Esso è composto da 96 celle in serie per un'area di $1,6 \text{ m}^2$. La corrente di corto circuito è pari a $6,14 \text{ A}$ e la tensione a circuito aperto è di $64,6 \text{ volt}$.

La potenza di picco è pari a 315 Wp e l'efficienza è del $19,3\%$.

Il modulo è garantito per una vita operativa di 25 anni.

Per inciso diciamo pure che la Sunpower detiene il record di efficienza per le celle commerciali da $(12,5 \times 12,5) \text{ cm}^2$ con il $23,4\%$.

Siamo proprio al limite della tecnologia del silicio.

44 - Migliori moduli attuali al Si monocristallino

Costruttore: Sunpower Corporation, USA

315 SOLAR PANEL

EXCEPTIONAL EFFICIENCY AND PERFORMANCE

Modulo: SPR-315-E-WHT

N: celle: 96

Area modulo: $1,6 \text{ m}^2$

Corrente corto circuito: $6,14 \text{ A}$

Tensione a circuito aperto: $64,6 \text{ volt}$

Potenza di picco: 315 watt

Efficienza: $19,3\%$

Garanzia: 25 anni

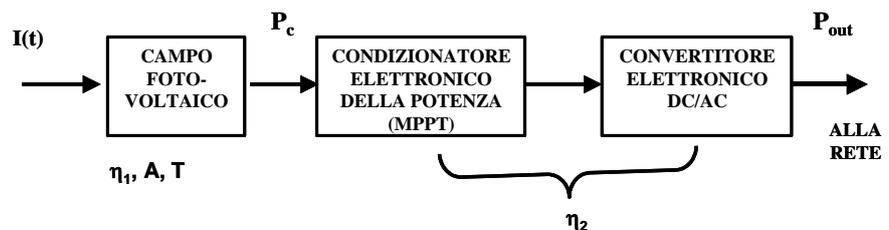


$16/5/2008$ Record per celle da $(12,5 \times 12,5) \text{ cm}^2$: Efficienza: $23,4\%$

⇒ Slide 45 – Schema logico di un sistema fotovoltaico

Un sistema fotovoltaico può essere rappresentato sommariamente con tre blocchi. Il primo comprende il campo fotovoltaico, cioè l'insieme dei pannelli e dei collegamenti elettrici che raccolgono la potenza elettrica sviluppata. Il secondo rappresenta l'apparecchio elettronico che agisce sul valore della tensione e della corrente in modo da massimizzarne il prodotto in funzione delle condizioni d'insolazione dei pannelli (Maximum Power Point Tracker). Il terzo blocco infine è

45- Schema logico di un sistema fotovoltaico



$I(t)$ = Intensità luminosa (W/m^2)

A = Area totale dei moduli

T = Temperatura delle celle

MPPT = Maximum Power Point Tracker

η_1 = Efficienza dei moduli

η_2 = Efficienza della catena elettronica

$P_c = \eta_1 A I(t)$

$P_{out} = \eta_2 P_c = \eta_1 \eta_2 A I(t)$

l'apparecchio elettronico che trasforma la potenza in corrente continua prodotta dal campo PV in potenza a corrente alternata di tensione, frequenza e fase opportuni per poter effettuare l'allacciamento alla rete elettrica (Inverter).

Seguendo il flusso energetico, vediamo che l'intensità luminosa $I(t)$ che incide sui moduli fotovoltaici è raccolta dall'area A degli stessi e trasformata in potenza elettrica con una certa efficienza complessiva η_1 , cosicché dal campo fotovoltaico esce una potenza elettrica:

$$P = \eta_1 A I(t).$$

Questa viene elaborata dall'MPPT e dall'inverter, con un'efficienza complessiva che indichiamo con η_2 .

Quindi in uscita dal sistema avremo una potenza elettrica:

$$P_{\text{out}} = \eta_1 \eta_2 A I(t)$$

Come si può vedere la potenza in uscita varia nel tempo con la stessa legge di variazione dell'intensità luminosa in entrata. Poiché questa è intermittente, anche la potenza prodotta sarà intermittente. Questo costituisce uno svantaggio tecnico ed economico per l'energia fotovoltaica, che ha notevoli implicazioni di carattere strategico.

Infine c'è da notare, che a parità delle altre condizioni, la potenza prodotta è proporzionale all'area dei moduli fotovoltaici. Ciò permette di realizzare qualunque valore di potenza nei limiti di disponibilità di suolo per ospitare i pannelli.

⇒ Slide 46 – Inseguitore del massimo di potenza (MPPT)

La diapositiva permette di rendere più chiara la funzione dell'inseguitore del massimo di potenza.

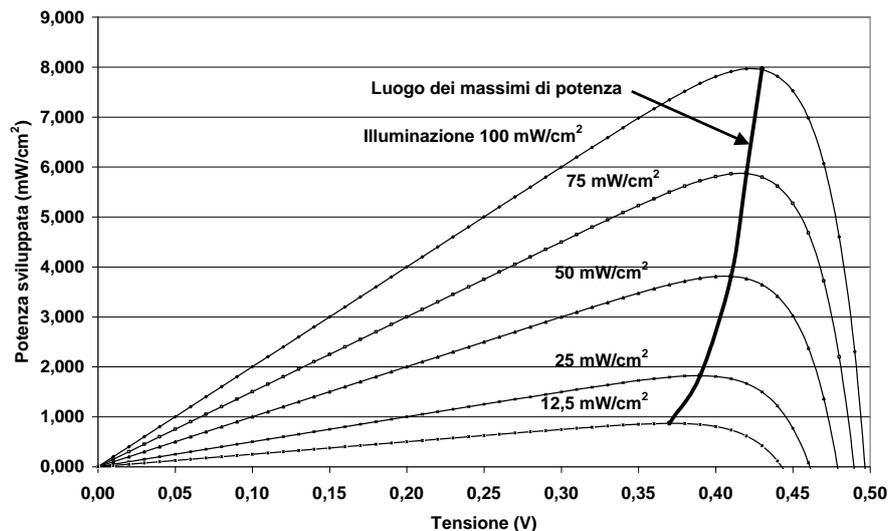
Come si può vedere dalla famiglia di curve, al variare del livello d'insolazione, oltre a variare il valore del massimo di potenza, cambiano pure le coordinate del punto. La curva in nero unisce tutti i punti di massima potenza, mostrando come si spostano i valori delle

coordinate, corrente – tensione, in funzione dei livelli d'insolazione.

Si è visto che la potenza generata dal campo fotovoltaico segue lo stesso andamento temporale dell'illuminazione, quindi sappiamo che il punto di potenza massima si può spostare nel tempo lungo la curva dei massimi.

Se vogliamo sfruttare al massimo il generatore fotovoltaico dobbiamo fare in modo di regolare la tensione secondo questa curva.

Ciò è quanto fa l'MPPT.

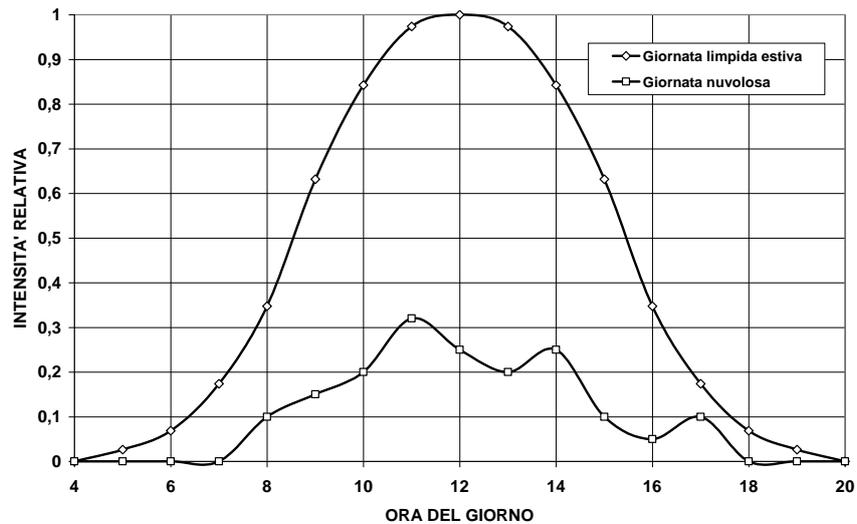


⇒ Slide 47 – Andamento dell'intensità luminosa I(t)

Tanto per ribadire il concetto dell'aleatorietà del livello d'illuminazione, si osservi questa diapositiva. Essa ci mostra l'andamento ideale dell'intensità luminosa in una giornata limpida estiva a confronto con quella che si ha in una giornata nuvolosa.

Nel primo caso il livello dell'intensità varia secondo una curva regolare, mentre nel secondo la variazione è puramente stocastica. Questa situazione cambia di giorno in giorno e può cambiare

anche nell'arco della stessa giornata. In ogni caso, il livello di insolazione varia nel tempo e così avviene delle coordinate del punto di massima potenza, che il nostro MPPT deve inseguire per sfruttare al massimo il generatore fotovoltaico.



⇒ Slide 48 – Energia giornaliera prodotta

L'energia prodotta in un giorno dal nostro sistema fotovoltaico si ottiene dal prodotto del valore istantaneo della potenza erogata per il tempo di erogazione. Detto in termini più precisi l'energia del giorno i -esimo è data dall'integrale fatto sull'intera giornata di 24 ore:

$$E_i = \int_{24} P_{out} dt = \int_{24} \eta_1 \eta_2 A I_i(t) dt = \eta_2 A \int_0^{24} \eta_1 I_i(t) dt$$

L'efficienza del campo η_1 dipende dal tempo tramite la sua dipendenza dalla temperatura

delle celle fotovoltaiche, che tendono a riscaldarsi durante il funzionamento. Generalmente per mettere in evidenza questa dipendenza si preferisce riscrivere η_1 come prodotto di tre fattori:

$$\eta_1 = \eta_{STC} \eta_{MIS} \eta_T$$

dove:

- η_{STC} sta per efficienza dei moduli misurata nelle condizioni standard (STC = standard test conditions), cioè a temperatura costante di 25 °C e sotto illuminazione solare simulata (spettro secondo le norme CEI) di intensità pari ad 1 kW/m².

48 - Energia giornaliera prodotta

$$E_i = \eta_2 A \int_0^{24} \eta_1 I_i(t) dt$$

$$\eta_1 = \eta_{STC} \eta_{MIS} \eta_T$$

η_{STC} = efficienza dei moduli misurata in condizioni standard (STC = *Standard Test Conditions*), cioè con le celle illuminate da una densità di potenza di 1000 W/m² e mantenute alla temperatura di 25 °C;

η_{MIS} = fattore cosiddetto di *mismatching*, che tiene conto delle perdite dovute al collegamento serie/parallelo dei moduli nell'assemblaggio in stringhe e pannelli;

η_T = fattore che tiene conto dell'effetto di decremento della potenza al crescere della temperatura delle celle rispetto alla temperatura STC e che, pertanto, contiene la dipendenza dal tempo orario.

NOCT = (*Nominal Operating Conditions Temperature*) = Media annuale dei valori di temperatura giornaliera delle celle rispetto alle condizioni standard. Il valore di questo parametro viene dichiarato dal costruttore dei moduli fotovoltaici nell'elenco delle specifiche.

$$\eta_T = 1 - K_T (NOCT - 25) = \eta_{NOCT} = \text{COSTANTE}$$

K_T = coefficiente termico delle celle, ($\cong 0.5\%/^{\circ}\text{C}$ per Si) e NOCT in gradi Celsius.

$$E_i = \eta_{STC} \eta_{MIS} \eta_{NOCT} \eta_2 A \int_0^{24} I_i(t) dt$$

- η_{MIS} (MIS sta per mismatch) tiene conto della perdita di efficienza dovuta sia alla diversità delle caratteristiche dei moduli assemblati nei pannelli, sia alle perdite resistive dei cavi di connessione.
- η_T rappresenta le perdite di efficienza dovute al coefficiente termico delle celle nelle condizioni operative rispetto a quelle STC. Pertanto la dipendenza dell'efficienza dal tempo orario è contenuta in questo parametro.

Nella pratica, tuttavia, si è convenuto di ridurre questa dipendenza ad un valore costante mediante la definizione di una temperatura media detta NOCT = Nominal Operating Condition Temperature. La NOCT è la media annuale dei valori giornalieri di temperatura delle celle. Questo parametro è rilevato mediante campagne di misura sul campo ed è fornito dal fabbricante dei moduli assieme alle altre specifiche. Pertanto il valore medio di η_T è dato come:

$$\eta_T = \eta_{NOCT} = 1 - K_T (NOCT - 25) = \text{costante}$$

dove K_T è il coefficiente termico delle celle (circa 0,4 - 0,5%/°C per il silicio) e NOCT è espresso in gradi Celsius.

A questo punto abbiamo tutto per definire l'energia prodotta giornalmente come:

$$E_i = \eta_{STC} \eta_{MIS} \eta_{NOCT} \eta_2 A \int_0^{24} I_i(t) dt$$

⇒ Slide 49 – Energia annuale prodotta

L'energia annuale prodotta E_a si ottiene sommando l'energia giornaliera sui 365 giorni dell'anno. Cioè:

$$E_a = \sum_i E_i$$

(con l'indice i che va da 1 a 365)

Bisogna inoltre considerare che nell'arco dell'anno l'impianto può essere indisponibile per varie ragioni, come guasti improvvisi e operazioni di manutenzione. Tutto questo è riassunto introducendo un fattore sperimentale detto fattore di disponibilità dell'impianto F_D che può essere uguale, o inferiore a 1.

In definitiva l'energia annuale prodotta, che indicheremo con AEP (= Annual Energy Production), è data da:

$$AEP = F_D E_a = \eta_{STC} \eta_{MIS} \eta_{NOCT} \eta_2 F_D A \sum_i \left[\int_0^{24} I_i(t) dt \right]$$

Il calcolo esatto comporta la soluzione dei 365 integrali giornalieri e questa a sua volta può essere fatta soltanto a posteriori dopo aver rilevato l'andamento dell'insolazione per ogni giorno dell'anno. Per i nostri fini, però, è importante effettuare una stima a priori della produzione energetica e, quindi, dobbiamo prevedere l'insolazione per i vari giorni dell'anno. Per questo scopo esistono numerosi metodi statistici basati sui dati medi d'insolazione giornaliera rilevati dalle stazioni

49 - Energia annuale prodotta

$$AEP = \eta_{STC} \eta_{MIS} \eta_{NOCT} \eta_2 F_D A \sum_i \left[\int_0^{24} I_i(t) dt \right]$$

F_D = Fattore di disponibilità dell'impianto < 1
 $i = (1, 2, 3, \dots, 365)$

$$AEP = \eta_{STC} \eta_{MIS} \eta_{NOCT} \eta_2 F_D A I_p \sum_i \left[\int_0^{24} (I_i/I_p) dt \right]$$

I_p = intensità di picco = 1 kW/m²

$\eta_{tot} = \eta_{STC} \eta_{MIS} \eta_{NOCT} \eta_2$

$H = \sum_i \left[\int_0^{24} (I_i/I_p) dt \right]$ = ore equivalenti all'insolazione di picco (ore)

$$AEP = \eta_{tot} F_D A I_p H$$

[($I_p H$) in kWh/m² si trova sull'Atlante della radiazione solare al suolo]

meteorologiche per le diverse località su periodi di oltre 10 anni. Se si vuole, si può utilizzare uno di questi metodi, ma il calcolo risulta molto laborioso.

A questo punto bisogna semplificare un po' la situazione per renderla praticabile. Allora proviamo a fare così: moltiplichiamo e dividiamo AEP per il valore di picco dell'insolazione $I_p = 1 \text{ kW/m}^2$, valore assunto a mezzogiorno di una giornata limpida. Inoltre semplifichiamo l'espressione chiamando efficienza totale il prodotto di tutte le efficienze considerate, cioè $\eta_{\text{tot}} = \eta_{\text{STC}} \eta_{\text{MIS}} \eta_{\text{NOCT}} \eta_2$.

Otteniamo:

$$\text{AEP} = \eta_{\text{tot}} F_D A I_p \sum_i \left[\int_0^{24} (I_i/I_p) dt \right]$$

Se osserviamo l'integrale, possiamo rilevare che esso ci dà il numero di ore giornaliere equivalenti alla insolazione di picco. Pertanto la sommatoria ci darà il numero di ore annuali equivalenti all'insolazione di picco, cioè:

$$H = \sum_i \left[\int_0^{24} (I_i/I_p) dt \right]$$

In definitiva la nostra energia annuale prodotta sarà data da:

$$\text{AEP} = \eta_{\text{tot}} F_D A I_p H$$

Poichè il prodotto $I_p H$, espresso generalmente in kWh/m^2 , si trova sugli atlanti che riportano i valori della radiazione solare al suolo, potremo prevedere facilmente l'entità dell'energia annuale producibile una volta che conosciamo i valori degli altri parametri dell'impianto.

⇒ Slide 50 – Il potenziale fotovoltaico territoriale italiano

L'espressione appena ricavata ci fornisce la quantità di energia che è annualmente disponibile sull'area A dei moduli che costituiscono il nostro impianto. Ma quant'è l'area territoriale occupata da questo?

Si suppone a questo punto di avere a che fare con un grande impianto, capace di produrre grandi quantità di energia elettrica. Supponiamo pure che l'impianto sia costituito di pannelli piani fissi al suolo, esposti a sud ed inclinati secondo la latitudine locale. I pannelli sono posti in file distanziate tra loro per impedire

l'ombreggiamento reciproco. La situazione peggiore si verifica durante i giorni intorno al solstizio d'inverno, quando il sole è basso rispetto all'orizzonte e le ombre sono molto allungate. Facendo i calcoli della posizione del sole in questo periodo, si può trovare la minima distanza da usare fra le file dei pannelli. Ciò si traduce nel fatto che la minore area possibile da occupare è pari a 2,5 volte l'area A dei moduli. Allora il nostro impianto occuperà un'area territoriale pari a $2,5xA$.

Dividiamo ora AEP per quest'area per ottenere la densità territoriale di energia fotovoltaica, D_{PV} :

$$D_{\text{PV}} = \text{AEP}/2,5A = 0,4 \eta_{\text{tot}} F_D I_p H$$

50 - Il potenziale fotovoltaico territoriale italiano: la densità di energia presente sul territorio

$$D_{\text{PV}} = \text{AEP}/2,5A = 0,4 \eta_{\text{tot}} F_D I_p H$$

$\eta_{\text{STC}} = (12 \div 14)\%$, per cui si può assumere $\eta_{\text{STC}} = 13\%$.

$\eta_{\text{MIS}} \cong (90 \div 94)\%$, per cui si considererà $\eta_{\text{MIS}} \cong 92\%$.

$\eta_{\text{NOCT}} = 92\%$.

$\eta_2 \cong (90\% \div 95\%)$, pertanto si assumerà $\eta_2 = 92\%$.

$\eta_{\text{tot}} = \eta_{\text{STC}} \eta_{\text{MIS}} \eta_{\text{NOCT}} \eta_2 \cong 10\%$

$F_D \cong 95\%$;

$I_p \cong 1 \text{ kW/m}^2$;

$H \cong (1600 - 1850)$ ore equivalenti nel Centro-Sud d'Italia.

$$D_{\text{PV}} \cong (65 \div 70) \text{ kWh}/(\text{m}^2 \text{ anno}) \\ = (14 - 15) \text{ kep}/(\text{m}^2 \text{ anno})$$

Facciamo una stima di questo parametro per il territorio italiano.
Assumiamo per i diversi parametri i seguenti valori:

$$\eta_{\text{STC}} = (12-14)\% = 13\%$$

$$\eta_{\text{MIS}} = (90-94)\% = 92\%$$

$$\eta_{\text{NOCT}} = 92\%$$

$$\eta_2 = (90-95)\% = 92\%$$

$$\eta_{\text{tot}} \cong 10\%$$

$$F_D = 95\%$$

$$H = (1600-1850) \text{ ore al centro-sud Italia.}$$

Otteniamo:

$$D_{\text{PV}} = (65 - 70) \text{ kWh}/(\text{m}^2 \text{ anno}) = (14-15) \text{ kep}/(\text{m}^2 \text{ anno})$$

$$(1 \text{ kWh el} = 2200 \text{ kcal})$$

In conclusione, è come se sul nostro territorio ci fosse un giacimento di petrolio capace di fornire 14-15 kg di olio pregiato per m^2 all'anno.

Poiché un barile di olio corrisponde a 137 kg, il nostro giacimento potrebbe fornire all'incirca un barile di petrolio all'anno per ogni 10 m^2 di terreno coltivato a fotovoltaico.

Mentre è stato relativamente facile calcolare la densità specifica di energia in termini di produzione annuale per unità di superficie, appare evidente come la valutazione del potenziale energetico fotovoltaico sia intimamente connessa alla disponibilità di territorio, che abbia caratteristiche d'insolazione tali da permettere lo sfruttamento economico con gli impianti di produzione elettrica. In altri termini, non è possibile rispondere con un singolo numero alla domanda, che spesso viene fatta: "Qual è il contributo energetico che il fotovoltaico può dare?"

Nel nostro Paese, dove il territorio è un bene prezioso. La risposta deve sempre essere vincolata alla stima della quantità di aree disponibili per gli impianti prima che si raggiunga il limite di conflittualità con l'agricoltura tradizionale.

Dal censimento del 2001 è risultato confermato quanto già era emerso da una ricerca del CNR del 1981 e cioè che le aree marginali dimesse dall'agricoltura perché improduttive ammontano a circa 25000 km^2 solo nel centro-sud d'Italia. Pertanto, se immaginassimo di coltivare queste aree con impianti fotovoltaici di odierne caratteristiche, si potrebbe ricavare da esse circa 1600-1700 TWh di elettricità all'anno, corrispondenti in termini fisici ad energia primaria per circa 140-150 Mtep (dove si è usata l'equivalenza fisica $1 \text{ TWh} = 0,086 \text{ Mtep}$). Se si considerasse, per confronto, che il fabbisogno energetico italiano di energia primaria è di circa 200 Mtep, si concluderebbe che il contributo del fotovoltaico potrebbe essere molto significativo.

C'è infine da sottolineare che la densità di energia ricavabile dal territorio è direttamente proporzionale all'efficienza di conversione degli impianti. Migliorando le tecnologie, l'efficienza aumenta nel tempo e pertanto aumenta il valore del potenziale energetico. Cioè, il fotovoltaico è una risorsa energetica che, in quanto rinnovabile, non si esaurisce nel tempo, ma addirittura essa tende ad aumentare negli anni.

⇒ Slide 51 – Costo di produzione del kWh (metodo IEA)

Passiamo ora ad un argomento di carattere economico, che molti trovano noioso, ma che per noi risulta essenziale, qualora volessimo realmente stimare le prospettive del fotovoltaico e soprattutto individuare le linee di ricerca future.

Il costo del kWh prodotto in un impianto PV è definito come il rapporto tra la spesa annuale sostenuta per la gestione dell'impianto e l'energia annuale netta prodotta.

Il metodo di calcolo consigliato dall'International Energy Agency ai gestori delle imprese

elettriche si basa essenzialmente sul metodo del Valore Attuale Netto o VAN.

Il procedimento è piuttosto laborioso ed esula dalle nostre intenzioni. Per chi volesse saperne di più potrà leggere il capitolo del libro da me scritto sulle fonti rinnovabili dedicato ai conti economici.

Qui ci basta sapere che il costo del kWh è dato dalla seguente espressione:

$$C_{kWh} = [(AEP)]^{-1} [(FCR) (I_0) + (E\&M) + (U - S)(1+r)^{-N} Q_N]$$

Dove:

- FCR = Fixed Charge Rate = Rateo annuale degli oneri finanziari, tasse dirette incluse
- I_0 = Investimento totale per l'impianto chiavi in mano
- (E&M) = Spesa annuale per l'esercizio e la manutenzione
- (U-S) = Differenza tra le spese di smantellamento U e il valore recuperato S a fine vita operativa
- r = rateo annuale dell'interesse reale
- N = vita operativa dell'impianto
- Q_N = fattore di annualità = $r/[1-(1+r)^{-N}]$

Come si vede, l'espressione tiene conto delle spese annuali dell'investimento, delle spese per la manutenzione e l'esercizio, delle spese attualizzate di smantellamento a fine vita operativa e del valore recuperato dalla parti d'impianto.

Nel seguito considereremo che le spese per lo smantellamento degli impianti fotovoltaici a fine vita operativa siano coperte all'incirca dal valore recuperato dalla vendita dei moduli ancora funzionanti, delle strutture e delle apparecchiature, cioè che:

$$(U-S) = 0.$$

51 - Costo di produzione del kWh (metodo IEA)

$$C_{kWh} = (\text{Spesa Annuale Sostenuta})/(\text{Energia Annuale Prodotta})$$

$$C_{kWh} = [(AEP)]^{-1} [(FCR) (I_0) + (E\&M) + (U - S)(1+r)^{-N} Q_N]$$

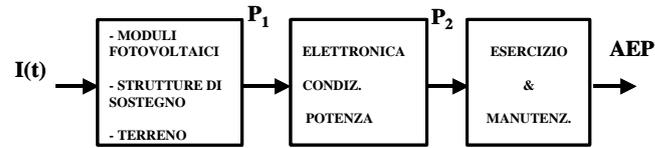
- FCR = Fixed Charge Rate = Rateo annuale degli oneri finanziari
- I_0 = Investimento totale per l'impianto chiavi in mano
- (E&M) = Spesa annuale per l'esercizio e la manutenzione
- (U-S) = Differenza tra le spese di smantellamento U e il valore recuperato S a fine vita operativa
- r = rateo annuale dell'interesse reale
- N = vita operativa dell'impianto
- Q_N = fattore di annualità = $r/[1-(1+r)^{-N}]$

⇒ Slide 52 – Costo parametrico del kWh

Osserviamo lo schema logico riportato nella diapositiva.

Nel primo blocco, che rappresenta il campo fotovoltaico, sono evidenziati i componenti che determinano il costo: moduli fotovoltaici, strutture meccaniche di sostegno e terreno su cui è costruito l'impianto. Il secondo blocco comprende tutti i costi del sistema elettronico di condizionamento della potenza, cioè inseguitore del massimo e inverter. Nel terzo blocco sono riassunti i costi per la manutenzione e per l'esercizio della centrale.

52 - Costo parametrico del kWh



$$C_{kWh} = \frac{(FCR)[(C_m + C_{st} + K C_t) + C_p \eta_1 I_p] + C_{e\&m}}{(\eta_1 \eta_2 I_p H F_D)}$$

C_m = costo dei moduli in euro/m²

C_{st} = costo delle strutture di sostegno in euro/m²

K = fattore di maggiorazione occupazione suolo per ombreggiamento

C_t = costo del terreno in euro/m²

C_p = costo delle apparecchiature elettroniche in euro/kW

$C_{e\&m}$ = costo annuale di esercizio e manutenzione in euro a m² di moduli

$\eta_1 = \eta_{STC} \eta_{MIS} \eta_T$

Applichiamo di nuovo la definizione del costo del kWh, tenendo conto del fatto $(U-S) = 0$.

La spesa annuale sostenuta sarà data dalla somma degli oneri finanziari annuali dovuti alla restituzione del debito fatto per l'acquisto dei moduli fotovoltaici, delle strutture di sostegno, del terreno e della attrezzatura del sito, nonché per l'acquisto delle apparecchiature elettroniche. A cui occorre aggiungere la spesa annuale sostenuta per l'esercizio e la manutenzione. Avremo pertanto:

$$C_{kWh} = \frac{(FCR)[(C_m + C_{st} + K C_t) + C_p \eta_1 I_p] + C_{e\&m}}{(\eta_1 \eta_2 I_p H F_D)}$$

C_m = costo dei moduli in euro/m²

C_{st} = costo delle strutture di sostegno in euro/m²

K = fattore di maggiorazione occupazione suolo per ombreggiamento

C_t = costo del terreno in euro/m²

C_p = costo delle apparecchiature elettroniche in euro/kW

$C_{e\&m}$ = costo annuale di esercizio e manutenzione in euro a m² di moduli

$\eta_1 = \eta_{STC} \eta_{MIS} \eta_T$

Nella pratica, i costi degli impianti fotovoltaici vengono dati in euro per kW.

Notiamo subito che noi, invece, abbiamo riferito tutti i costi all'area dei moduli. Solo il costo delle apparecchiature elettroniche è riferito all'unità di potenza ed è uniformato agli altri moltiplicandolo per il fattore $\eta_1 I_p$, il cui inverso rappresenta l'area di moduli che generano 1 kW di potenza.

Il motivo di questa scelta diverrà chiaro nelle successive elaborazioni. Per il momento accettiamo il fatto e passiamo a fare qualche conto.

⇒ Slide 53 – Costo parametrico del kWh in Italia

Proviamo a fissare il valore numerico che alcune grandezze assumono in Italia.

FCR = 0.0757 (r = 5%, N = 30 anni)
 K = 2.5
 $\eta_{\text{mis}} = 0.92$
 $\eta_{\text{T}} = 0.92$
 $I_{\text{p}} = 1 \text{ kW/m}^2$
 $\eta_2 = 0.95$
 H = 1700 ore equivalenti (Sud Italia)
 $F_{\text{D}} = 0.95$

53 - Costo parametrico del kWh in Italia

FCR = 0.0757 (r = 5%, N = 30 anni)
 K = 2.5
 $\eta_{\text{mis}} = 0.92$
 $\eta_{\text{T}} = 0.92$
 $I_{\text{p}} = 1 \text{ kW/m}^2$
 $\eta_2 = 0.95$
 H = 1700 ore equivalenti (Sud Italia)
 $F_{\text{D}} = 0.95$

Valore indicativo attuale

$$C_{\text{kWh}} = \frac{6.09 \cdot 10^{-5} (C_{\text{m}} + C_{\text{st}} + 2.5 C_{\text{t}})}{\eta_{\text{STC}}} + \frac{7.31 \cdot 10^{-4} C_{\text{e\&m}}}{\eta_{\text{STC}}} + 5.43 \cdot 10^{-5} C_{\text{p}}$$

$$C_{\text{kWh}} = \frac{6.09 \cdot 10^{-5} (C_{\text{m}} + C_{\text{st}} + 2.5 C_{\text{t}})}{\eta_{\text{STC}}} + \frac{7.31 \cdot 10^{-4} C_{\text{e\&m}}}{\eta_{\text{STC}}} + 5.43 \cdot 10^{-5} C_{\text{p}}$$

Come si può vedere il costo del kWh si riduce quando l'efficienza di conversione dei moduli aumenta.

Per vedere meglio questo effetto, riscriviamo la relazione, inserendo i valori che assumono attualmente gli altri parametri.

⇒ Slide 54 – Dipendenza dal costo dei moduli

Prendiamo i seguenti valori indicativi dei costi attuali in Italia per alcune voci di costo e poniamole nell'espressione precedente:

$C_{\text{st}} = 150 \text{ euro/m}^2$
 $C_{\text{t}} = 2.5 \text{ euro/m}^2$
 $C_{\text{e\&m}} = 3 \text{ euro/(m}^2 \text{ anno)}$
 $C_{\text{p}} = 400 \text{ euro/kW}$

Otteniamo la seguente situazione per il costo del kWh .

54 - Dipendenza dal costo dei moduli

$C_{\text{st}} = 150 \text{ euro/m}^2$
 $C_{\text{t}} = 2.5 \text{ euro/m}^2$
 $C_{\text{e\&m}} = 3 \text{ euro/m}^2 \text{ a}$
 $C_{\text{p}} = 400 \text{ euro/kW}$

Valori indicativi attuali per grossi impianti

$$C_{\text{kWh}} = \frac{6.09 \cdot 10^{-5} C_{\text{m}} + 1.171 \cdot 10^{-2}}{\eta_{\text{STC}}} + 2.172 \cdot 10^{-2} \quad (\text{euro/kWh})$$

$$C_{\text{kWh}} = \frac{6.09 \cdot 10^{-5} C_{\text{m}} + 1.171 \cdot 10^{-2}}{\eta_{\text{STC}}} + 2.172 \cdot 10^{-2} \quad (\text{euro/kWh})$$

Questa espressione mette in chiara evidenza come il costo del kWh dipenda da entrambi i parametri: costo dei moduli ed efficienza di conversione. Pertanto la competitività è da ottenere agendo sempre su entrambi i fattori e non su uno solo.

⇒ Slide 55 – Costo del kWh in funzione dell'efficienza per diversi valori del costo dei moduli

La diapositiva mostra il grafico della precedente espressione. La famiglia di curve rappresenta l'andamento del costo del kWh in funzione dell'efficienza dei moduli per diversi valori del loro costo.

La curva in color magenta dà la situazione attuale.

Il livello di competitività è posto a 10 eurocent, che rappresenta il costo medio del kWh negli impianti termoelettrici con il costo del petrolio a circa 100 \$ al

barile. E' chiaro che questo livello risente fortemente delle oscillazioni del prezzo, tuttavia le considerazioni che faremo rimarranno valide nella sostanza.

Si vede subito che la curva rappresentativa della situazione odierna non raggiunge mai la competitività.

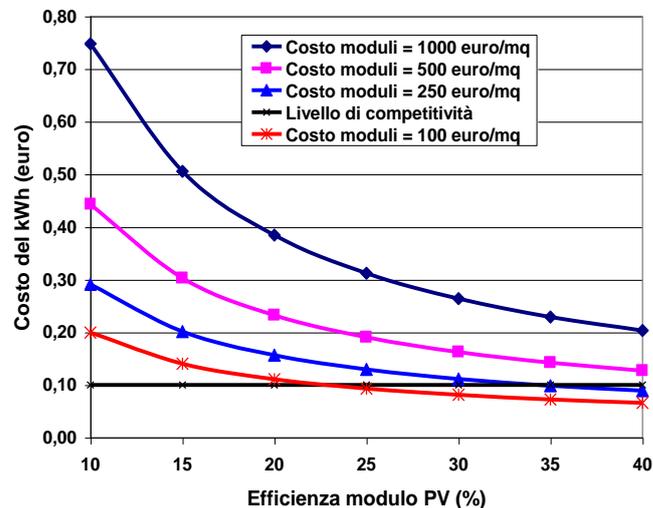
Osserviamo che la curva relativa al costo dei moduli di 250 euro/mq è la prima a scendere sotto al livello di competitività. Però per questo, si richiede un'efficienza dei moduli di almeno il 30%, molto lontana dalla situazione attuale.

Con un costo dei moduli di 100 euro/mq si incontrerebbe la competitività con un'efficienza del 22%. Pur essendo vicini al valore dei migliori moduli oggi in commercio (19%), siamo ancora sotto di tre punti.

Si conclude che l'attuale tecnologia non permette il conseguimento della competitività, a meno che.....

A meno che non si riconoscano al kWh fotovoltaico i benefici ambientali in termini economici, o ancora meglio, non vengano calcolate le esternalità per tutti i tipi di produzione energetica e così via.

Ad esempio, considerando in tal senso le incentivazioni pubbliche erogate sul kWh fotovoltaico a cui è riconosciuto un valore di circa 40 eurocent, avremmo la competitività già con il costo attuale dei moduli a 500 euro/m² ed un'efficienza del 12%. E' proprio ciò che avviene oggi in Italia.



⇒ Slide 56 – Situazione attuale media per grandi impianti

Siccome crediamo che in una situazione di mercato normale il ruolo delle incentivazioni debba andare a scomparsa, occorre che il fotovoltaico arrivi a camminare con le sue gambe, raggiungendo la competitività effettiva con le altre forme di energia.

Vediamo pertanto di individuare i punti sensibili su cui agire.

La diapositiva ci mostra una stima attuale delle diverse voci di costo e della loro incidenza sul costo del kWh.

56 - Situazione attuale media per grandi impianti

Costo moduli	500 euro/mq		
Efficienza STC modulo	14%		
Costo moduli per Wp	3.6 €/Wp = 4.6 \$/Wp		
Costo totale energia	32.3 cent		100.0%
Contributo moduli	21.7	“	67.4%
Contributo strutture, terreno, esercizio e manutenzione	8.4	“	25.9%
Contributo elettronica	2.2	“	6.7%

Il contributo delle celle sul costo del modulo è pari a circa il 72% (37% silicio e 35% tecnologie) quindi: massima attenzione sul costo delle celle

Costo moduli a silicio	500 euro/mq		
Efficienza STC modulo	14%		
Costo moduli per Wp	3.6 □ €/Wp = 4.6 \$/Wp		
Costo totale energia	32.3 cent		100.0%
Contributo moduli	21.7	“	67.4%
Contributo strutture, terreno, esercizio e manutenzione	8.4	“	25.9%
Contributo elettronica	2.2	“	6.7%

Come si vede l'incidenza maggiore è dovuta al costo dei moduli.

Si ha poi che il contributo delle celle sul costo dei moduli è pari al 72%, di cui il 37% deriva dal costo del silicio e il 35% dalle tecnologie.

La conclusione è che, per ridurre il costo del kWh, va posta la massima attenzione sul costo delle celle e sulla tecnologia della loro fabbricazione.

⇒ Slide 57 – Andamento storico del prezzo delle celle

La diapositiva mostra la serie storica del prezzo delle celle.

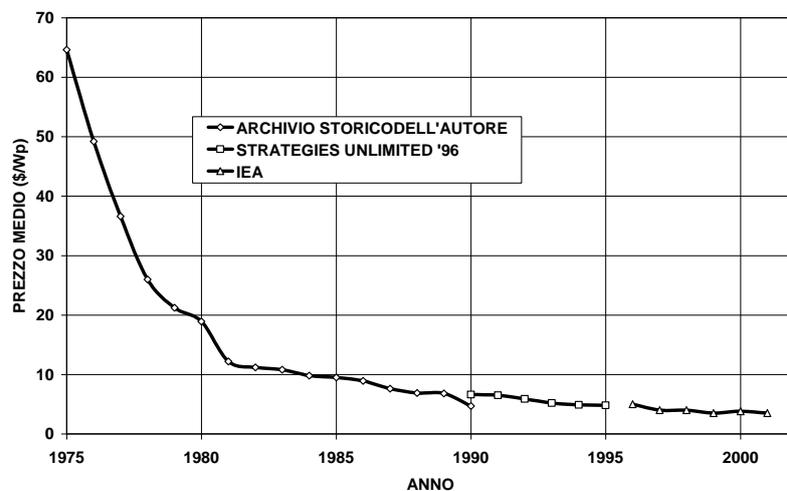
Vediamo che il prezzo è sempre diminuito nel tempo, ma oggi esso ha un andamento asintotico, con asintoto posto intorno ai 3 \$/Wp.

Pertanto sembra che l'attuale tecnologia non sia capace di ulteriori abbassamenti del prezzo.

Poiché tutte le analisi concordano nel dire che il costo delle celle deve essere ridotto a circa 0,5 \$/Wp (1.5 \$/Wp di sistema) perché esso sia compatibile con la competitività, la situazione sembra bloccata.

La domanda che ci poniamo è: - l'apprendimento economico di scala, da solo, sarà capace di far

calare il prezzo delle celle di un ulteriore fattore 6?

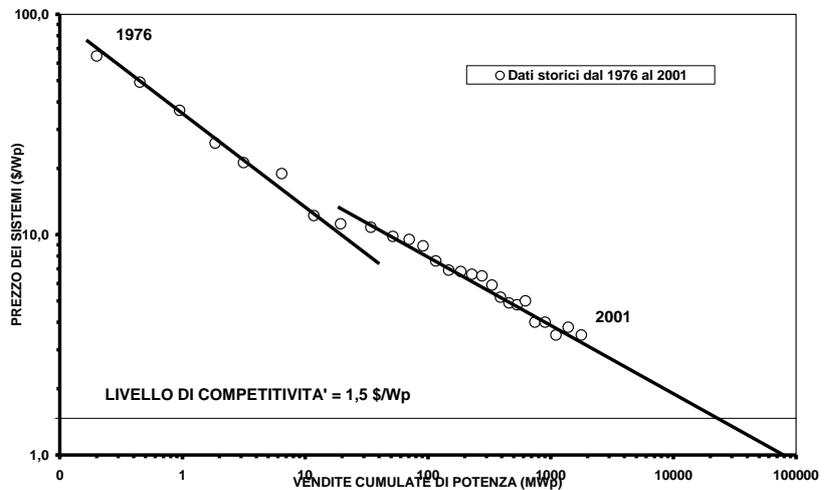


Per definire meglio questa domanda passiamo ad osservare la diapositiva seguente.

⇒ Slide 58 – Curva di apprendimento del prezzo delle celle

Il grafico mostra l'andamento del prezzo dei sistemi fotovoltaici in funzione del volume cumulato delle vendite a livello mondiale. Sappiamo che tale andamento diviene una retta se assumiamo unità logaritmiche su entrambi gli assi.

Notiamo che, di fatto, le rette sono due con differente inclinazione. La prima si riferisce al periodo storico anteriore al 1983, quando lo sviluppo del fotovoltaico era legato essenzialmente al mercato



USA e alle incentivazioni erogate da questo governo prima dei tagli effettuati dall'amministrazione Reagan.

Il secondo tratto, meno inclinato, si riferisce alla situazione dopo la forte riduzione del programma di sviluppo statunitense fino al 2001.

Prolungando la retta si giunge ad incontrare il livello di competitività, posto a 1,5 \$/Wp, per un volume cumulato delle vendite di circa 25000 MWp.

Il volume mondiale delle vendite del 2007 è stato di 9200 MW, valore ancora inferiore al punto d'incrocio, ma che comincia ad avvicinarsi alla competitività.

Purtroppo occorre registrare che all'aumento del volume di mercato dai circa 2000 MWp del 2001 agli attuali 9200 MWp, non si è corrisposto alcun ribasso dei prezzi, che sono rimasti stazionari o addirittura in salita. Ciò è dovuto sia all'effetto di bolla prodotto dalle incentivazioni governative dei paesi europei, sia agli aumenti del prezzo del petrolio a cui sono legati i costi di produzione.

In ogni caso la situazione non sta affatto marciando verso la competitività.

⇒ Slide 59 – Linee di uguale costo del kWh

Riprendiamo l'espressione del costo del kWh e riscriviamola esplicitandola rispetto all'efficienza dei moduli. Otteniamo che:

$$\eta_{STC} = \frac{6.09 \cdot 10^{-5} C_m + 1.171 \cdot 10^{-2}}{(C_{kWh} - 2.172 \cdot 10^{-2})}$$

Eseguiamo ora il grafico dell'efficienza in funzione del costo dei moduli per due valori diversi del costo del kWh: il primo pari a 10 centesimi di euro, corrispondente alla competitività al livello attuale ed il secondo pari a 20 centesimi corrispondente ad una ragionevole incentivazione.

La situazione attuale del costo dei moduli è a 500 euro al mq. A questo valore corrisponde un'efficienza pari al 60% sulla prima retta e al 27% sulla seconda.

Siamo molto lontani in entrambi i casi.

Facendo un'analisi delle diverse componenti di costo che incidono sulla fabbricazione dei moduli, si può ipotizzare di estrapolare verso il basso il costo dei moduli fino a circa 150 euro al mq. A questo livello corrisponde un'efficienza del 34% sulla prima retta e del 15% sulla seconda.

La conclusione è che se trovassimo il modo di abbassare il costo di produzione dei moduli a circa 150 euro al mq, mantenendo un'efficienza intorno al 15% potremmo essere competitivi a 20 centesimi per kWh.

Infine possiamo notare che, estrapolando la retta al costo zero dei moduli, occorre comunque un'efficienza pari almeno al 9-10% per ripagarsi degli altri costi del sistema.

Come vedremo questo serio limite viene spesso

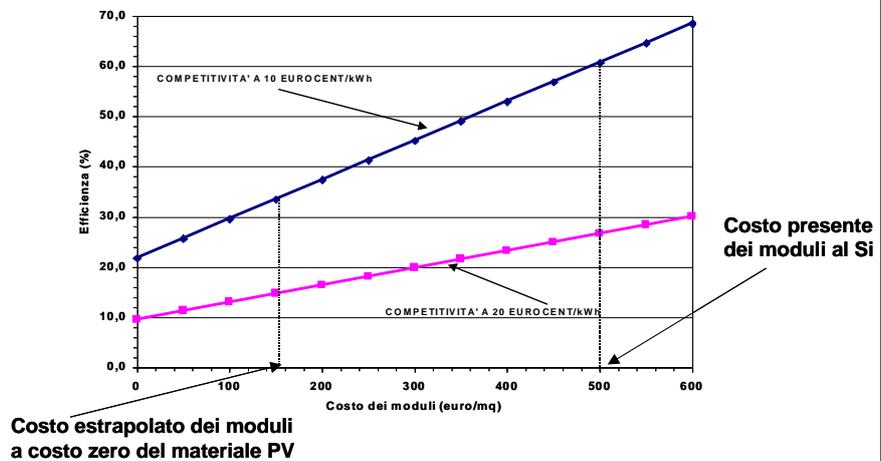
trascurato dagli operatori industriali fotovoltaici, che continuano a porre l'attenzione su tecnologie e prodotti a bassa efficienza (anche se a basso costo) che non promettono affatto il conseguimento della competitività effettiva. Addirittura si stanno mettendo su operazioni industriali, anche di un certo rilievo, che puntano su prodotti manifestamente inadeguati.

E' purtroppo l'effetto indesiderato della speculazione sulle incentivazioni governative e delle normative adottate per queste.

Ma questo è un altro capitolo. Torniamo a noi e cerchiamo di riassumere la situazione con alcuni commenti analitici.

59 - Linee di uguale costo del kWh

$$\eta_{STC} = \frac{6.09 \cdot 10^{-5} C_m + 1.171 \cdot 10^{-2}}{(C_{kWh} - 2.172 \cdot 10^{-2})}$$



⇒ Slide 60 – Commenti analitici

1) La competitività si raggiunge sempre per una coppia di valori costo/efficienza. Non ha senso parlare solo di costo dei moduli come se fosse un fattore di merito senza specificare il dato di efficienza abbinato.

2) Il livello di competitività generale con il mix di centrali termoelettriche del parco italiano attuale è situata intorno ai 10 eurocent/kWh (linea alta) ed il costo attuale dei moduli al Si è intorno ai 500 euro/mq. L'efficienza di conversione media è intorno al 14% e quella record è il 19%. Per la competitività occorrerebbe un'efficienza di almeno il 60%. Estrapolando il costo dei moduli al minimo di 150 euro/mq, l'efficienza necessaria sarebbe di almeno il 34%: valore irraggiungibile dall'attuale tecnologia del Si cristallino.

3) Il livello di competitività può essere innalzato fino a circa 20 eurocent/kWh facendo il confronto con il valore di punta del costo del kWh termoelettrico (il PV fornisce i kWh nelle ore di punta della domanda) e/o riconoscendo alcuni benefici ambientali al kWh PV (linea in basso). Al costo attuale dei moduli corrisponde un'efficienza minima del 27% ed una del 15% al costo minimo dei moduli. L'attuale migliore tecnologia (efficienza 19%) porterebbe alla competitività se il costo dei moduli potesse essere ridotto a circa la metà.

60 - Commenti analitici

1) La competitività si raggiunge sempre per una coppia di valori costo/efficienza. Non ha senso parlare solo di costo dei moduli come se fosse un fattore di merito senza specificare il dato di efficienza abbinato.

2) Il livello di competitività con il mix di centrali termoelettriche del parco italiano attuale è situata intorno ai 10 eurocent/kWh (linea alta) ed il costo attuale dei moduli al Si è intorno ai 500 euro/mq. L'efficienza di conversione media è intorno al 14% e quella record è il 19%. Per la competitività occorrerebbe un'efficienza di almeno il 60%. Estrapolando il costo dei moduli al minimo di 150 euro/mq, l'efficienza necessaria sarebbe di almeno il 34%: **valore irraggiungibile dall'attuale tecnologia del Si cristallino.**

3) Il livello di competitività può essere innalzato fino a circa 20 eurocent/kWh facendo il confronto con il valore di punta del costo del kWh termoelettrico (il PV fornisce i kWh nelle ore di punta della domanda) e/o riconoscendo alcuni benefici ambientali al kWh PV (linea in basso). Al costo attuale dei moduli corrisponde un'efficienza minima del 27% ed una del 15% al costo minimo dei moduli. L'attuale migliore tecnologia (efficienza 19%) porterebbe alla competitività se il costo dei moduli potesse essere ridotto a circa la metà.

NB) Al costo zero dei moduli nel caso migliore corrisponde un'efficienza minima pari al 9% per ripagarsi dei costi del resto del sistema

3) Il livello di competitività può essere innalzato fino a circa 20 eurocent/kWh facendo il confronto con il valore di punta del costo del kWh termoelettrico (*il PV fornisce i kWh nelle ore di punta della domanda*) e/o riconoscendo alcuni benefici ambientali al kWh PV (competitività assistita, linea in basso). Al costo attuale dei moduli corrisponde un'efficienza minima del 27% ed una del 15% al costo minimo dei moduli. L'attuale migliore tecnologia (efficienza 19%) porterebbe alla competitività se il costo dei moduli potesse essere ridotto a circa la metà.

NB) Al costo zero dei moduli nel caso migliore corrisponde un'efficienza minima pari al 9-10% per ripagarsi dei costi del resto del sistema

⇒ Slide 61 – Tempo di restituzione dell'energia

Passiamo ora ad un altro argomento importante: il tempo di restituzione dell'energia impiegata nella costruzione dei moduli fotovoltaici.

Su questo argomento si sono spesso scatenate in passato violente campagne denigratorie contro il fotovoltaico. Si è spesso affermato sui mezzi d'informazione che per fabbricare i moduli fotovoltaici ci volesse più energia di quanta essi avrebbero restituito nella loro vita operativa. Anche di recente questo argomento è stato riproposto e non escludo che, nonostante l'evidenza della sua falsità, esso verrà a ripetersi.

Affrontiamo quindi questo argomento definendo due parametri: l'Energy Pay Back Time e l'Energy Yield.

- EPBT è il tempo operativo di un impianto energetico necessario a produrre una quantità di energia netta uguale a quella impiegata in tutto il processo di costruzione del sistema (LCA = Life Cycle Assessment).
- EY è il rapporto tra la quantità di energia netta prodotta durante l'intera vita operativa e quella impiegata nel processo di costruzione del sistema.

La diapositiva mostra una tabella con il risultato delle più recenti e accurate stime dei due parametri. L'ultima valutazione è relativa alla situazione delle tecnologie nel 2008.

	Eff.	Vita	EPBT	EY	CO ₂
	moduli	(anni)	(anni)		(gr/kWh)
Ribbon Si	11.5%	30	1.7	16.6	26
Poli Si	13.2%	30	2.2	13.6	31
Mono Si	14%	30	2.7	11.1	41
CdTe	9%	30	1.1	27.3	20

Insolazione Europa Meridionale = 1700 kWh/m²/a. Resa energetica netta sistema = 75%

61 - Tempo di restituzione dell'energia (Energy Pay Back Time: EPBT) e fattore di guadagno (Energy Yield: EY)					
(Fonti: Alsema E. A. et al., 2005, 20th EU PVSEC, Barcellona)					
Vasilis M. et al., 2008, Environ. Sci. Technol., 2008, 42, 2162-2174)					
• EPBT è il tempo operativo di un impianto energetico necessario a produrre una quantità di energia netta uguale a quella impiegata in tutto il processo di costruzione del sistema (LCA = Life Cycle Assessment).					
• EY è il rapporto tra la quantità di energia netta prodotta durante l'intera vita operativa e quella impiegata nel processo di costruzione del sistema.					
	Eff.	Vita	EPBT	EY	CO ₂
	moduli	(anni)	(anni)		(gr/kWh)
Ribbon Si	11.5%	30	1.7	16.6	26
Poli Si	13.2%	30	2.2	13.6	31
Mono Si	14%	30	2.7	11.1	41
CdTe	9%	30	1.1	27.3	20
<i>Insolazione Europa Meridionale = 1700 kWh/m²/a</i>					
<i>Resa energetica netta sistema = 75%</i>					

Come sappiamo, i nostri moduli sono garantiti per una durata di 25 anni, ma la loro vita operativa è di 30 anni.

Le condizioni d'insolazione assunte nei calcoli sono quelle dell'Europa meridionale, cioè di 1700 ore annuali e si è considerata, rispetto a questo dato, una resa energetica netta pari al 75%.

Si può vedere che il tempo di restituzione va da un massimo di 2,7 anni per il silicio monocristallino a 1,1 anni per il tellururo di cadmio. In corrispondenza il fattore di guadagno energetico va da un minimo di 11 a un massimo di 27.

La situazione nel suo complesso è molto positiva.

Nell'ultima colonna sono mostrati i valori stimati per le emissioni di anidride carbonica durante il ciclo produttivo, naturalmente spalmati sui kWh prodotti, perché durante la fase di produzione energetica non c'è alcuna emissione. Si va da 20 a 40 gr di anidride carbonica per ogni kWh immesso in rete.

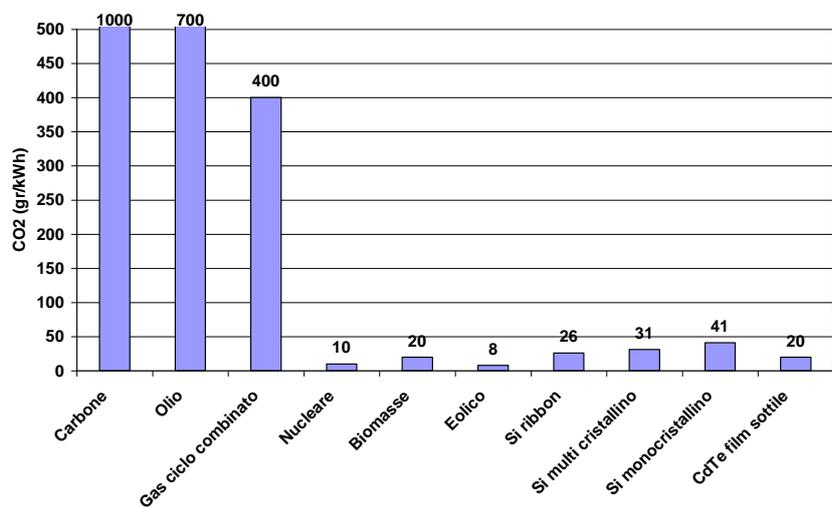
Anche in questo caso non c'è male, se si confrontano questi dati con i 700 gr emessi dalle centrali a olio combustibile, o anche i 600 gr mediati sul parco elettrico nazionale. Ma questo sarà visto meglio nella seguente diapositiva.

⇒ Slide 62 – Emissioni di CO₂ a confronto

Il grafico ci mostra il confronto tra le emissioni specifiche delle diverse centrali elettriche.

Le centrali a carbone hanno il record di emissioni con circa 1000 gr per kWh, seguite da quelle ad olio combustibile con 700 gr. Gli impianti a gas a ciclo combinato hanno le emissioni minori tra le centrali termoelettriche con 400 gr per kWh.

Vengono poi gli impianti alternativi con il minimo delle emissioni per l'eolico, 8 gr, e il nucleare è molto vicino con 10 gr, mentre il fotovoltaico al silicio si trova tra 26 e 41 gr per kWh.



A parte il nucleare che merita un discorso a parte per altri aspetti svantaggiosi, se si vuole veramente risanare l'ambiente incidendo drasticamente sulle emissioni energetiche, la scelta delle fonti rinnovabili appare obbligata. A meno che non si trovi un modo tecnicamente valido, sicuro ed economico di sequestrare l'anidride carbonica emessa dagli impianti termoelettrici. Anche questo, però, è un altro discorso, che, se pure molto interessante, qui dobbiamo tralasciare.

⇒ Slide 63 – Conclusioni

A) L'attuale tecnologia fotovoltaica è ancora lontana dalla competitività generale nonostante che il costo delle celle si sia abbassato in 40 anni da circa 100 a 3 \$/Wp

B) Difficilmente si potrà raggiungere la competitività mediante ulteriore effetto di scala a causa sia del limite esistente per l'efficienza di conversione delle celle al Si, sia dell'alto costo del semiconduttore.

C) L'energia impiegata per realizzare un sistema PV si ripaga in un tempo tra 1.1 e 2.7 anni a seconda del materiale fotosensibile usato. La vita operativa è di 30 anni. Il fattore di guadagno energetico va da 11 a 27.

D) Le emissioni specifiche di CO₂ in tutto il ciclo di vita vanno da 25 a 40 gr/kWh (10 volte inferiori a quelle delle centrali a gas a ciclo combinato).

E) Senza un break through, cioè un salto tecnologico che migliori le prestazioni, difficilmente i sistemi fotovoltaici potranno assumere il ruolo di una significativa opzione energetica. Bisogna ancora lavorare molto sul lato della ricerca.

63 - Conclusioni

A) L'attuale tecnologia fotovoltaica è molto lontana dalla competitività generale nonostante che il costo delle celle si sia abbassato in 40 anni da circa 100 a 3 \$/Wp

B) Difficilmente si potrà raggiungere la competitività mediante ulteriore effetto di scala a causa sia del limite esistente per l'efficienza di conversione delle celle al Si, sia dell'alto costo del semiconduttore

C) L'energia impiegata per realizzare un sistema PV si ripaga in un tempo tra 1.1 e 2.7 anni a seconda del materiale fotosensibile usato. La vita operativa è di 30 anni. Il fattore di guadagno energetico va da 11 a 27.

D) Le emissioni specifiche di CO₂ in tutto il ciclo di vita vanno da 25 a 40 gr/kWh (10 volte inferiori a quelle delle centrali a gas a ciclo combinato)

⇒ Slide 64 – Le linee di ricerca e sviluppo

Si possono individuare essenzialmente due linee di ricerca, che devono essere rigorosamente perseguite insieme.

La prima deve avere l'obiettivo di abbassare il costo dei moduli:

- passare cioè ad un altro tipo di tecnologia che utilizzi materiali fotosensibili a più basso costo.

La seconda deve porsi il traguardo di aumentare significativamente l'efficienza di conversione:

- mettere a punto cioè dispositivi PV innovativi ad alta efficienza.

64 - Le linee di ricerca e sviluppo per la competitività (1 e 2)

1) Abbassare il costo dei moduli:

- passare ad un altro tipo di tecnologia che utilizzi materiali fotosensibili a più basso costo

2) Aumentare l'efficienza di conversione:

- dispositivi PV innovativi ad alta efficienza

Necessità di un break through tecnologico

⇒ Slide 65 – Come abbassare i costi: la tecnica della concentrazione della luce

Un metodo per abbassare il costo è offerto in linea di principio dalla tecnica di concentrazione della luce su piccola area. La diapositiva mostra uno schema esemplificativo di questo metodo.

I raggi solari che incidono perpendicolarmente sul piano di una lente vengono concentrati nell'area focale.

Supponiamo di collocare in quest'area una cella fotovoltaica di superficie sensibile uguale all'area focale a e supponiamo inoltre che l'area di apertura della lente sia uguale ad A .

Allora la potenza captata dalla lente sarà pari a:

$$P_1 = A I_1,$$

dove I_1 rappresenta l'intensità della radiazione solare incidente.

Indichiamo con η_{opt} l'efficienza di raccolta e trasmissione della luce da parte della lente. Allora sulla cella arriverà una potenza:

$$P_2 = \eta_{\text{opt}} P_1,$$

che verrà raccolta tutta dalla area a .

L'intensità luminosa sulla cella sarà pertanto:

$$I_2 = P_2/a = \eta_{\text{opt}} P_1/a = \eta_{\text{opt}} C I_1,$$

dove $C = A/a$ è il rapporto fra l'area di apertura della lente (o di altro sistema ottico di concentrazione es. specchio parabolico) A e l'area sensibile della cella a .

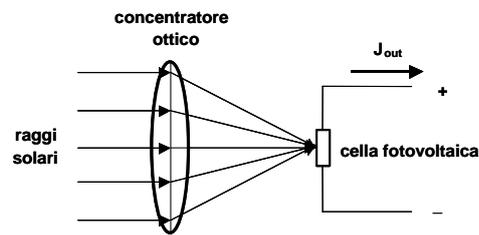
C è detto fattore di concentrazione ed è indicato come numero di soli.

Segue che, se il costo specifico del sistema ottico è inferiore al costo specifico delle celle, possiamo ottenere una riduzione notevole del costo complessivo. Infatti, per convertire tutta la potenza AI_1 , usiamo un'area della cella C volte minore di A e quindi C volte meno costosa.

In effetti questo è vero solo in linea di principio, perché le celle destinate ad impieghi nei concentratori devono essere costruite in modo speciale e con semiconduttori speciali (tipo l'arseniuro di gallio) per resistere alle grandi sollecitazioni termiche. Avviene così che in pratica le celle per i concentratori hanno un costo specifico più alto di quello relativo alle celle dei moduli piani e questo riduce di molto il vantaggio di principio.

In ogni caso, in parallelo alla tecnologia dei moduli piani, si è sviluppata anche la tecnologia delle celle per impieghi in concentratori, di cui ci occuperemo in seguito.

**65 - Come abbassare i costi:
la tecnica della concentrazione della luce**



I_1 = intensità della radiazione solare (W/m^2)

A = area d'apertura del concentratore (m^2)

$P_1 = I_1 A$ = potenza captata dal concentratore (W)

a = area della cella (m^2)

I_2 = intensità della radiazione sulla cella = $\eta_{\text{opt}} P_1/a = \eta_{\text{opt}} C I_1$ (W/m^2)

η_{opt} = efficienza ottica del concentratore

$C = A/a > 1$ = Fattore di concentrazione

⇒ Slide 66 – L'efficienza e la densità di potenza sviluppata in un concentratore

La fotocorrente nella cella sotto illuminazione concentrata è data da:

$$J_c = \eta_{\text{opt}} C J_{\text{ph}} \cong C J_{\text{ph}}$$

avendo supposto che l'efficienza ottica fosse all'incirca uguale a 1 ($\eta_{\text{opt}} \cong 1$).

J_{ph} rappresenta la corrente fotogenerata in condizioni d'illuminazione normale.

Ricordiamo poi che l'efficienza della cella in condizioni d'illuminazione concentrata è definita come:

66 - L'efficienza e la densità di potenza sviluppata in un concentratore

$$\text{Fotocorrente nella cella} = J_c = \eta_{\text{opt}} C J_{\text{ph}} \cong C J_{\text{ph}} \quad (\eta_{\text{opt}} = 1)$$

Ricordiamo che l'efficienza della cella è:

$$\eta_c \cong (V_{\text{mc}} J_c) / I_2 = (V_{\text{mc}} C J_{\text{ph}}) / C I_1 = (V_{\text{mc}} J_{\text{ph}}) / I_1 \quad (I_1 = 1 \text{ kW/m}^2)$$

$$\gamma V_{\text{mc}} \cong \ln(J_c / J_0) = \ln(C J_{\text{ph}} / J_0)$$

Sostituendo si ottiene:

$$\eta_c = \eta_1 + (J_{\text{ph}} / \gamma P_{\text{in}}) \ln C$$

$$\eta_c \cong (V_{\text{mc}} J_c) / I_2 = (V_{\text{mc}} C J_{\text{ph}}) / C I_1 = (V_{\text{mc}} J_{\text{ph}}) / I_1$$

Dove ($I_1 = 1 \text{ kW/m}^2$) è l'intensità luminosa normale.

In analogia con le condizioni normali, si avrà pure che nelle condizioni di luce concentrata:

$$\gamma V_{\text{mc}} \cong \ln(J_c / J_0) = \ln(C J_{\text{ph}} / J_0)$$

Sostituendo V_{mc} nella precedente relazione ed effettuando qualche passaggio, si ottiene l'espressione:

$$\eta_c = \eta_1 + (J_{\text{ph}} / \gamma P_{\text{in}}) \ln C$$

L'efficienza di conversione della cella sotto condizioni di illuminazione concentrata aumenta con il logaritmo del fattore di concentrazione.

Ricordando che $\eta_1 = (J_{\text{ph}} V_m / P_{\text{in}})$, la relazione può essere riscritta in forma più concisa come :

$$\eta_c = \eta_1 [1 + (kT / q V_m) \ln C]$$

Da questa infine si ricava il fattore di maggiorazione dell'efficienza come :

$$\eta_c / \eta_1 = 1 + (kT / q V_m) \ln C$$

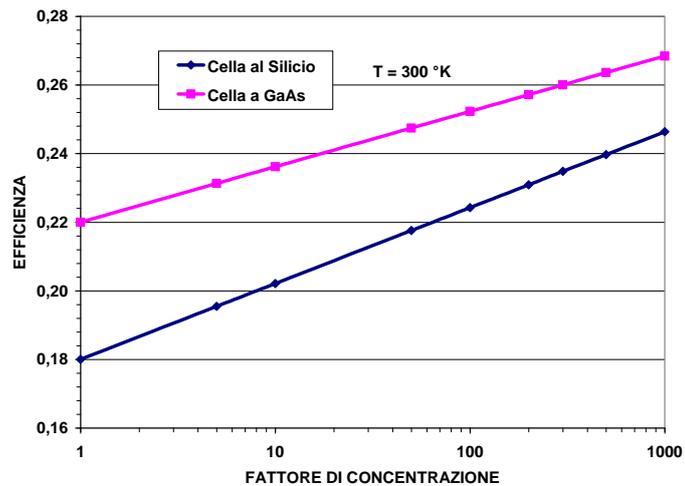
Ricordiamo ora che V_m è all'incirca uguale alla tensione a circuito aperto della cella: quindi esso ha un certo valore caratteristico per ogni materiale semiconduttore. Allora il fattore di maggiorazione avrà un diverso andamento per ogni materiale semiconduttore.

⇒ Slide 67 – Andamento dell'efficienza con C (cella ideale $R_s=0$)

Il grafico riporta l'andamento dell'efficienza di conversione in funzione del fattore di concentrazione per celle al silicio (curva in nero) e celle all'arseniuro di gallio (curva in Magenta) mantenute alla temperatura ambiente durante la misura.

Le celle al GaAs sono quelle più frequentemente usate nei concentratori ad alti livelli di concentrazione per la loro minore deriva termica. (Come si è visto il coefficiente termico del Ga As è circa la metà di quello del silicio).

Occorre sottolineare che il grafico si riferisce a celle ideali che abbiano resistenza serie nulla. Nella pratica però tale resistenza ha un piccolo valore e ciò comporta una perdita di potenza per effetto Joule soprattutto ad alte densità di corrente, cioè via via che il fattore di concentrazione aumenta. Per questo effetto, le curve sperimentali, come vedremo in seguito, tendono a saturare e poi ad abbassarsi per valori grandi del fattore di concentrazione.



⇒ Slide 68 – I vantaggi di principio della concentrazione e gli svantaggi

Con la concentrazione si hanno i seguenti vantaggi e svantaggi:

1) L'efficienza di conversione aumenta con il logaritmo del fattore di concentrazione C: quindi si ha in linea di principio un abbassamento del costo di produzione del kWh. In pratica, con i fattori di concentrazione intorno a 200-500 soli che si riesce a realizzare, si hanno consistenti aumenti di efficienza e, di conseguenza, si dovrebbero avere anche notevoli diminuzioni del costo del kWh.

2) La potenza sviluppata sotto illuminazione concentrata da una cella di area a è più grande di quella che sarebbe sviluppata da un modulo di n celle di area complessiva $A = (C a)$: quindi una sola cella può sostituire un modulo di grande area con minore uso di materiale fotovoltaico e di conseguenza con una riduzione del costo d'impianto dovuto alle celle.

3) Purtroppo però le celle, sotto illuminazione fortemente concentrata, tendono a riscaldarsi molto e, quindi, a peggiorare la loro efficienza. Occorre pertanto provvedere a mantenere bassa la temperatura con adeguati sistemi di raffreddamento, che ovviamente fanno aumentare i costi dell'impianto.

4) Inoltre, tutti i sistemi a concentrazione funzionano utilizzando la componente diretta della radiazione solare, ciò implica che l'area di apertura del concentratore deve essere mantenuta sempre

68 - I vantaggi di principio della concentrazione e gli svantaggi

- 1) L'efficienza di conversione aumenta con il log del fattore di concentrazione C: quindi si ha l'abbassamento del costo del kWh generato.
- 2) La potenza sviluppata sotto illuminazione concentrata da una cella di area a è più grande di quella che sarebbe sviluppata da un modulo di n celle di area complessiva $A = (C a)$: una cella può sostituire un modulo di grande area, quindi minore uso di materiale fotovoltaico e di conseguenza riduzione del costo dovuto alle celle nell'impianto.
- 3) Purtroppo però le celle, sotto illuminazione fortemente concentrata, tendono a riscaldarsi molto e, quindi, a peggiorare la loro efficienza. Occorre pertanto provvedere a mantenere bassa la temperatura con adeguati sistemi di raffreddamento, che ovviamente fanno aumentare i costi dell'impianto.
- 4) Inoltre, tutti i sistemi a concentrazione funzionano utilizzando la componente diretta della radiazione solare, ciò implica che l'area di apertura del concentratore deve essere mantenuta sempre ortogonale ai raggi solari diretti. Occorre quindi un sistema automatico elettromeccanico che effettui l'inseguimento della posizione apparente del sole nell'arco della giornata e questo, a sua volta, produce un aumento dei costi.

ortogonale ai raggi solari diretti. Occorre quindi un sistema automatico elettromeccanico che effettui l'inseguimento della posizione apparente del sole nell'arco della giornata e questo, a sua volta, produce un aumento dei costi.

In conclusione il discorso si riduce ad un compromesso tra i vantaggi delle prestazioni tecniche della concentrazione e gli svantaggi economici che si accompagnano. Tale compromesso porta alla conseguenza che i sistemi a concentrazione possono divenire convenienti soltanto con efficienze alte, intorno al 40%, ed in condizioni di concentrazione di almeno 200 soli.

Come vedremo, ciò è proprio quello che sta avvenendo ai nostri giorni.

⇒ Slide 69 – Il concentratore sperimentale Phocus dell'ENEA (PHOTOvoltaic Concentrator to Utility Scale)

La diapositiva mostra la fotografia del prototipo del concentratore a lenti di Fresnel, sviluppato dall'ENEA nell'ambito del Progetto Phocus, acronimo dell'espressione inglese *PHOTOvoltaic Concentrator to Utility Scale*, che indica lo scopo del Progetto.

Si tratta di un pannello di area pari a 35 m² contenente 51 moduli a concentrazione, ciascuno formato da 24 lenti prismatiche piane realizzate in plastica trasparente a basso costo. Ogni lente concentra 200 volte i raggi solari su una cella al silicio ad alta efficienza (18% STC) appositamente sviluppata dall'ENEA per quest'applicazione.

Il pannello è montato su un eliostato, che è dotato di un sistema automatico per l'inseguimento del sole su due assi.

La potenza di picco sviluppata dall'impianto è di 5 kWp e l'efficienza sperimentale annuale netta è del 13%, riferita all'area del pannello.

Il risultato netto ottenuto rende perfettamente conto delle diverse cause di perdita d'efficienza, come il riscaldamento delle celle sotto insolazione di 200 soli nonostante la presenza di un sistema di raffreddamento per dissipazione in aria, come gli errori di puntamento dovuti alle oscillazioni per la presenza del vento, come i fermi dell'impianto



messi in opera dal sistema di protezione quando la velocità del vento supera la soglia di sicurezza e così via.

Al di là dei provvedimenti migliorativi che i ricercatori stanno attuando, occorre sottolineare che l'obiettivo previsto di ottenere un'efficienza netta del 20% appare lontano, soprattutto se si pensa che si è partiti da celle con efficienza del 18%. L'aumento dell'efficienza atteso per il fattore di concentrazione risulta tutto mangiato dalle perdite dovute al coefficiente termico e alle altre cause meccaniche.

Trattandosi di un impianto sperimentale, il bilancio dei costi risulta puramente indicativo e su di esso non ci soffermeremo.

⇒ Slide 70 – Il modulo del concentratore Phocus

La diapositiva mostra la foto di un modulo del concentratore Phocus. Si vedono le 24 lenti prismatiche piane di cui è composto, ciascuna di lato pari 15,6 cm, cioè di area pari a 243 cm^2 . Come si è detto il fattore di concentrazione è pari a 200 soli e l'area della cella su cui convergono i raggi solari è di $1,2 \text{ cm}^2$. La cella è montata in stretto contatto termico con una piastra metallica dotata di alette per la dissipazione del calore in aria.



⇒ Slide 71 – Gli inconvenienti dei concentratori

Riassumendo la situazione della tecnica, nella concentrazione solare fotovoltaica si possono distinguere i seguenti inconvenienti.

1) Il sistema di concentrazione (a lenti o a specchi) deve essere dotato di un meccanismo automatico d'inseguimento della posizione apparente del sole. Questo meccanismo aggiunge un costo d'impianto notevole ed aumenta la spesa annuale per l'esercizio e manutenzione.

- 2) La presenza della resistenza serie nella cella reale e l'alto valore della densità di corrente a grandi fattori di concentrazione hanno l'effetto di far aumentare molto la temperatura della giunzione e ciò provoca l'abbassamento dell'efficienza perché, al crescere di T , cala il fattore qV_m/kT .
- 3) Occorre pertanto costruire celle speciali, fabbricate con tecnologia più raffinate e quindi più costosa al fine di ridurre al minimo la resistenza serie.
- 4) Per contenere la perdita di efficienza dovuta al riscaldamento della giunzione è necessario montare le celle su un dissipatore termico, raffreddato a circolazione naturale o forzata d'aria o d'acqua, che aggiunge ulteriori costi rispetto al semplice costo della cella.

La conclusione è che l'aumento complessivo dei costi può divenire tollerabile solo se l'efficienza raggiunge valori molto alti (circa il 40% ed oltre).

71 - Gli inconvenienti dei concentratori

1) Il sistema di concentrazione (lenti o specchi), dotato di meccanismo automatico d'inseguimento del sole, aggiunge un costo d'impianto notevole ed aumenta il costo di esercizio e manutenzione.

2) La presenza della resistenza serie nella cella reale e l'alto valore della densità di corrente a grandi concentrazioni hanno l'effetto di far aumentare molto la temperatura della giunzione:
abbassamento dell'efficienza per la diminuzione di γV_m al crescere di T

3) Occorre usare celle speciali, fabbricate con una tecnologia più raffinata e quindi più costosa per ridurre al minimo la resistenza serie.

4) Per contenere la perdita di efficienza con T è necessario montare le celle su un dissipatore termico raffreddato a circolazione di aria o d'acqua con ulteriore aggiunta di costo rispetto a quello della cella.

L'aumento dei costi diviene tollerabile solo se l'efficienza raggiunge valori molto alti (circa il 40%)

⇒ Slide 72 – Come abbassare i costi: linea dei materiali a basso costo

Come si è visto, oggi oltre l'80% del mercato fotovoltaico è basato sulle celle al silicio. Questo materiale è prodotto espressamente per le applicazioni fotovoltaiche usando i pezzi di scarto del silicio destinato alle applicazioni elettroniche, detto silicio *off grade*. Ciò soprattutto per mantenere basso il costo del materiale di partenza.

A prescindere dal fatto che, come si è visto, il costo di produzione delle celle al silicio di per sé si mantiene troppo alto, l'aumento esponenziale del mercato sta esercitando una forte

pressione sulla domanda che rischia di non poter essere alimentata. Si sta infatti verificando il fenomeno detto dello *shortage del silicio*.

Per capire ciò che sta avvenendo, facciamo il seguente calcolo.

Oggi la maggior parte delle celle ha forma quadrata di lato pari a 15 cm, spessore minimo di 0,25 mm e peso di circa 13 g.

L'efficienza delle celle commerciali si trova intorno al 15% e la potenza di picco sviluppata da ogni cella è di circa 3 Wp.

Con l'insolazione tipica italiana di 1500 ore l'anno, ogni cella può produrre 4,5 kWh all'anno.

Il consumo elettrico italiano è circa 320 miliardi di kWh all'anno.

Segue che, se volessimo soddisfare questo consumo con il fotovoltaico, sarebbero necessarie circa 71 miliardi di celle, cosa che corrisponde a poco meno di 2 milioni di tonnellate di silicio (incluso lo sfrido della lavorazione).

A fronte di questo grande numero puntualizziamo subito che:

- A) Non esiste alcun problema circa la disponibilità mondiale di silicio cristallino metallurgico, dal momento che solo in Italia se ne producono circa 20000 tonnellate all'anno.
- B) Esiste il problema di trovare sul mercato degli scarti del silicio di grado elettronico, la quantità di materiale relativamente puro e a basso costo necessaria per alimentare il mercato delle celle fotovoltaiche.

La scarsità del silicio di scarto a fronte del crescere della domanda ha fatto lievitare il prezzo del silicio *off grade* e questa è la causa principale del mancato abbassamento del prezzo delle celle e dei moduli fotovoltaici.

In conclusione, lo *shortage del silicio off grade* è un vero e proprio collo di bottiglia che sta impedendo l'abbassamento del costo di produzione delle celle e che si presenta come una delle cause principali dell'arresto in atto della curva di apprendimento economico.

Occorre trovare una via alternativa all'uso del silicio mono e policristallino di provenienza dal silicio *off grade*.

72 - Come abbassare i costi: linea dei materiali a basso costo

Shortage del Si monocristallino

1) Silicio monocristallino *off grade* (da scarti del silicio *electronic grade* per avere basso costo)

- fette quadrate di dimensioni (15x15) cm², spessore minimo 0.25 mm, peso 13 g

2) Efficienza celle commerciali circa 15%

3) Potenza di picco sviluppata per cella circa 3 W

4) Energia prodotta in Italia (fattore capacità medio 1500 ore/anno) circa 4,5 kWh/anno

5) Consumo elettrico italiano circa 320 miliardi di kWh/anno

6) Numero di celle fotovoltaiche necessarie circa 71 miliardi

7) Quantità di silicio monocristallino corrispondente alle celle (sfrido incluso) oltre 2 milione di tonnellate

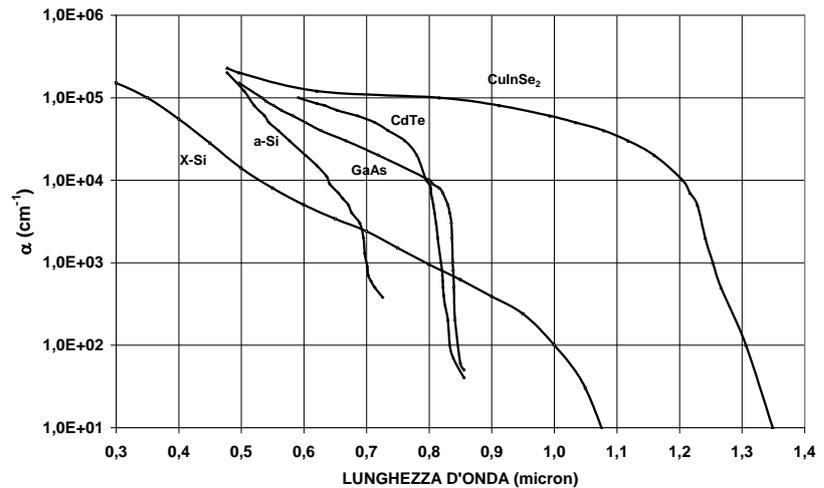
A) Non esiste alcun problema circa l'abbondanza del silicio minerale (20000 t prodotte solo in Italia all'anno)

B) Esiste il problema di trovare sul mercato la quantità di silicio puro a basso costo, come quello di scarto dall'elettronica per produrre i milioni di tonnellate necessarie per le celle fotovoltaiche

⇒ Slide 73 – Coefficiente d'assorbimento della luce nei semiconduttori

Il grafico ci mostra l'andamento con la lunghezza d'onda del coefficiente di assorbimento per alcuni semiconduttori d'interesse fotovoltaico, come il silicio, il silicio amorfo, l'arseniuro di gallio, il tellururo di cadmio e il diseleniuro di rame ed indio.

Si possono distinguere due tipi di andamento: quello decrescente graduale (silicio e silicio amorfo) e quello decrescente a gradino. Il motivo di questa differenza risiede nella diversa configurazione delle



bande nello spazio dei momenti e nel conseguente diverso modo con cui avviene la transizione fotoelettrica. Per spiegare nei dettagli quanto accade, sarebbe necessario introdurre nuove nozioni di fisica dello stato solido, cosa che ci porterebbero lontano dal nostro scopo. Accontentiamoci di sapere che, nel primo caso il minimo della banda di conduzione non si trova allineato sul massimo della banda di valenza e la transizione avviene in modo indiretto, nel secondo caso il minimo ed il massimo delle bande si trovano allineati e la transizione può avvenire direttamente.

Questa differenza comporta che l'assorbimento della luce rispetto alla lunghezza d'onda avviene, nel primo caso (silicio), in modo graduale fino alla lunghezza d'onda caratteristica, mentre nel secondo caso l'assorbimento è inizialmente grande e quasi costante per poi abbassarsi in modo brusco all'avvicinarsi della lunghezza d'onda caratteristica.

Questo fatto si vede bene nella tabella dove sono indicati i valori del coefficiente di assorbimento di alcuni semiconduttori in corrispondenza della lunghezza d'onda di 0.6 micron (nella zona del visibile).

Coefficiente di assorbimento per alcuni semiconduttori a $\lambda = 0.6$ micron

Semiconduttore	Ge	CuInSe ₂	CdTe	Si amorfo	Si
$\alpha(\lambda=0.6 \text{ micron})$	$2 \cdot 10^5/\text{cm}$	$1.2 \cdot 10^5/\text{cm}$	$1 \cdot 10^5/\text{cm}$	$2 \cdot 10^4/\text{cm}$	$6 \cdot 10^3/\text{cm}$

Fonte: (S. Sze, *Fisica dei dispositivi a semiconduttore* 1973)

I materiali a transizione diretta hanno un coefficiente di assorbimento che è circa due ordini di grandezza più alto di quello del silicio.

Ma che cosa comporta questo differente comportamento ai fini dello spessore del materiale assorbente?

E' ciò che vedremo nella successiva diapositiva.

⇒ Slide 74 – Assorbimento della luce nei semiconduttori

Supponiamo che $N_{0\lambda}$ sia il numero dei fotoni al secondo di una certa lunghezza d'onda λ , che incidono su ogni cmq della superficie di un semiconduttore.

Dopo uno spessore x misurato a partire dalla superficie, sarà sopravvissuta una frazione:

$$N_{x\lambda}/N_{0\lambda} = \exp[-\alpha(\lambda) x]$$

Quindi la frazione dei fotoni assorbiti sarà data da :

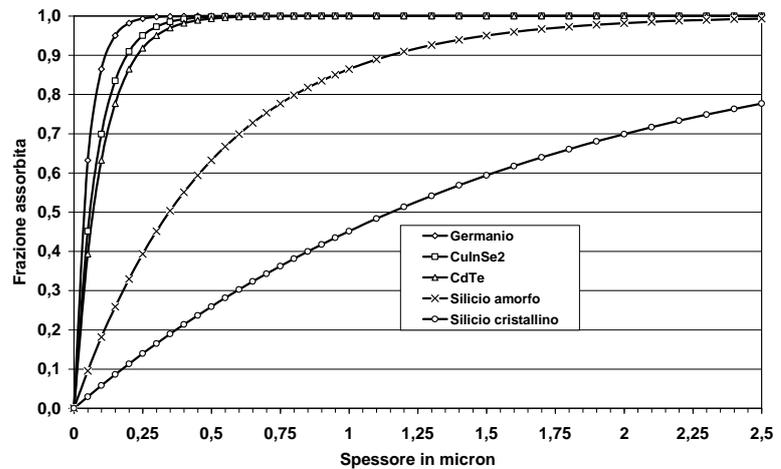
$$F(\lambda) = 1 - \exp[-\alpha(\lambda) x]$$

La diapositiva mostra il grafico di questa espressione, avendo fissato il valore della lunghezza d'onda a 0,6 micron, per i semiconduttori della precedente tabella.

Si vede che per assorbire praticamente tutti i fotoni è sufficiente uno spessore di 0,3 micron per il germanio, l'arseniuro di gallio, il tellururo di cadmio e il diseleniuro di indio e rame, mentre per il silicio cristallino dopo 2,5 micron l'assorbimento è solo all'80%. Se si estendesse il calcolo, si

vedrebbe che ci vorrebbero circa 50 micron di silicio per avere l'assorbimento completo.

Nella figura si vede anche il comportamento intermedio del silicio amorfo, il cui assorbimento dei fotoni da 0,6 micron è completo per uno spessore di 2,5 micron.



⇒ Slide 75 – L'alternativa al Si: dispositivi fotovoltaici a film sottile (PV di seconda generazione)

Abbiamo visto come l'assorbimento della luce visibile nel silicio riguardi uno spessore di circa 50 micron. Pertanto, in una cella di spessore pari a 250 micron, soltanto i primi 50 micron sono sufficienti per assorbire la luce. I rimanenti 200 micron non servono per l'effetto fotoelettrico, ma soltanto come sostegno meccanico. In altri termini, non si può scendere con lo spessore sotto ai 250 micron a causa della fragilità del silicio. E' evidente che questi 200 micron in più pesano molto sul costo della cella e non consentono di abbassare ulteriormente il suo costo.

Abbiamo anche visto che nei semiconduttori a gap ottica diretta, come il diseleniuro di indio e rame, il tellururo di cadmio e l'arseniuro di gallio, sono sufficienti circa 2 micron per assorbire tutto lo spettro solare. Pertanto, se passiamo ad utilizzare questi materiali per realizzare le celle fotovoltaiche, la voce di costo corrispondente si riduce fortemente, tanto da divenire trascurabile in confronto al costo delle tecnologie e del vetro su cui il materiale è deposto.

Si tratta di passare alla nuova tecnologia a basso costo dei moduli a film sottile, che costituisce il cosiddetto fotovoltaico di seconda generazione.

75 - L'alternativa al Si: dispositivi fotovoltaici a film sottile (seconda generazione PV)

1) In una cella al Si di spessore pari a 250 micron, la luce visibile viene assorbita tutta nei primi 50 micron. Gli altri 200 micron non servono per l'effetto fotoelettrico, ma solo come sostegno meccanico.

2) Nei semiconduttori a gap ottica diretta (CuInSe₂, CdTe, Ge, Ga As, ecc.) sono sufficienti un paio di micron di spessore per avere l'assorbimento completo.

3) Il silicio amorfo idrogenato offre condizioni intermedie di assorbimento

CuInSe₂ o CdTe depositi in strati sottili (spessore dell'ordine di 1 micron) su vetro o plastica offrono la possibilità di realizzare dispositivi fotovoltaici a basso costo detti *celle a film sottile*

⇒ Slide 76 – Cella fotovoltaica omogiunzione a film sottile

Facciamo riferimento allo schema di una sezione di cella fotovoltaica a film sottile mostrato nella diapositiva.

Seguiamo il percorso della luce incidente.

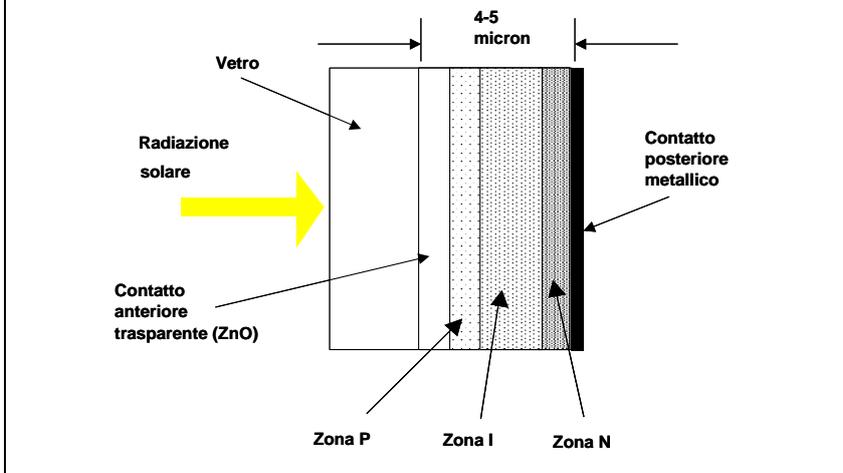
La radiazione solare incontra prima di tutto uno spessore di vetro speciale trattato per avere una bassa riflettanza ed un'alta trasparenza. Sulla faccia interna del vetro è deposto uno strato di ossido conduttore e trasparente, come ad esempio l'ossido di zinco, che funziona da contatto ohmico anteriore della cella. Su

questo strato è deposto il materiale semiconduttore fotosensibile che costituisce la cella fotovoltaica. Esso è composto da tre strati sottili depositi nell'ordine: un primo strato è costituito da un semiconduttore microcristallino drogato fortemente P; segue un secondo strato fatto dello stesso semiconduttore, ma non drogato, cioè intrinseco detto I; infine un terzo strato dello stesso semiconduttore, drogato fortemente N, realizza la zona N della giunzione. Uno strato metallico conduttore chiude il pacchetto, realizzando il contatto posteriore della cella.

La struttura della giunzione così realizzata è del tipo PIN e, poiché abbiamo usato un solo materiale semiconduttore per realizzare la giunzione, la cella viene detta a omogiunzione.

L'intero pacchetto deposto sulla lastra di vetro, che fa da sostegno meccanico, risulta spesso 4-5 micron, mentre la cella vera e propria è spessa circa 2-2,5 micron.

76 - Cella fotovoltaica omogiunzione a film sottile in sezione



⇒ Slide 77 – Cella fotovoltaica a eterogiunzione a film sottile

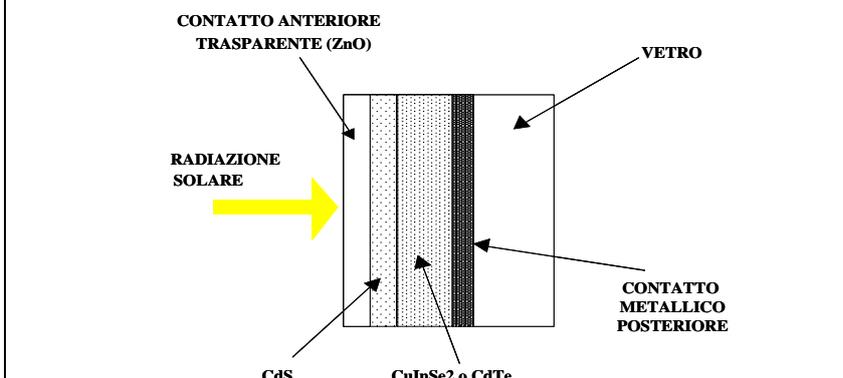
La diapositiva mostra un diverso tipo di cella a film sottile realizzata con due materiali semiconduttori diversi, come ad esempio il solfuro di cadmio deposto sopra uno strato di tellururo di cadmio o di diseleniuro di indio e rame. In questo caso la giunzione è ottenuta sfruttando la diversità della configurazione delle bande nei due materiali e, pertanto, il dispositivo è detto a eterogiunzione.

In questo caso la lastra di vetro serve solo da supporto, mentre i diversi strati sono depositi sul vetro a partire dal contatto metallico posteriore (molibdeno) fino ad arrivare al contatto anteriore trasparente.

Anche in questo caso, l'intero pacchetto è spesso 4-5 micron.

Risulta chiaro per entrambi i casi che questo tipo di tecnologia permette la deposizione dei diversi strati su lastre di vetro di area pari a quella di un intero modulo, cioè circa $0,5 \text{ m}^2$, e con un processo di fabbricazione continuo in linee industriali automatizzate. Pertanto, oltre all'abbassamento del

77 - Cella fotovoltaica eterogiunzione a film sottile in sezione



costo di produzione per il minor uso del materiale fotosensibile, si può ottenere una forte riduzione del costo di fabbricazione per l'aumento della produttività delle linee e per l'effetto di scala. Tutte le analisi concordano nel dire che la tecnologia dei film sottili è in grado di portare il costo di produzione dei moduli all'obiettivo di 1 euro/Wp, corrispondente a 100 euro/m² per un'efficienza del 10%.

Ma noi sappiamo che il costo deve andare sempre in coppia con l'efficienza di conversione e questa come si comporta?

Lasciamo per il momento la risposta a questa domanda in sospeso e passiamo a dare qualche informazione circa il processo di fabbricazione dei moduli a film sottile.

⇒ Slide 78 – Esempio di tecnologia di realizzazione

Prendiamo ad esempio la tecnologia dei moduli che oggi vanno per la maggiore, quelli detti CIS = Copper-Indium-Selenium, cioè al diseleniuro di indio e rame.

Si inizia depositando uno strato di molibdeno spesso circa 1 micron per sputtering a RF su una lastra di vetro. Questo strato costituirà alla fine il contatto posteriore della cella.

Si deposita poi uno strato di rame spesso circa 0,2 micron e su di esso un altro strato di indio da 0,44 micron. A questo punto

si espone il tutto ad un'atmosfera di argon contenente vapori di idruro di selenio a 400 °C per circa due ore. Si forma così per reazione chimica uno strato di diseleniuro di indio e rame a struttura microcristallina spesso circa 2 micron.

Si depono poi uno strato sottilissimo di 0,02 micron di solfuro di cadmio e si finisce deponendo sul tutto uno strato di 2 micron di ossido di zinco come contatto anteriore della cella.

Lo spessore complessivo degli strati è di 5 micron.

78 - Esempio di tecnologia di realizzazione

1) Deposizione su lastra di vetro per sputtering a RF di 1 µm di Mo (contatto posteriore)

2) Strato di Cu da 0.2 µm

3) Strato di In da 0.44 µm

4) Selenizzazione (1 atm di H₂Se/Ar a 400 °C, 1-2 ore): formazione strato di 2 µm di CuInSe₂

5) Strato di CdS da 0.02 µm (eterogiunzione)

6) Deposizione di Zn per sputtering reattivo in presenza di O: formazione di uno strato di ZnO da 2 µm (contatto anteriore e strato antiriflesso)

Spessore totale degli strati = 5 µm

⇒ Slide 79 – La situazione dei moduli al 2007 e al 2010

L'interesse industriale sulle tecnologie dei moduli a film sottile è dimostrato dagli investimenti che si stanno facendo nel mondo in questo settore. La tabella mostrata dalla diapositiva riporta i dati recenti circa la produzione industriale delle linee per i diversi materiali semiconduttori usati per i moduli a film sottile.

Si può notare che il mercato è dominato dal silicio amorfo, nonostante la scarsa efficienza di conversione del 5%. La ragione è per così dire storica in quanto tale materiale è sulla piazza fin dagli anni

79 - La situazione dei moduli al 2007 e al (2010)

Capacità produttiva MW/anno

(Fonte: Ullal H.S, Von Roedern B., 2007, *Thin film Cigs and CdTe PV Technologies: Commercialization, Critical Issues and Applications*, 22th PVSEC, Sept. 3-7, Milan)

	USA	JAP	UE	ASIA	Tot
CIS (η~ 10%)	11 (629)	23 (110)	8 (178)	/	42 (917)
CdTe (η~ 10%)	93 (133)	/	130 (255)	0 (220)	223 (608)
α-Si (η~ 5%)	63 (385)	71 (1202)	8 (435)	47 (252)	189 (2274)
Totale	167 (1147)	94 (1312)	146 (868)	47 (472)	454 (3799)

•Linea CdTe della First Solar USA da 90 MW: costo di produzione 1.25 \$USA/Wp

•Centrale PV a moduli CdTe in costruzione in Sassonia (Ge):

potenza = 40 MWp; costo impianto = 3.2 €/Wp; insolazione = 1000 ore;

costo energia: 26 c€/kWh

'80 ed ha trovato un consistente segmento di mercato nelle applicazioni cosiddette "consumers", cioè nei gadgets, nelle apparecchiature fax, negli scanners e nelle fotocopiatrici.

Gli altri materiali sono apparsi sul mercato solo di recente e stanno rapidamente guadagnando terreno nelle applicazioni tipicamente fotovoltaiche, soprattutto per la loro più grande efficienza e la loro grande affidabilità.

In questo momento è in costruzione una linea di produzione per i moduli al tellururo di cadmio negli USA con una capacità produttiva di 90 MWp per anno, che dovrebbe portare il costo di produzione dei moduli a 1.25 \$/Wp (contro gli attuali 4-5 \$/Wp dei moduli al silicio cristallino).

In Germania, in Sassonia, dove l'insolazione raggiunge appena le 1000 ore all'anno, si sta completando una centrale fotovoltaica da 40 MWp, tutta a moduli a film sottile di tellururo di cadmio. Si prevede un costo di produzione del kWh pari a 26 centesimi di euro, ancora non competitivo, ma tale da realizzare notevole profitto grazie alle incentivazioni pubbliche di cui gode il fotovoltaico in Germania.

Lo stesso impianto in Italia del Sud con 1700 ore d'insolazione potrebbe produrre il kWh ad un costo di circa 15 centesimi di euro, valore non molto lontano dalla competitività e realizzare un profitto di circa 25 centesimi per kWh, visto che l'incentivazione prevede un rimborso di circa 40 centesimi a kWh.

⇒ Slide 80 – Il silicio amorfo idrogenato

Vista la quota di mercato occupata dal silicio amorfo, conviene dedicare a questo materiale alcune brevi considerazioni, che sono riassunte nella diapositiva.

Il silicio amorfo ha avuto un grande sviluppo nei primi anni '80, quando l'efficienza raggiunta dalle celle superò il 10%.

Il materiale possiede grandi vantaggi perché ha un coefficiente d'assorbimento relativamente alto, tanto da bastare uno spessore di 5 micron per assorbire interamente lo spettro solare.

In effetti il materiale non è silicio amorfo puro, ma si tratta di un idruro di silicio, detto silicio amorfo idrogenato. Il silicio amorfo puro mostra una scarsissima fotosensibilità.

La sua deposizione in strati sottili di spessore controllato avviene scomponendo il tetrasilano gassoso mediante scarica a bagliore a bassa pressione. Durante la deposizione si possono aggiungere impurezze droganti in modo da realizzare strati di tipo n e di tipo p, oltre ovviamente a deporre il materiale puro, cioè intrinseco di tipo i. Le giunzioni singole realizzate sono del tipo pin.

La tecnologia si presta bene a realizzare strutture a giunzioni sovrapposte, cioè celle tandem, di cui ci occuperemo in seguito, per aumentare l'efficienza dei dispositivi.

Negli anni '90 erano in commercio i primi sistemi fotovoltaici che utilizzavano pannelli di moduli a silicio amorfo idrogenato e cominciavano le prime prove delle prestazioni in campo aperto. Si poteva così verificare l'effettiva consistenza dell'effetto Staebler-Wronski. Questo consiste nel decremento brusco dell'efficienza quando i moduli vengono esposti al flusso intenso della radiazione solare, al cosiddetto "bagno luminoso". Accade che, dopo alcune ore di esposizione, l'efficienza si abbassa dal 10% al 7-6% e poi sembra stabilizzarsi su questo livello.

80 - Il silicio amorfo idrogenato (α -Si:H)

1980: grandi attese di basso costo e grandi investimenti:

- deposizione da gas silano (SiH_4) per glow discharge su grandi superfici di vetro o acciaio inox, processo industriale in continuo, linee automatiche di produzione;
- dispositivi tipo pin, spessore circa 5 micron, possibilità di realizzare celle a struttura tandem;
- efficienza realizzata su modulo da circa 1000 cm^2 pari al 10%;

1990: prove in campo dei primi impianti

- degrado brusco dell'efficienza sotto illuminazione solare (effetto Staebler-Wronski) e proseguimento lento successivo durante l'esposizione in campo;
- dopo alcuni mesi di esposizione l'efficienza si riduce dal 10% a circa il 6% e dopo alcuni anni si porta al 3-4%;
- ricerche per comprendere l'effetto S-W

2000: spiegazione dell'effetto S-W

- degrado dell'efficienza dovuto alla rottura dei legami H-Si per opera dei fotoni luminosi con evaporazione di H, il silicio passa dalla forma di idruro a quella puramente amorfa di bassa qualità fotovoltaica;
- messa a punto di strutture particolari delle celle per rallentare o eliminare il degrado dell'efficienza (celle tandem ad etero giunzione)

Dato il costo estremamente basso della produzione dei moduli, sembrava che ci si potesse accontentare di questo livello di efficienza, mentre si procedeva nei laboratori a trovare un rimedio. Purtroppo la sperimentazione in campo negli anni, mostrò che, dopo il calo brusco iniziale, l'efficienza continuava a diminuire più lentamente nel tempo. Dopo qualche anno di vita, l'efficienza dei moduli si era ridotta al 3-4%.

Le ricerche effettuate per capire l'effetto SW hanno dimostrato che i fotoni luminosi rompono i legami chimici che legano l'idrogeno al silicio nella molecola d'idruro. Questi legami sono molto deboli e si rompono facilmente. L'idrogeno si libera in forma gassosa ed evapora dal materiale. Il silicio idrogenato nel tempo passa dallo stato microcristallino dell'idruro a quello del silicio amorfo puro, che come sappiamo ha una scarsa fotosensibilità.

Dagli anni 2000 si sta tentando di ovviare a questo inconveniente escogitando strutture a giunzioni sovrapposte, o a eterogiunzioni, che dovrebbero aumentare l'efficienza di partenza del dispositivo e rallentare la fuoriuscita dell'idrogeno, così da consentire una vita operativa di almeno 5 anni.

Questo periodo è ritenuto sufficiente, visto il basso costo dei moduli, per applicazioni in cui si possa procedere con facilità alla sostituzione quinquennale dei moduli negli impianti.

Visti tutti questi svantaggi ci chiediamo: perché oggi s'insiste ancora sul silicio amorfo?

⇒ Slide 81– Perché oggi il silicio amorfo idrogenato?

Riassumiamo brevemente le ragioni di questa insistenza.

- 1) Fra tutti i materiali a film sottile il silicio amorfo ha il più basso costo di produzione.
- 2) Gli sforzi finora fatti per stabilizzare le prestazioni hanno portato a moduli di efficienza stabile al 5-6% garantiti per 5 anni.
- 3) Le celle si prestano bene ad impieghi come elementi fotosensibili nei gadgets, nelle fotocopiatrici, nelle stampanti, negli scanner, ecc.

- 4) Il mercato di queste applicazioni è in continua crescita.
- 5) Dato il basso costo, è possibile coprire le vetrate degli edifici con film di silicio amorfo da usare come schermo parziale per la luce e produrre nel contempo energia elettrica. Le varie sfumature di colore che assumono tali superfici rendono il materiale molto amato dagli architetti.
- 6) Il basso costo permette di usare questo materiale in tutti i casi in cui non esistano limitazioni delle superfici da impegnare per gli impianti e di adottare la filosofia della sostituzione periodica dei moduli.

Il prezzo attuale dei moduli al silicio amorfo si mantiene di poco al di sotto del prezzo dei moduli al silicio cristallino sostanzialmente per motivi di mercato. Ma il suo costo di produzione è molto inferiore. Pertanto, con il silicio amorfo il venditore realizza un profitto maggiore.

Purtroppo non è così per l'utente, che molto spesso è male informato tecnicamente, o addirittura frastornato dalla confusione che esiste circa le prestazioni degli impianti fotovoltaici a fronte delle norme d'incentivazione oggi esistenti. (Vedi ad esempio la confusione tra kW e kWh).

81 - Perché oggi il silicio amorfo idrogenato?

- 1) Ha il più basso costo di produzione tra tutti i film sottili
- 2) I dispositivi stabilizzati hanno efficienza intorno al 5-6%
- 3) Le celle si prestano bene ad impieghi come elementi fotosensibili nelle fotocopiatrici, nelle stampanti e negli scanner
- 4) Il mercato di queste applicazioni è in continua crescita
- 5) Dato il basso costo è possibile coprire le vetrate degli edifici con film di a-Si come schermo estetico per la luce e produrre contemporaneamente energia elettrica
- 6) Il basso costo permette di adottare negli impianti PV per la produzione elettrica la filosofia della sostituzione periodica dei moduli

Rimane tuttavia il fatto che l'efficienza dei moduli mediata nel tempo operativo (sicuramente inferiore al 10%) non assume un valore sufficiente a permettere il conseguimento della competitività del costo del kWh

Avviene che il differenziale di profitto, garantito comunque dalle incentivazioni pubbliche, nasconde gli svantaggi tecnici ed economici di questa tecnologia per le applicazioni energetiche. In ogni caso, a prescindere dal basso costo, rimane il fatto che l'efficienza dei moduli, mediata lungo il tempo di vita operativa, è abbondantemente sotto al 10% e pertanto il suo valore, come abbiamo visto, non è sufficiente per ottenere la competitività del kWh prodotto.

Chiudiamo ora questa parentesi sul silicio amorfo e torniamo al tema più generale dei film sottili, ponendoci una nuova domanda: la tecnologia attuale dei moduli a film sottile è, o no, la soluzione?

⇒ Slide 82 – I moduli a film sottile sono la soluzione?

Anche in questo caso, proviamo a riassumere brevemente la situazione.

1) L'attuale tecnologia dei film sottili produce moduli di area pari a circa 0,3-0,5 m², utilizzando il diseleniuro di indio e rame e il tellururo di cadmio, con un'efficienza di conversione intorno al 10% ed un costo di circa 150 euro/m², (contro 500 euro/m² dei moduli al Silicio).

2) In base al grafico mostrato in precedenza, questi valori di costo-efficienza avvicinano

82 - I moduli a film sottile sono la soluzione?

1) L'attuale tecnologia dei film sottili produce moduli di area pari a circa 0.3-0.5 m² con efficienza intorno al 10% ed un costo di produzione pari a circa 150 euro/m² (contro 500 euro/m² del Si)

2) In base al grafico della scheda 52, questi valori avvicinano notevolmente la competitività, ma non permettono ancora di raggiungerla, nemmeno nel caso del livello posto a 20 eurocent/kWh

3) Occorre aumentare ulteriormente l'efficienza e ridurre il costo di produzione

4) Il costo può essere ridotto a circa 100 euro/m² aumentando la capacità della linea di produzione. L'aumento dell'efficienza incontra notevoli difficoltà dovute al controllo delle caratteristiche di omogeneità dei materiali nella deposizione su grandi aree.

5) Con un costo di 100 euro/m² si raggiungerebbe la competitività con un valore d'efficienza pari a circa il 15% (l'efficienza dei submoduli di laboratorio ha già superato il 17%).

6) La competitività generale al livello di 10 c€/kWh richiederebbe un'efficienza pari al 30% mantenendo il costo di produzione dei moduli a 100 euro/m².

7) Esistono problemi di impatto ambientale dovuti alla tossicità dei materiali

L'attuale tecnologia dei dispositivi a film sottile avvicina il fotovoltaico alla competitività, ma la potrà raggiungere solo se e quando verranno riconosciuti adeguatamente i benefici ambientali

notevolmente la competitività, ma non permettono ancora di raggiungerla, ciò nemmeno nel caso della competitività assistita con il livello posto a 20 centesimi a kWh.

3) La conclusione è che ancora la tecnologia non è adeguata e che occorre aumentare l'efficienza e ridurre contestualmente il costo di produzione.

4) Il costo può essere ridotto a circa 100 euro/m² aumentando la capacità delle linee di produzione. L'aumento dell'efficienza incontra notevoli difficoltà dovute al controllo delle caratteristiche di purezza e di omogeneità dei materiali, quando la loro deposizione si deve effettuare su grandi aree di modulo.

5) Con un costo di 100 euro/m² si raggiungerebbe la competitività con un valore d'efficienza pari a circa il 15% (l'efficienza dei moduli in laboratorio ha già superato il 17%).

6) La competitività generale al livello di 10 centesimi di euro per kWh richiederebbe un'efficienza di almeno il 30%, mantenendo il costo dei moduli a 100 euro/m², cosa molto difficile da ottenere senza ulteriori decisivi miglioramenti della tecnologia.

7) C'è infine da registrare la tossicità intrinseca di entrambi i materiali, che suscita notevoli preoccupazioni ambientali nella prospettiva dell'impiego su larga scala.

In conclusione, l'attuale tecnologia dei film sottili avvicina il fotovoltaico al traguardo della competitività generale, ma potrà raggiungere solo quello della competitività assistita, solo se e quando verranno riconosciuti i benefici ambientali in termini economici reali (riconoscimento delle esternalità).

⇒ Slide 83 – Come aumentare l'efficienza: dispositivi multicella a beam splitting

Passiamo ora all'argomento che ci farà avvicinare ai dispositivi della terza generazione: come si può fare per aumentare l'efficienza di conversione.

La diapositiva mostra lo schema di principio di un esperimento che fu effettuato per verificare la validità del metodo detto di beam splitting per raggiungere alta efficienza di conversione.

Un fascio di radiazione solare viene fatto incidere su uno specchio dicroico posto a 45° in modo da separare la componente blu dello spettro ed avviarla su una cella fotovoltaica selettiva, particolarmente sensibile per la luce blu.

Il resto del fascio prosegue la sua corsa fino ad incontrare un successivo specchio dicroico, che devia la componente gialla su una seconda cella selettiva.

Il fascio residuo, che contiene ormai solo la componente rossa dello spettro, viene fatto incidere su una terza cella sensibile al rosso.

Ogni cella, quindi, è realizzata con un materiale opportuno in modo da avere la risposta spettrale con il massimo centrato sul rispettivo colore. Ciascuna cella allora converte con la massima efficienza la parte di spettro che riceve.

La potenza totale erogata si otterrà dalla somma delle potenze delle tre celle e risulterà maggiore di quella che si sarebbe ottenuta con una singola cella.

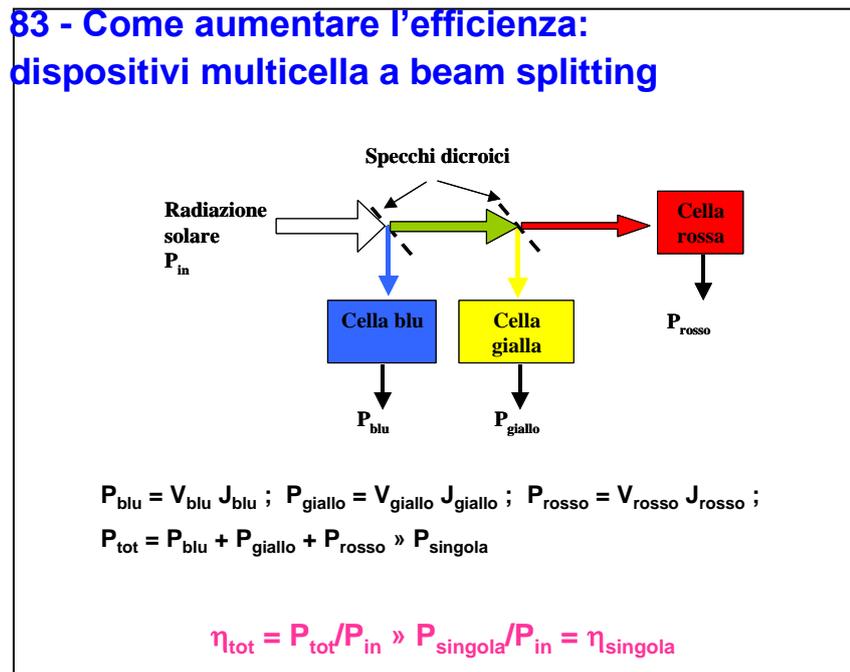
Detto in altri termini, il metodo permette di convertire in fotoelettroni una parte di spettro molto più ampia di quella relativa ad una sola cella e di conseguenza l'efficienza totale sarà pari alla somma delle efficienze delle tre celle.

L'esperimento fu effettuato con una cella al GaAs per la luce blu, una al silicio per la componente gialla e una al germanio per il rosso. L'efficienza complessiva misurata fu del 32%, ripartita come 16% per il GaAs, 10% per il silicio e 6% per il germanio.

Anche se il dispositivo appariva abbastanza complicato e non adatto ad avere sviluppo industriale, tuttavia l'esperimento servì a dimostrare la possibilità di ottenere efficienze superiori al 30.

E, soprattutto, dimostrò che il limite d'efficienza dei singoli materiali era superabile, indicando un metodo, che idealmente poteva coprire l'intero spettro ai fini della conversione fotovoltaica.

Questo è quanto vedremo nella prossima diapositiva.



⇒ Slide 84 – Efficienza teorica massima

Immaginiamo di dividere lo spettro solare in un numero n di fette di ampiezza $\Delta\lambda_i$, ciascuna inviata ad una cella fatta con un semiconduttore di energy gap E_{Gi} tale che:

$$\Delta\lambda_i = \lambda_{G(i+1)} - \lambda_{Gi}$$

Allora il contributo di questa fetta i -esima alla corrente fotogenerata sarà dato dall'integrale:

$$J_{phi} = (q/hc) \int_{\lambda_{Gi}}^{\lambda_{G(i+1)}} Q_i(\lambda) I(\lambda) \lambda d\lambda$$

La potenza generata da questa cella i -esima sarà:

$$P_i = V_i J_{phi} \quad (\text{dove } V_i = \text{Tensione voltaica della cella } i\text{-esima})$$

La potenza totale sarà data dalla sommatoria di tutti i contributi di potenza:

$$P_{tot} = \sum_i P_i \quad (i = 1, 2, 3, \dots, n-1, n)$$

Allora l'efficienza totale sarà data dal rapporto tra la potenza totale sviluppata e la potenza incidente, cioè:

$$\eta_{tot} = \sum_i P_i / P_{input}$$

A questo punto facciamo tendere n a infinito e contemporaneamente $\Delta\lambda_i$ a zero ed inoltre aggiungiamo tutte le condizioni termodinamiche relative all'equilibrio termico, tipo irraggiamento, entropia e via dicendo.

Si può allora dimostrare, come ha fatto Green, che il risultato del nostro calcolo per l'efficienza teorica massima è:

$$\eta_{tot} = 86.7\%$$

Come si vede, la pratica è ancora molto lontana da questa previsione teorica. C'è ampio spazio per un consistente aumento dell'efficienza di conversione attraverso il miglioramento delle tecnologie.

84 - Efficienza teorica massima

Lo spettro viene idealmente suddiviso in n fette di ampiezza $\Delta\lambda_i$, ciascuna inviata ad una cella fatta con un semiconduttore di energy gap E_{Gi} tale che:

$$\Delta\lambda_i = \lambda_{G(i+1)} - \lambda_{Gi}$$

$$J_{phi} = (q/hc) \int_{\lambda_{Gi}}^{\lambda_{G(i+1)}} Q_i(\lambda) I(\lambda) \lambda d\lambda$$

$$P_i = V_i J_{phi} \quad (V_i = \text{Tensione voltaica della cella } i\text{-esima})$$

$$P_{tot} = \sum_i P_i \quad (i = 1, 2, 3, \dots, n-1, n)$$

$$\eta_{tot} = \sum_i P_i / P_{input}$$

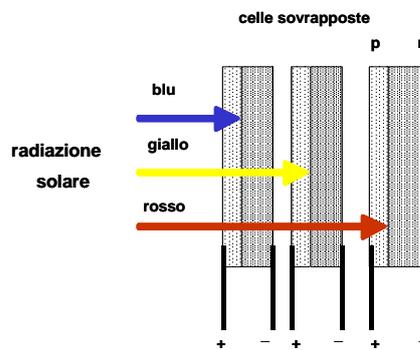
$n \rightarrow \infty$; $\Delta\lambda_i \rightarrow 0$; + Condizioni termodinamiche

$$\eta_{tot} = 86.7\%$$

⇒ Slide 85 – Dispositivi a giunzioni multiple sovrapposte

La diapositiva mostra lo schema di principio di un dispositivo costituito da tre celle di materiale diverso sovrapposte lungo il percorso della radiazione solare. La prima cella è particolarmente sensibile alla componente blu dello spettro, mentre risulta trasparente per la luce gialla e quella rossa. Pertanto la componente blu si arresta dentro la prima cella ed il resto della spettro prosegue il suo cammino. La seconda cella è sensibile al giallo e non al rosso e la terza è infine sensibile al rosso.

85 - L'alternativa dei dispositivi a giunzioni multiple sovrapposte (stacked) per l'alta efficienza



- La prima cella è sensibile solo alla luce blu, mentre è trasparente al giallo e al rosso.
- La seconda è sensibile al giallo e trasparente al rosso.
- La terza è sensibile solo al rosso.
- I terminali d'uscita sono separati (dispositivo a 6 terminali)

Ciascuna cella converte soltanto la parte di spettro per cui la sua fotorisposta è massima, cioè con la massima efficienza.

Ciascuna cella è dotata dei suoi due terminali da cui si estrae la potenza generata.

Il dispositivo realizza il principio del beam splitting senza l'uso del complicato sistema ottico degli specchi diecrici.

Tuttavia la necessità di dover usare 6 terminali complica enormemente la possibilità di realizzare i moduli con questo tipo di celle. Nella pratica sono stati realizzati soltanto dispositivi singoli usati in applicazioni di luce concentrata, dove comunque essi hanno funzionato bene, dimostrando ancora una volta la validità del principio del beam splitting.

⇒ Slide 86 – La potenza totale generata e l'efficienza

Anche in questo caso la potenza viene raccolta su ciascuna coppia di terminali e poi sommata. L'efficienza totale risulta allora dalla somma dell'efficienze delle singole celle.

Sono stati usati per le celle l'arseniuro di gallio, il silicio e il germanio e si sono ottenute le stesse prestazioni dell'esperimento precedente con un'efficienza totale pari a circa il 32%.

Questi dispositivi hanno valore di testimonianza storica in

quanto rappresentano i diversi passi fatti dalla tecnologia verso le celle a due giunzioni e a due terminali, dette tandem, e quelle odierne a tre, o a quattro giunzioni, dette brevemente multigiunzione, che andiamo subito a esaminare.

86- La potenza totale generata e l'efficienza

$$P_{\text{tot}} = V_{\text{blu}} J_{\text{blu}} + V_{\text{giallo}} J_{\text{giallo}} + V_{\text{rosso}} J_{\text{rosso}} \gg P_{\text{singola}}$$

$$\eta_{\text{tot}} = P_{\text{tot}} / P_{\text{in}} \gg P_{\text{singola}} / P_{\text{in}} = \eta_{\text{singola}}$$

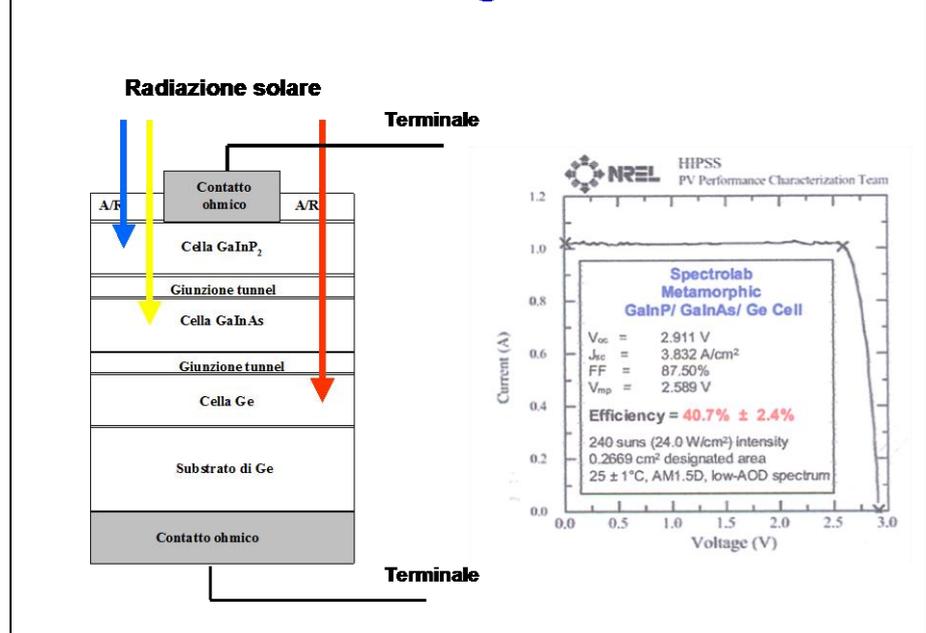
$$P_{\text{in}} = \int_0^{\infty} I_{\lambda}(\lambda, T) d\lambda = 0.1 \text{ W/cm}^2$$

$$\left. \begin{array}{l} \text{Cella blu} = \text{GaAs} \quad \eta = 16\% \\ \text{Cella gialla} = \text{Si} \quad \eta = 10\% \\ \text{Cella rossa} = \text{Ge} \quad \eta = 6\% \end{array} \right\} \eta_{\text{tot}} = 16 + 10 + 6 = 32\%$$

⇒ Slide 87 – Celle monolitiche multigiunzione a due terminali

La figura mostra una sezione di una cella fatta da tre giunzioni sovrapposte realizzate con la tecnica di deposizione dei film sottili in modo da avere un'unica struttura meccanica complessiva e soltanto due terminali di raccolta della corrente. Seguendo il percorso della radiazione solare, incontriamo per primo uno strato di materiale trasparente antiriflesso e poi una prima cella fatta di fosforo di gallio e indio, che è particolarmente sensibile alla luce blu.

87 - Celle monolitiche multigiunzione a due terminali



Le altre componenti dello spettro proseguono il loro cammino attraversando prima uno strato conduttore e trasparente e poi una cella fatta di arseniuro di indio e gallio, entro cui si arresta la luce gialla.

La componente rossa prosegue ed infine si arresta nella successiva cella al germanio.

Le diverse celle sono collegate elettricamente una all'altra mediante strati di ossido trasparente e conduttore, il cui spessore è mantenuto tanto sottile da permettere il passaggio degli elettroni per effetto tunnel.

L'intero pacco di celle ha uno spessore di 4-5 micron, escludendo il substrato finale di germanio che fa da sostegno meccanico.

Una cella di questo tipo, di area pari a 26 mm², è stata realizzata dalla Spectrolab, una sussidiaria della Boeing. La cella ha ottenuto il record di efficienza nel 2006 con il valore del 40,7% in condizioni di illuminazione concentrata a 240 soli. Nella diapositiva è mostrata la caratteristica I-V di tale cella certificata dal Laboratorio Nazionale per l'Energia Rinnovabile degli USA.

Qualcuno potrebbe subito osservare che si tratta pure di un risultato eccezionale, ma che esso rappresenta l'ennesimo esercizio di laboratorio, che difficilmente potrà trovare applicazioni industriali.

Questa volta non è così. La tecnologia usata per la realizzazione del piccolo campione di laboratorio di 26 mmq si presta ad essere estesa industrialmente alla fabbricazione di celle di superficie pari a 1 e 2 cm².

Nel 2008 tali celle sono state costruite dalla Sectrolab in grande numero per le applicazioni spaziali e sono state poste in vendita anche sul mercato terrestre per le applicazioni nei concentratori.

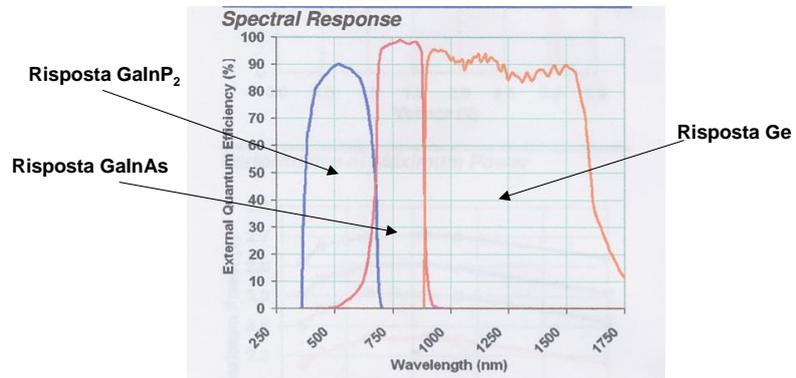
La diapositiva seguente mostra appunto la risposta spettrale di una cella commerciale.

⇒ Slide 88 – Celle monolitiche a tripla giunzione commerciali

Si può notare che l'insieme delle tre risposte spettrali copre un intervallo di lunghezze d'onda che va da circa 300 nm a 1600 nm, cioè dal violetto al rosso al limite dell'infrarosso. Per confronto basti considerare che la risposta spettrale del silicio va da circa 350 a 1000 nm.

La cella ha un'area sensibile di 1 cm² ed è posta in vendita al prezzo di 10 \$, o 14 \$ se incollata termicamente ad una piastra metallica di supporto da montare sul dissipatore termico.

88 - Celle monolitiche a tripla giunzione commerciali della Spectrolab CDO-100-IC: risposta spettrale



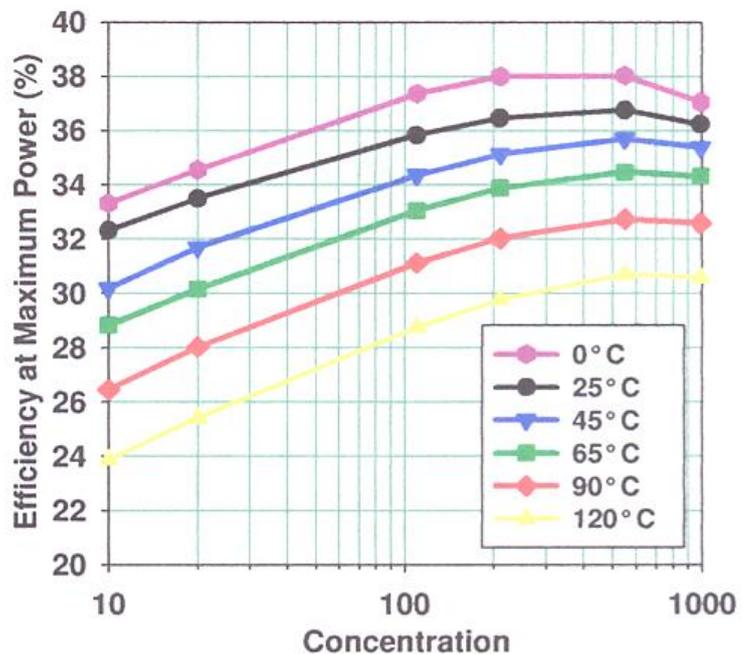
La risposta complessiva della cella tripla va da circa 300 nm a 1600 nm, mentre la risposta del Si va da circa 350 nm a 1000 nm

⇒ Slide 89 – Celle monolitiche a tripla giunzione commerciali: curve di efficienza sotto concentrazione

La diapositiva mostra le curve di efficienza di conversione della cella commerciale da 1 cm² a tripla giunzione della Spectrolab in funzione del fattore di concentrazione e per diverse temperature di funzionamento. Si può notare l'effetto di saturazione della crescita per alti fattori di concentrazione dovuto alla presenza della resistenza serie della cella.

Il grafico è tratto dai data sheet della casa costruttrice

(www.spectrolab.com, data sheet CDO-100-IC solar cells), da cui risulta anche il prezzo di vendita della cella montata su supporto per dissipatore termico a 14 \$ cadauna.



Mantenendo la temperatura della cella a 45 °C, si può raggiungere un'efficienza di conversione pari al 35% alla concentrazione di 250-300 soli. A 65 °C l'efficienza si abbassa al 34%. Mantenere la temperatura della cella a 65 °C con un adeguato dissipatore termico in aria è un problema tecnicamente risolvibile senza eccessivo dispendio di energia, per cui l'applicazione di queste celle ad alta efficienza in impianti terrestri a concentrazione diviene possibile.

Nella prossima diapositiva vedremo proprio il progetto in costruzione di uno di questi impianti.

⇒ Slide 90 – Progetto della centrale a concentrazione da 154 MWp “Victorian”

La centrale è in costruzione nella regione australiana di Victoria. Sono usate le celle della Spectrolab dotate di piastra dissipatrice, di cui abbiamo visto la caratteristica, assemblate in piccoli moduli di area all'incirca di 10 cm².

I moduli sono incollati termicamente ad un sistema di dissipazione del calore che mantiene la temperatura delle celle entro i 45 °C.

Il modulo è posto nel fuoco di un concentratore a specchi parabolici che realizza un fattore di concentrazione di 500 soli. A queste condizioni

d'illuminazione e di temperatura corrisponde un'efficienza del 35%.

A 500 soli ciascuna cella da 1 cmq riceve una potenza luminosa di 50 Wp. Pertanto la potenza elettrica generata da ciascuna cella sarà pari a 17,5 Wp. Poiché il prezzo della cella è di 14 \$, avremo un costo della potenza generata dalla cella pari a circa 0,8 \$/Wp.

Anche se sappiamo che a questo costo bisogna aggiungere i costi di tutto il concentratore e del sistema d'inseguimento, possiamo dire subito che si è fatto un bel passo avanti rispetto al costo di 3,5-4 \$/Wp della potenza delle celle al silicio.

Le condizioni meteorologiche del sito garantiscono una componente diretta dell'insolazione per 1750 ore equivalenti all'anno, per cui il progetto prevede di produrre il kWh ad un costo di circa 13 centesimi di dollaro, valore che si trova molto vicino alla competitività.

La centrale finita avrà una potenza complessiva di 154 MWp.

90 - Progetto Centrale a concentrazione Solar Systems (154 MW Victorian Project, Victoria - Australia)

T(cella) = 45 °C

C = 500

η(cella) = 35%

P_{in}(cella) = 50 Wp P_{out} = 17,5 Wp

Costo cella con supporto per dissipatore = 14 \$USA

Costo potenza (cella) = 0.8 \$/Wp

Concentratori a specchi parabolici a fuoco puntiforme

Ore equivalenti a piena potenza = 1750/anno

Potenza centrale = 154 MWp

Costo previsto del kWh = 13 cents

(www.solarsystems.com)

⇒ Slide 91 – La situazione attuale del fotovoltaico

Con le celle multigiunzione ad altissima efficienza e la loro applicazione in sistemi a concentrazione abbiamo raggiunto i limiti dell'attuale tecnologia fotovoltaica.

Abbiamo anche visto che neppure questa tecnologia è in grado di raggiungere la competitività generale. Infatti il valore previsto per il costo del kWh è un po' più alto del livello di competitività e ciò si verifica solo se andiamo ad installare i nostri concentratori in siti particolarmente assolati. Purtroppo questo non è il caso

più generale per i siti degli impianti fotovoltaici nelle nostre regioni.

Si conclude che bisogna ancora andare oltre con la ricerca e lo sviluppo per realizzare dispositivi a più basso costo e alta efficienza: i cosiddetti dispositivi di terza generazione.

91 - La situazione attuale

- 1) Il fotovoltaico ha raggiunto un livello di capacità tecnica e di affidabilità dei sistemi tali da costituire una nuova opzione strategica per la produzione di elettricità
- 2) Il “giacimento fotovoltaico”, di cui è appena iniziato lo sfruttamento, contiene una quantità di energia che supera le necessità presenti e future dell'umanità
- 3) La tecnologia non è ancora consolidata: esistono diverse opzioni tecnologiche in corso di sviluppo capaci di produrre un'ulteriore evoluzione verso prestazioni tecniche ed economiche più avanzate
- 4) Il costo di produzione del kWh è ancora troppo alto e ciò costituisce un **limite economico** per lo sviluppo del mercato
- 5) L'**intermittenza casuale della fonte costituisce oggi il principale limite tecnico per la penetrazione dei sistemi fotovoltaici nell'uso generalizzato in allacciamento alle reti elettriche**

Prima di passare a dare alcuni cenni sulle tecnologie di frontiera, conviene fare il punto sommario della situazione.

- 1) Il fotovoltaico ha raggiunto un livello di capacità tecnica e di affidabilità dei sistemi tali da costituire una nuova opzione strategica per la produzione di elettricità
- 2) Il “giacimento” fotovoltaico, di cui è appena iniziato lo sfruttamento, contiene una quantità di energia che supera le necessità presenti e future dell’umanità.
- 3) La tecnologia non è ancora consolidata: esistono diverse opzioni tecnologiche in corso di sviluppo capaci di produrre un’ulteriore evoluzione verso prestazioni tecniche ed economiche migliori.
- 4) Il costo di produzione del kWh è ancora troppo alto e ciò costituisce un limite economico per lo sviluppo del mercato.
- 5) Infine, l’intermittenza casuale della fonte costituisce oggi il principale limite tecnico per la penetrazione dei sistemi fotovoltaici nell’uso generalizzato in allacciamento alla rete elettrica.

Quest’ultimo punto riveste una grandissima importanza proprio nella prospettiva che considera il fotovoltaico come una fonte energetica. Purtroppo tale argomento è completamente trascurato dagli operatori fotovoltaici e soprattutto dai promotori pubblici, che non lo hanno affatto incluso nella strategia di sviluppo.

Diamogli un rapido sguardo.

⇒ Slide 92 – I records d’efficienza dei dispositivi PV misurati sotto illuminazione concentrata con spettro diretto AM1,5 e temperatura di 25°C

E’ da notare subito nel riquadro più basso che le celle a film sottili a giunzione tripla, a due terminali, hanno ormai superato l’efficienza del 40%. Un altro risultato notevole è quello registrato dalle celle a giunzione singola a film sottile a seleniuro di indio, rame e gallio (CIGS) con un’efficienza del 21,5% ottenuta a bassa concentrazione (14 soli). Si può aggiungere come ulteriore informazione che lo stesso tipo di cella detiene il record d’efficienza in condizioni d’illuminazione normale con il 19%.

I migliori risultati per l’efficienza dei dispositivi a multigiunzione misurati sotto illuminazione concentrata con spettro diretto AM1.5 e temperatura di 25 °C

Tipo di cella	Efficienza (%)	Area ^b (cm ²)	Intens. (n. soli)	Centro di certificazione e data	Descrizione del produttore
Celle singole					
GaAs	27.8	0.203	216	Sandia (8/88)	Varian, Entech cover
GaInAs	27.5	0.07	171	NREL (2/91)	NREL/Entech
Si	27.3	1.00	93	FhG-ISE (9/07)	Amonix
InP	24.3	0.07	99	NREL (2/91)	NREL/Entech
CIGS ^a (film sottile)	21.5	0.102	14	NREL (2/01)	NREL
2 celle sovrapp.					
GaAs/GaSb (4 ter.)	32.6	0.05	100	Sandia (10/89)	Boeing (stack)
InP/GaInAs (3 ter.)	31.8	0.06	50	NREL (8/90)	NREL (monolit.)
GaInP/GaAs (2 ter.)	30.2	0.10	180	Sandia (3/94)	NREL (monolit.)
GaAs/Si (larga)	29.6	0.32	350	Sandia (9/88)	Varian (stack)
3 celle sovrapp.					
GaInP/GaAs/Ge	34.7	0.27	333	NREL (9/03)	Spect.lab (monolit.)
GaInP/GaAs/Ge	37.3	0.26	175	NREL (3/04)	Spect.lab (monolit.)
Submoduli					
GaAs/GaSb	25.1	41.4	57	Sandia (3/93)	Boeing (stack)
GaInP/GaAs/Ge	27	34	10	NREL (5/00)	ENTECH
Moduli					
Si	20.3	1875	80	Sandia (4/89)	Sandia/UNSW/Entech
Basso spettro AOD^c					
GaInP/GaAs/GaInAs	40.1	0.098	143	NREL (4/08)	NREL (inv. monolit.)
GaInP/GaInAs/Ge	40.7	0.267	240	NREL (9/06)	Spectrolab (monolit)
Si	27.6	1.00	92	FhG-ISE (11/04)	Amonix

^aCIGS = CuInGaSe₂;

^b area reale;

^c AOD= Aerosol Optical depth

Fonti: - Green et al, 2008, *Solar Cell Efficiency Tables*, Prog. Photovolt. Res. Appl., Vol.16, pp.435-440.

- Kazmerski. 2006, *Solar Photovoltaics R&D at the tipping point: A 2005 technology overview*, J. El. Spect. Related Phenomena, 150(2006), pp.105-135

⇒ Slide 93 – Inserimento in rete delle centrali fotovoltaiche

La diapositiva ci mostra lo schema di principio adottato per il collegamento degli impianti fotovoltaici alla rete elettrica.

Questa è schematizzata in tre blocchi funzionali: nel primo sono idealmente racchiusi tutti i generatori termoelettrici, nel secondo è rappresentato il sistema di controllo e di dispacciamento e nel terzo il sistema di distribuzione della potenza agli utenti.

L'energia dei combustibili fossili viene trasformata in

potenza elettrica a corrente alternata nel primo blocco e poi fatta fluire come tale fino agli utenti. Il sistema di dispacciamento e controllo regola il flusso in modo da garantire il servizio elettrico per gli utenti 24 ore su 24.

Quando è presente una centrale fotovoltaica, la potenza da essa generata viene inserita nella rete tramite il dispacciatore, il quale deve tenere conto del fatto che la potenza fotovoltaica ha natura intermittente. Il sistema automatico di regolazione del dispacciatore fa in modo che l'utente non si accorga dell'intermittenza. Esso deve continuare a ricevere potenza elettrica stabile nel tempo e al livello fissato dal contratto, nonostante la presenza di un generatore intermittente nella linea.

Occorre ricordare che l'affidabilità della fornitura elettrica italiana è pari a circa il 99%, mentre l'affidabilità della erogazione di potenza da parte di una centrale fotovoltaica situata in Italia è pari circa il 16%.

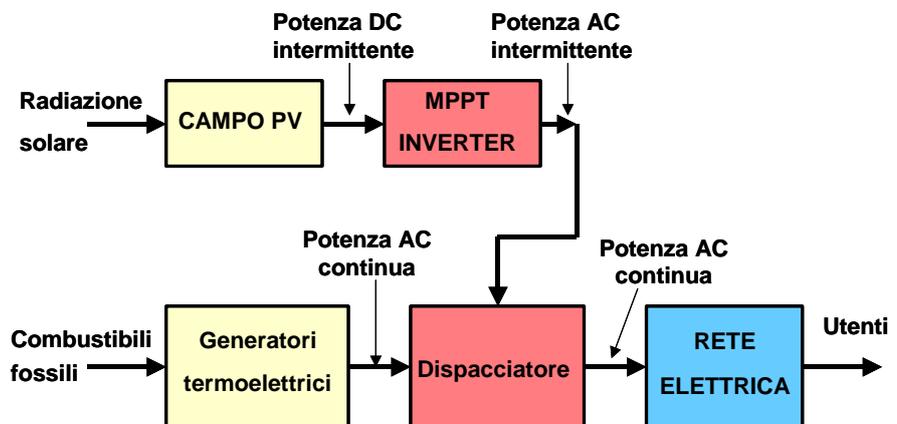
⇒ Slide 94 – Limite di accettazione della rete e contributo energetico del fotovoltaico

Qualsiasi sistema di controllo automatico è progettato per reagire alle variazioni della grandezza controllata in modo da mantenere l'uscita al valore desiderato.

E' noto che l'azione di regolazione può avvenire correttamente solo se le variazioni della grandezza in entrata si mantengono entro i limiti di linearità della risposta, cioè se la loro ampiezza non porti il sistema a superare la dinamica di regolazione e il tempo di variazione non sia troppo rapido rispetto alla costante di tempo del sistema di reazione.

Applicando queste regole al nostro caso, possiamo fare le seguenti considerazioni.

93- L'inserimento in rete delle centrali elettriche PV



L'affidabilità della fornitura di elettricità agli utenti è pari a circa il 99%

L'affidabilità della fornitura fotovoltaica al dispacciatore è inferiore al 16%

94 - Limite di accettazione della rete per impianti PV e contributo energetico corrispondente

1) Il sistema di controllo italiano della stabilità della rete riesce a compensare le variazioni brusche del livello di potenza dovute, o allo sgancio del carico, o alla mancanza improvvisa dei generatori, solo se l'ampiezza del transiente non è superiore a circa il 20-25% della potenza complessiva dei generatori rotativi attivi in rete nel momento dell'evento.

2) La potenza rotativa attiva nelle ore diurne per la rete italiana si aggira intorno a 50000 MW: il limite di accettazione del 20-25% equivale a 10000-12500 MW

3) I generatori PV forniscono potenza intermittente a causa delle condizioni mutevoli dell'insolazione e pertanto possono essere allacciati alla rete per un massimo di 10000-12500 MWp

4) Con un'insolazione annuale media dell'Italia centro-meridionale di 1500 ore, il contributo elettrico massimo sarà pari a 15-19 TWh

5) Il fabbisogno elettrico italiano è di circa 320 TWh/anno, per cui il contributo PV corrisponde al massimo al 4.7- 5.9% .

6) Il risparmio di combustibili fossili (1 TWh = 0.22 Mtep) sarà di 3.3 - 4.2 Mtep, corrispondenti a 1.6 - 2% del fabbisogno di energia primaria (200 Mtep).

- 1) Il sistema di controllo italiano della stabilità della rete riesce a compensare variazioni brusche del livello di potenza dovute, o allo sgancio del carico, o alla mancanza improvvisa dei generatori, solo se l'ampiezza del transiente non è superiore a circa il 20-25% della potenza complessiva dei generatori rotativi attivi in rete nel momento dell'evento.
- 2) La potenza rotativa attiva nelle ore diurne per la rete italiana si aggira intorno a 50000 MW: il limite di accettazione equivale quindi a 10000-12500 MW.
- 3) I generatori fotovoltaici forniscono potenza intermittente a causa delle condizioni mutevoli dell'insolazione e pertanto possono essere allacciati alla rete per un massimo di 10000-12500 MWp.
- 4) Con l'insolazione annuale media per l'Italia centro meridionale di 1500 ore equivalenti, il contributo elettrico massimo sarà pari a 15-19 TWh all'anno.
- 5) Il fabbisogno elettrico italiano è di 320 TWh all'anno, per cui il contributo massimo del fotovoltaico sarà pari al 4,7-5,9%.
- 6) In termini di combustibili fossili risparmiati, questo contributo corrisponde a circa 3,3-4,2 Mtep, avendo assunto il fattore di conversione solito $1 \text{ TWhe} = 0,22 \text{ Mtep}$. In termini relativi tale risparmio equivale a circa 1,6-2% del fabbisogno energetico nazionale, dal momento che esso è all'incirca pari a 200 Mtep all'anno.

Pertanto il fotovoltaico, così come è concepito oggi, rischia di non avere un ruolo significativo nella sostituzione dei combustibili fossili e questo è un vero e proprio peccato, perché invece il suo potenziale è enorme.

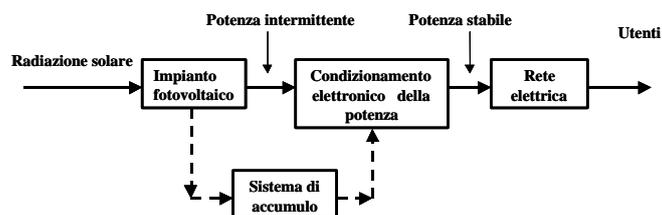
Ciò tuttavia avverrà a meno che non si cambi il modello di sviluppo dei sistemi eliminando da essi il difetto dell'intermittenza, cioè sviluppando i sistemi di accumulo dell'energia elettrica.

⇒ Slide 95 – Linee di ricerca e sviluppo

In conclusione, se vogliamo cogliere pienamente l'opportunità che ci viene offerta dal fotovoltaico, dobbiamo aggiungere una nuova linea di ricerca a quelle che avevamo indicato in precedenza. Questa linea ci viene suggerita dallo schema logico mostrato nella diapositiva. Occorre aggiungere ai sistemi fotovoltaici un sistema di accumulo dell'energia elettrica in modo da rendere stabile nel tempo l'erogazione di potenza alla rete e/o agli utenti. In questo modo si supera il limite di accettazione della rete e il grande potenziale fotovoltaico potrà essere sfruttato completamente.

95 - Linee di ricerca e sviluppo

- 1) Abbassare i costi di produzione dei sistemi PV
- 2) Aumentare l'efficienza di conversione fotovoltaica
- 3) Eliminare l'intermittenza mediante la messa a punto di centrali PV dotate di adeguati sistemi di accumulo dell'energia elettrica per una fornitura di potenza continua nel tempo



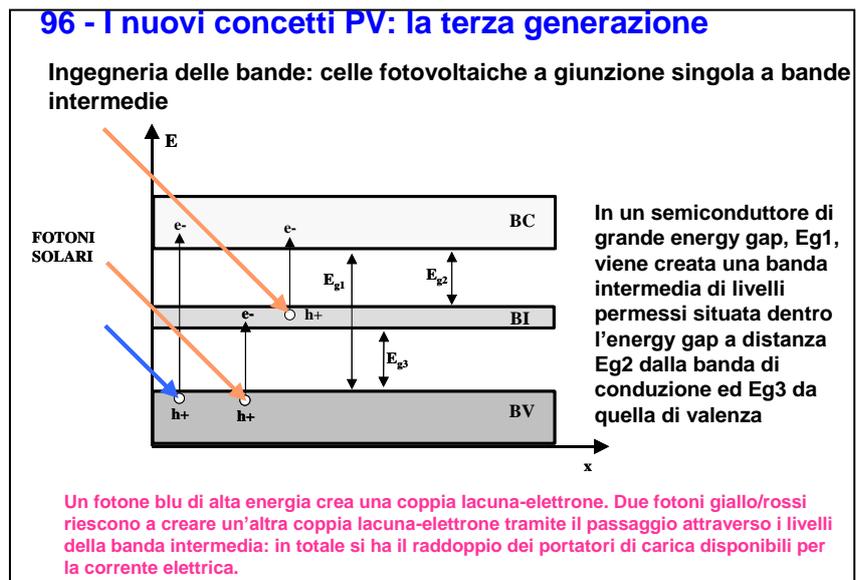
Concludendo, le linee di ricerca e sviluppo del fotovoltaico sono essenzialmente tre e devono essere portate avanti tutte con l'obiettivo di:

- 1) Abbassare i costi di produzione dei sistemi.
- 2) Aumentare l'efficienza di conversione.
- 3) Eliminare l'intermittenza mediante la messa a punto di adeguati sistemi d'accumulo.

Mentre sui primi due punti ferve una grande attività, sul terzo punto la situazione è di stasi completa.

⇒ Slide 96 – I nuovi concetti PV: la terza generazione

Abbiamo visto come sia praticamente impossibile per i dispositivi di prima generazione, cioè per le celle a giunzione singola a silicio mono e policristallino, raggiungere la competitività generale del costo di produzione del kWh. (Costo dei moduli troppo alto ed efficienza ancora insufficiente). Abbiamo anche esaminato come sia molto arduo raggiungere lo stesso obiettivo anche per i dispositivi di seconda generazione, cioè per i moduli a film sottile di tellururo di



cadmio e di diseleniuro d'indio e rame. (Costo dei moduli sufficiente, ma efficienza troppo bassa).

Nonostante questo aspetto economico negativo il mercato dei sistemi fotovoltaici sta sperimentando un vero e proprio boom di vendite. La forza guida di questo sviluppo è determinata essenzialmente dalla necessità di contrastare la crisi climatica attraverso la riduzione dei consumi di combustibili fossili. Molti governi, soprattutto nell'UE, hanno acquisito il concetto dell'emergenza ambientale ed hanno deciso di compensare il differenziale economico mediante i benefici ecologici portati dalle fonti rinnovabili. In tal modo, le incentivazioni pubbliche elargite sul kWh rinnovabile hanno creato un clima di competitività assistita, di cui sta beneficiando il settore fotovoltaico.

Naturalmente questa situazione non potrà continuare per molto tempo. Le incentivazioni andranno gradualmente a calare fino ad azzerarsi e il fotovoltaico, se vorrà continuare a rimanere sul mercato, dovrà continuare in parallelo il suo sviluppo tecnologico in modo da raggiungere la competitività generale senza incentivi.

E' proprio ciò che sta avvenendo nei laboratori e centri di eccellenza sul fotovoltaico nel mondo con lo sviluppo dei dispositivi di terza generazione (alta efficienza e basso costo).

La diapositiva illustra uno dei concetti che sono allo studio per sviluppare dispositivi più avanzati.

Immaginiamo di prendere un semiconduttore ad energy gap molto alto, verso il limite degli'isolanti. Se usassimo questo materiale, tale e quale, per realizzare una cella fotovoltaica, vedremmo una risposta spettrale limitata soltanto ai fotoni più energetici dello spettro solare, cioè la cella sarebbe sensibile soltanto alla luce violetta. L'efficienza pertanto sarebbe molto bassa.

Immaginiamo adesso di inserire nel semiconduttore un certo numero d'impurezze, i cui livelli energetici vadano a cadere all'interno dell'energy gap. Otteniamo allora una fascia intermedia di livelli permessi per gli elettroni, che può giocare un ruolo fondamentale nel migliorare la risposta spettrale del nostro materiale. Infatti, ora non solo i fotoni violetti-blu danno luogo all'effetto fotoelettrico, ma anche quelli gialli e rossi con il concorso della banda intermedia. Ad esempio, un fotone giallo eccita un elettrone della banda di valenza e lo fa saltare nella banda intermedia, dove esso rimane per un certo tempo prima di decadere di nuovo nella banda di valenza. Durante questo tempo, l'elettrone può essere eccitato da un secondo fotone giallo, o rosso, e fatto saltare nella banda di conduzione, dove esso si aggiunge ai fotoelettroni dovuti ai fotoni violetti-blu.

In conclusione, l'aggiunta della banda intermedia equivale alla presenza di una seconda cella incorporata nella prima, che ne amplia la risposta spettrale, così da aumentare notevolmente l'efficienza di conversione.

⇒ Slide 97 – Efficienza limite delle celle a banda intermedia

La diapositiva mostra il risultato del calcolo dell'efficienza per una cella ideale a banda intermedia, a confronto con una cella tandem ed una a singola gap.

La massima efficienza è pari al 63% e si ottiene per un materiale di partenza con energy gap pari a 1,93 eV e la banda intermedia situata a circa 0,7 eV sopra al limite della banda di valenza.

Per una cella tandem il massimo è pari al 55% e si ottiene con due valori dell'energy gap pari rispettivamente a 0,7 eV e 1,5 eV.

Infine per una cella a gap singolo, il massimo è di circa il 40% e si ottiene in corrispondenza dell'energy gap di 1,2 eV.

Il vantaggio teorico è innegabile, tanto è vero che sono in corso molte ricerche per implementare il concetto della banda intermedia. I primi tentativi sperimentali hanno dimostrato che l'ampliamento della risposta spettrale è ottenibile, ma ancora non si ha notizia della realizzazione di dispositivi fotovoltaici.

⇒ Slide 98 – Meccanismo di fotosensibilizzazione di Grätzel

Passiamo ora a descrivere un altro concetto innovativo che è alla base delle celle fotovoltaiche elettrochimiche dette di Graetzel, dal nome dell'inventore.

Prendiamo un nanocristallo di biossido di titanio, chimicamente molto puro, di forma pressoché sferica e di diametro pari all'incirca 20 nm.

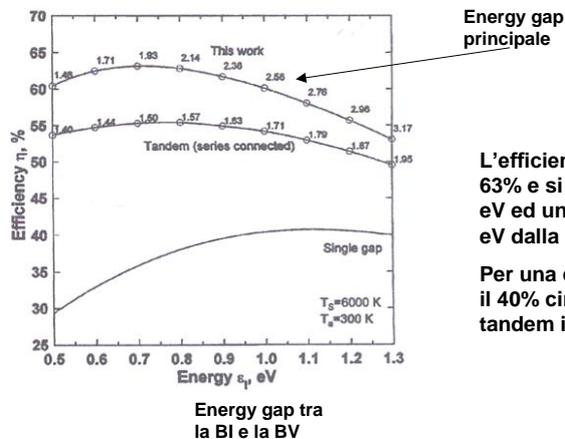
Con un processo opportuno rendiamo scabrosa la superficie del nanocristallo in modo da creare una serie di avvallamenti, che diverranno altrettanti punti di adesione per l'applicazione di un colorante organico elettroluminescente, detto dye.

Il biossido di titanio è un semiconduttore ad alta energy gap, in pratica isolante, per cui esso da solo è poco fotosensibile.

Le molecole del dye, che ora ricoprono la superficie del biossido di titanio, hanno la caratteristica di assorbire la luce e passare ad uno stato eccitato. Dopo un tempo abbastanza breve, il dye si diseccita emettendo elettroni. Questi vengono iniettati direttamente nella banda di conduzione del biossido di titanio, che è praticamente vuota a temperatura ambiente dato l'alto energy gap.

97 - Efficienza limite delle celle a banda intermedia

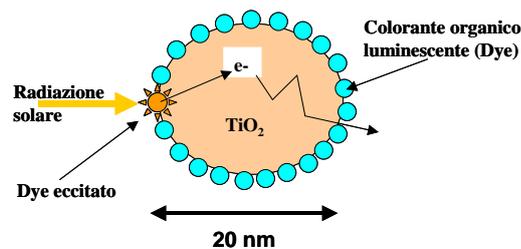
Fonte: Luque A, Marti A., 1997, Physical Review Letters, 78, 26, 30/6/1997



L'efficienza massima è pari al 63% e si raggiunge con $E_g = 1.93$ eV ed una BI situata a circa 0.7 eV dalla BV

Per una cella a gap singola si ha il 40% circa e per una cella tandem il 55%

98 - Meccanismo di fotosensibilizzazione di Grätzel (dye sensitized TiO_2)



- 1) La superficie di un glomerulo di TiO_2 viene resa scabrosa in modo da fornire punti di adesione per l'applicazione di un colorante organico luminescente (dye).
- 2) Le molecole del dye che ricoprono l'intera superficie del glomerulo vengono eccitate dalla radiazione solare e dopo breve tempo si diseccitano emettendo un elettrone
- 3) L'elettrone viene iniettato direttamente nella banda di conduzione del TiO_2 che risulta praticamente vuota a T ambiente perché il materiale è quasi isolante.
- 4) L'elettrone all'interno del TiO_2 ha una vita media molto lunga, per cui riesce a uscire nell'ambiente esterno, rendendosi disponibile per la conduzione elettrica.

Abbiamo così che il biossido ricoperto di colorante è ora divenuto un materiale composto fotosensibile, in cui la fotogenerazione delle cariche avviene nel dye e la loro conservazione si effettua nel nanocristallo. Per tale motivo si dice che il biossido di titanio è stato “dye sensitized”.

La vita media degli elettroni all’interno del nanocristallo risulta molto lunga per cui il flusso continuo dei fotoni luminosi produce un certo accumulo di elettroni all’interno del biossido di titanio. Avviene così che gli elettroni possono superare la superficie del nanocristallo per diffusione termica ed uscire nell’ambiente esterno. Se qui è presente un campo elettrico gli elettroni possono essere raccolti dal campo ed avviati ad un circuito esterno.

Ciò è quanto avviene nella cella elettrochimica di Graetzel, di cui vedremo uno schema nella prossima diapositiva.

⇒ Slide 99 – Cella elettrochimica di Grätzel

Seguiamo, come al solito, il flusso luminoso. I fotoni solari incontrano prima di tutto una lastra di vetro e subito dopo superano un sottile strato di ossido trasparente e conduttore, che è stato deposto sulla faccia interna del vetro. Qui essi trovano uno strato di nanocristalli di biossido di titanio già trattati con il colorante organico. Questo strato è reso compatto ed aderente al vetro anteriore per sinterizzazione.

Una seconda lastra di vetro, trattato per essere conduttore elettrico, chiude posteriormente la struttura, che è anche sigillata lungo i bordi laterali. Lo spazio tra i due vetri viene infine riempito con una soluzione non acquosa di sali di iodio, triioduro e ioduro.

A questo punto lo strato sinterizzato di biossido di titanio diviene il primo elettrodo immerso nella soluzione elettrolitica di sali di iodio, di cui il vetro posteriore costituisce il secondo elettrodo.

Il potenziale di ossido riduzione della coppia triioduro/ioduro fornisce il campo elettrico che raccoglie gli elettroni non appena escono dai nanocristalli di biossido di titanio e li avvia verso l’elettrodo anteriore della cella, la cui neutralità viene mantenuta attraverso l’immissione di elettroni dal contatto posteriore.

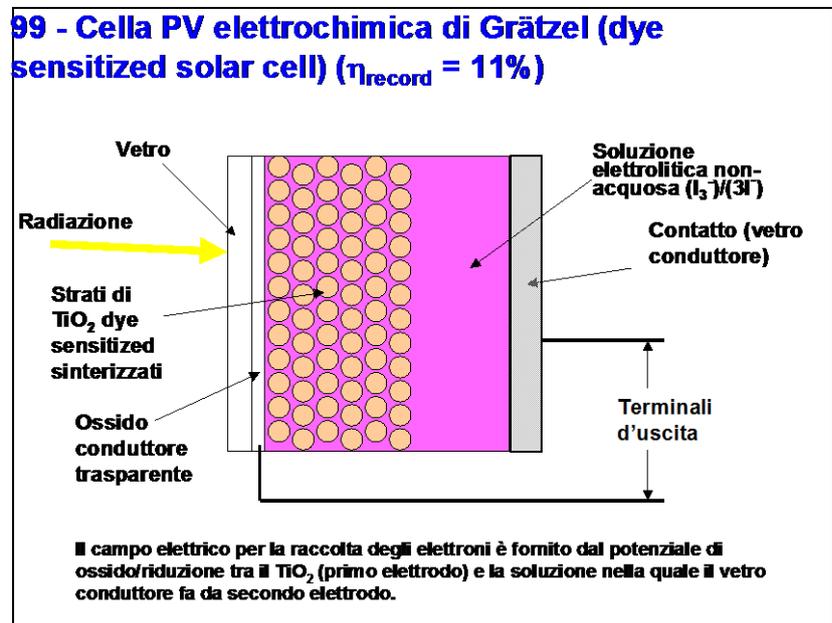
Il dispositivo è stato chiamato cella “dye sensitized” di Graetzel. Esso ha raggiunto un’efficienza commerciale pari al 10-11% e promette un bassissimo costo nella produzione industriale.

Prima di passare ad un altro concetto innovativo, voglio sottolineare due cose riguardo ai dispositivi “dye sensitized”.

La prima è che essi costituiscono la prima applicazione fotovoltaica delle nanotecnologie.

La seconda è che essi introducono nel fotovoltaico una

grande innovazione concettuale. Si è visto che nelle celle a giunzione l’effetto fotoelettrico e la raccolta delle cariche avviene simultaneamente all’interno del materiale semiconduttore. Questo comporta una severa selezione tra i semiconduttori per la scelta esclusiva di quelli che offrono grande fotosensibilità e contemporaneamente vita media abbastanza lunga da permettere la raccolta dei fotoelettroni. Pertanto, in pratica, diversi materiali semiconduttori fotosensibili, che potrebbero interessare il fotovoltaico per i loro aspetti di abbondanza e basso costo, sono scartati perché la vita media dei portatori di carica è troppo breve per permetterne la raccolta.



Nella cella di Graetzel invece il processo di fotogenerazione degli elettroni è separato nel tempo e nello spazio da quello della raccolta delle cariche. Infatti i fotoelettroni vengono creati nelle molecole di dye e la loro raccolta avviene in un tempo successivo nel biossido di titanio e nella soluzione elettrolitica. In questo modo i gradi di libertà aumentano, perché possiamo scegliere fra una grande varietà di dyes, in funzione della loro risposta spettrale fino al punto di utilizzare miscele di coloranti per ampliare la risposta.

Il processo è analogo a quello della fotosintesi clorofilliana.

Purtroppo occorre registrare nella prima sperimentazione in campo un effetto di degrado della risposta dovuto ai cambiamenti indotti nelle molecole di colorante dagli stessi fotoni dello spettro solare, in special modo da quelli ultravioletti e violetti.

L'efficienza degrada nel tempo. Questo effetto purtroppo è comune a tutte le sostanze organiche polimeriche che oggi sono allo studio per realizzare il fotovoltaico a basso costo. Ma questo è un altro discorso, che ci porterebbe lontano.

Vediamo invece come il nuovo concetto possa essere implementato con l'aiuto delle nanotecnologie.

⇒ Slide 100 – Nanocristalli quantistici (Quantum Dots = QDs)

Richiamiamo brevemente il processo di formazione delle bande in un semiconduttore cristallino.

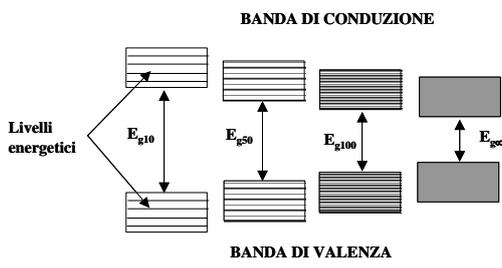
Supponiamo di aggregare un certo numero di atomi in un reticolo cristallino e di andare a vedere come si dispongono i livelli d'energia permessi per gli elettroni di valenza. Si nota subito l'aggregazione dei livelli in due bande, separate da una banda proibita. Se il numero di atomi è piccolo, i livelli permessi sono pochi e tra loro ben separati e l'energy gap è grande. Mano a mano che

aumenta il numero di atomi, i livelli elettronici aumentano di numero e si ravvicinano tra loro, mentre l'energy gap diminuisce. Tutto ciò porta al semiconduttore come lo conosciamo noi, con un numero di atomi grandissimo e i livelli, ancora discreti, ma tanto fitti da essere assimilati ad un continuo, mentre l'energy gap si porta al valore caratteristico del materiale. Sono le due bande a noi ben note e l'energy gap che abbiamo usato per capire il funzionamento della cella.

L'aspetto che ci interessa di questa descrizione consiste nel fatto che, per aggregati cristallini composti da piccoli numeri di atomi, l'energy gap risulta funzione di tale numero, o in alternativa l'energy gap è funzione delle dimensioni dell'aggregato. Per livelli di aggregazione di 10-100 atomi, le dimensioni del piccolo cristallo sono di 1-10 nm. Come vedremo, a queste dimensioni la descrizione del materiale e le sue interazioni con la radiazione devono essere trattate in termini di meccanica quantistica. Pertanto i piccoli aggregati sono stati chiamati "quantum dots", o in italiano "nanocristalli quantistici".

**100 - Nanocristalli quantistici (Quantum Dots):
Formazione di un cristallo semiconduttore**

Negli aggregati cristallini di atomi, al crescere del numero di atomi aumenta il numero dei livelli energetici permessi e diminuisce l'ampiezza della banda proibita. Il valore usuale di E_g va inteso come il limite inferiore a cui tende l'ampiezza della banda proibita per un numero infinito di atomi nel cristallo.



Il diagramma illustra la transizione da livelli energetici discreti a bande continue al crescere del numero di atomi. Sono mostrati quattro stadi di aggregazione. In ogni stadio, i livelli di valenza (inferiori) e di conduzione (superiori) si avvicinano. Le energie di gap sono indicate con E_{g10} , E_{g50} , E_{g100} e $E_{g\infty}$, dove $E_{g\infty}$ rappresenta il gap del materiale cristallino.

Nel campo di aggregazione da circa 10 a 100 atomi, è possibile variare il valore dell'energy gap modulando il numero di atomi aggregati nel cristallo, cioè in funzione delle sue dimensioni corrispondenti a circa 1-10 nm

⇒ Slide 101 – Energy gap nei QDs

Il grafico dà una rappresentazione puramente indicativa di quello che avviene. Partendo da un semiconduttore di energy gap E_g è possibile realizzare una serie di materiali cristallini aventi diversi valori di energy gap E_{gi} , tutti più grandi di E_g ($E_{gi} > E_g$).

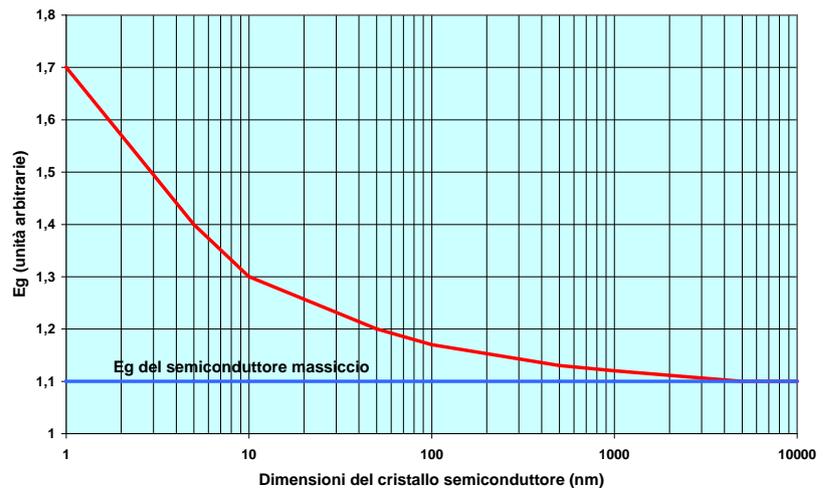
Questo processo, che si ottiene semplicemente riducendo le dimensioni del cristallo, è detto di spostamento della fotosensibilità verso il blu.

La prima decade dell'asse delle

ascisse rappresenta i QDs, cioè i cristalli di dimensioni dell'ordine di 1 - 10 nm le cui caratteristiche optoelettroniche sono particolarmente interessanti per le applicazioni fotovoltaiche.

Variando le dimensioni dei QDs possiamo ottenere materiali con risposta spettrale adattabile a diverse porzioni di spettro solare. Ad esempio, è stato già verificato sperimentalmente che, partendo dal silicio, si possono ottenere una serie di QDs con energy gap fino a 1,4-1,5 eV, mentre con il silicio amorfo si è arrivati fino a 1,7 eV.

La possibilità di modulare l'energy gap ci offre il modo di progettare il materiale in funzione della risposta spettrale che si vuole ottenere. Questo amplia notevolmente il campo di azione delle tecnologie fotovoltaiche ed è essenzialmente su questo che è puntata oggi la ricerca per i dispositivi di terza generazione.



⇒ Slide 102 – Eccitoni e raggio di Bohr

Prima di passare a vedere come possono essere usati i QDs per realizzare i nuovi dispositivi fotovoltaici, occorre soffermarci un momento su alcuni aspetti della fisica dei materiali semiconduttori, per acquisire alcuni termini di linguaggio.

Ricordiamo che, quando un elettrone fotoeccitato passa nella BC lasciando al suo posto la lacuna nella BV, i due portatori fisicamente rimangono nelle vicinanze dell'atomo da cui l'elettrone si

è staccato. La coppia elettrone-lacuna viene chiamata "eccitone" e la distanza media che separa le due cariche viene indicata come "raggio di Bohr dell'eccitone".

Il raggio di Bohr assume valori diversi nei vari semiconduttori ed esso costituisce un parametro caratteristico per stabilire il comportamento del materiale rispetto ai livelli energetici presenti nelle due bande. Se le dimensioni del cristallo sono molto maggiori del raggio di Bohr, allora i livelli energetici nelle due bande possono essere trattati come un continuo. Quando invece il raggio di

102 - Eccitoni e raggio di Bohr

- 1) Quando un elettrone fotoeccitato passa nella BC lasciando al suo posto la lacuna nella BV, i due portatori fisicamente rimangono nelle vicinanze dell'atomo da cui l'elettrone si è staccato. La coppia elettrone-lacuna viene chiamata "eccitone" e la distanza media che separa le due cariche viene indicata come "raggio di Bohr dell'eccitone".
- 2) Il raggio di Bohr assume valori diversi nei vari semiconduttori ed esso costituisce un parametro caratteristico per stabilire il comportamento del materiale rispetto ai livelli energetici presenti nelle due bande. Se le dimensioni del cristallo sono molto maggiori del raggio di Bohr, allora i livelli energetici nelle due bande possono essere trattati come un continuo. Quando invece il raggio di Bohr è più piccolo delle dimensioni del cristallo, allora i livelli energetici delle due bande costituiscono insieme discreti.
- 3) I caratteri fisici dei QDs compaiono in un semiconduttore solo quando le dimensioni del cristallo divengono inferiori al raggio di Bohr caratteristico di quel materiale. Per la maggior parte dei cristalli semiconduttori il raggio di Bohr si colloca nel campo di 1-10 nm, a cui corrispondono aggregati cristallini di 10 - 100 atomi. (QDs = nanocristalli quantistici)
- 4) A causa del fatto che il raggio di Bohr è più grande del diametro del QD avviene che gli elettroni e le lacune che si formano all'interno di un QD, subiscono un effetto di confinamento quantistico (il QD è detto anche Quantum Well = QW), per cui le cariche si mantengono all'interno del QD per un tempo pari alla loro vita media. Poi si ricombinano.

Bohr è più piccolo delle dimensioni del cristallo, allora i livelli energetici delle due bande costituiscono insiemi discreti.

I caratteri quantistici dei QDs compaiono in un semiconduttore solo quando le dimensioni del cristallo divengono inferiori al raggio di Bohr caratteristico di quel materiale. Per la maggior parte dei cristalli semiconduttori il raggio di Bohr si colloca nel campo di 1-10 nm, a cui corrispondono aggregati cristallini di 10 - 100 atomi.

Il fatto che il raggio di Bohr è più grande del diametro del QD comporta che gli elettroni e le lacune, che si formano all'interno di un QD, subiscono un effetto di confinamento quantistico (il QD è detto anche Quantum Well = QW), per cui le cariche si mantengono all'interno del QD per un tempo pari alla loro vita media. Poi si ricombinano.

⇒ Slide 103 – Dispositivi PV a QDs

Riassumiamo brevemente la situazione:

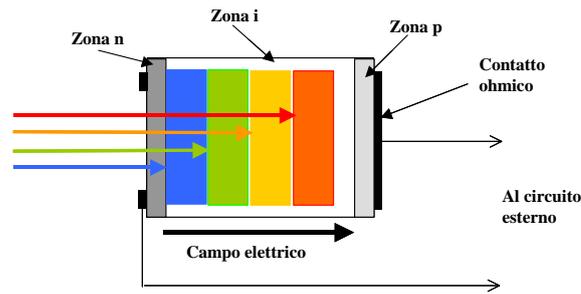
- 1) I QDs possiedono un energy gap di ampiezza modulabile in funzione delle loro dimensioni.
- 2) Partendo quindi dai vari semiconduttori esistenti, è possibile ampliare molto la gamma dei materiali disponibili per l'effetto fotoelettrico. E' possibile progettare il materiale fotosensibile, "accordandolo" con le componenti dello spettro solare in modo da convertirne l'energia in elettroni con la massima efficienza.
- 3) Possiamo idealmente immaginare un dispositivo fotovoltaico realizzato sovrapponendo n strati di QDs a gradazione successiva di energy gap, in modo da assorbire una parte di spettro molto ampia.

103 - Dispositivi PV a QDs

1) I QDs possiedono un energy gap di ampiezza modulabile in funzione del numero di atomi che li compongono, cioè in funzione delle loro dimensioni.

2) Partendo quindi dai vari semiconduttori esistenti, diviene possibile ampliare di molto la gamma dei materiali disponibili per l'effetto fotoelettrico. E' possibile progettare il materiale fotosensibile "accordandolo" con le componenti dello spettro solare in modo da convertirne l'energia in elettroni con la massima efficienza.

3) Possiamo idealmente immaginare un dispositivo fotovoltaico realizzato sovrapponendo n strati di QDs a gradazione successiva di energy gap in modo da assorbire e convertire in elettroni una parte molto più larga dello spettro solare rispetto a quella utilizzabile dal semiconduttore di partenza.



- 3) Possiamo idealmente immaginare un dispositivo fotovoltaico realizzato sovrapponendo n strati di QDs a gradazione successiva di energy gap, in modo da assorbire una parte di spettro molto ampia.

Il dispositivo potrebbe avere la struttura mostrata nella diapositiva. Gli strati di QDs sono inseriti all'interno della zona I di una giunzione NIP, dove sappiamo che esiste il campo elettrico voltaico della giunzione. Gli elettroni prodotti dall'effetto fotoelettrico in ciascuno strato di QDs possono uscire nella zona I ed essere raccolti dal campo elettrico.

Naturalmente lo spessore totale degli strati di QDs è dell'ordine di qualche micron e pertanto la cella è del tipo a film sottile a basso costo.

⇒ Slide 104 – Meccanismo di trasporto delle cariche in un QD

La situazione in cui si trova ciascun QD all'interno della giunzione può essere descritta così.

• Il QD è immerso nella zona di semiconduttore intrinseco della giunzione nip, in cui esiste il campo elettrico voltaico.

• Lo spazio interno di un QD è equipotenziale.

• Il campo elettrico esterno non penetra dentro al QD.

• Le coppie fotogenerate dalla radiazione incidente sono sottoposte al confinamento quantistico e quindi tendono a rimanere

all'interno del QD, dove agisce il processo di ricombinazione secondo la vita media propria del materiale.

A questo punto dobbiamo supporre che le coppie fotogenerate abbiano una vita media più alta della frequenza di arrivo dei fotoni della radiazione solare. In tal modo esse tendono ad accumularsi all'interno del QD, dove si muovono per agitazione termica. Sotto l'azione del gradiente di concentrazione e dell'agitazione termica esse attraversano per effetto tunnel la barriera di confinamento fino a uscire fuori del QD, penetrando nella zona intrinseca. Qui la loro probabilità di ricombinazione è molto bassa, per cui esse sopravvivono per un notevole lasso di tempo.

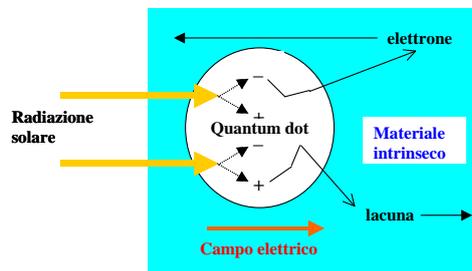
A questo punto esse vengono catturate con calma dal campo elettrico ed avviate agli elettrodi.

Anche in questo caso il processo fotovoltaico è diviso in due parti separate: nella prima si ha la fotogenerazione all'interno dei QDs e nella seconda si ha la raccolta delle cariche in tempo differito da parte del campo elettrico.

Dei vantaggi che offre questo processo in due stadi, ne abbiamo già parlato e non ci torneremo sopra.

Vediamo ora di fare brevemente il punto delle ricerche.

104 - Meccanismo di trasporto delle cariche in un QD



• Il QD è immerso nella zona di semiconduttore intrinseco della giunzione nip, in cui esiste il campo elettrico voltaico.

• Lo spazio interno di un QD è equipotenziale

• Il campo elettrico esterno non penetra dentro al QD

• Le coppie fotogenerate sono sottoposte al confinamento quantistico.

Poiché le coppie fotogenerate hanno una vita media più alta della frequenza di arrivo dei fotoni della radiazione solare, esse tendono ad accumularsi all'interno del QD, dove si muovono per agitazione termica. Sotto l'azione del gradiente di concentrazione esse attraversano per effetto tunnel la barriera di confinamento fino a uscire fuori del QD, penetrando nella zona intrinseca in cui la loro probabilità di ricombinazione è molto bassa.

A questo punto esse vengono catturate dal campo elettrico ed avviate agli elettrodi.

⇒ Slide 105 – La situazione della ricerca sui QDs

Una rassegna su questo tema richiederebbe di per sé almeno lo spazio di un'intera lezione ed una competenza specialistica, che non è in nostro possesso.

Tutto quello che possiamo dire è che i QDs vengono usati nella ricerca attuale come strati per realizzare il concetto dei super reticoli di Leo Esaki degli anni '70, concetto che era stato messo

da parte per le difficoltà tecnologiche incontrate nella loro realizzazione. Ora questo concetto sta trovando nuova vita con le nanotecnologie dei QDs. Si possono citare a titolo di esempio due casi emblematici:

1) Sono stati realizzati super reticoli a strati di QDs di Si immersi in una matrice di SiO₂, le cui caratteristiche optoelettroniche di assorbimento e di emissione confermano la possibilità di allargare la risposta spettrale delle celle. Non è ancora stato realizzato alcun dispositivo fotovoltaico con questi materiali. (UNSW-AU)

2) Un multi strato super reticolare di QDs di InGaAs è stato impiegato all'interno di un dispositivo a giunzione N⁺/N/P/P⁺ fatta con GaAs (struttura complessa fatta da uno strato sottile N⁺ di GaAs sovrapposto ad uno strato N di GaAs separato dall'altro lato della giunzione P/P⁺ di GaAs da un super reticolo di QDs fatti di InGaAs). In questo caso i QDs sono usati per realizzare il concetto della banda intermedia. Il dispositivo ha mostrato una risposta spettrale nettamente più larga di quella della giunzione semplice, ma l'efficienza di conversione è risultata inferiore alle aspettative a causa dell'imprevisto abbassamento della tensione a circuito aperto. (NREL-USA)

Con queste note si potrebbe concludere la nostra chiacchierata sulla tecnologia fotovoltaica e le sue problematiche, se non volessimo chiudere con qualche cenno sulla situazione odierna delle applicazioni e del mercato.

⇒ Slide 106 – La situazione degli impianti PV nei Paesi OCSE

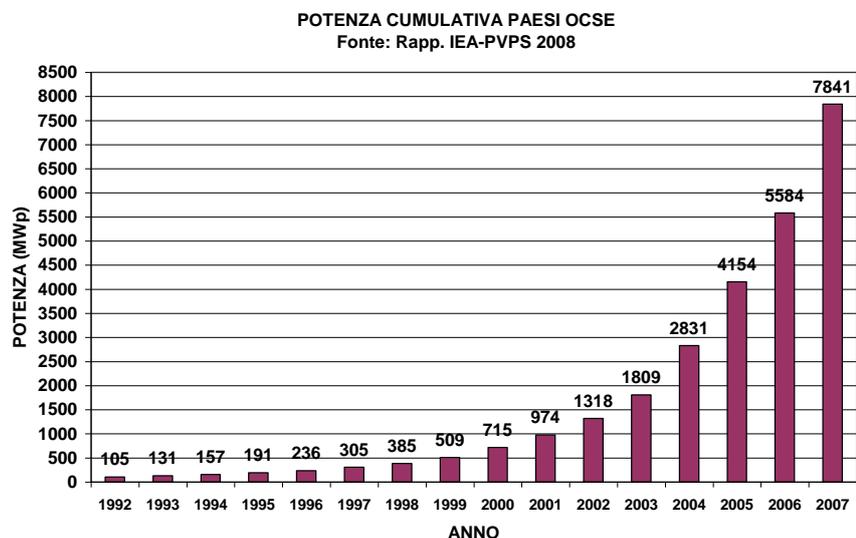
La diapositiva mostra l'andamento storico della potenza cumulativa degli impianti installati nei paesi dell'OCSE.

Si può notare la crescita esponenziale ed il livello di 7841 MWp raggiunto nel 2007.

105 - La situazione della ricerca sui DQs

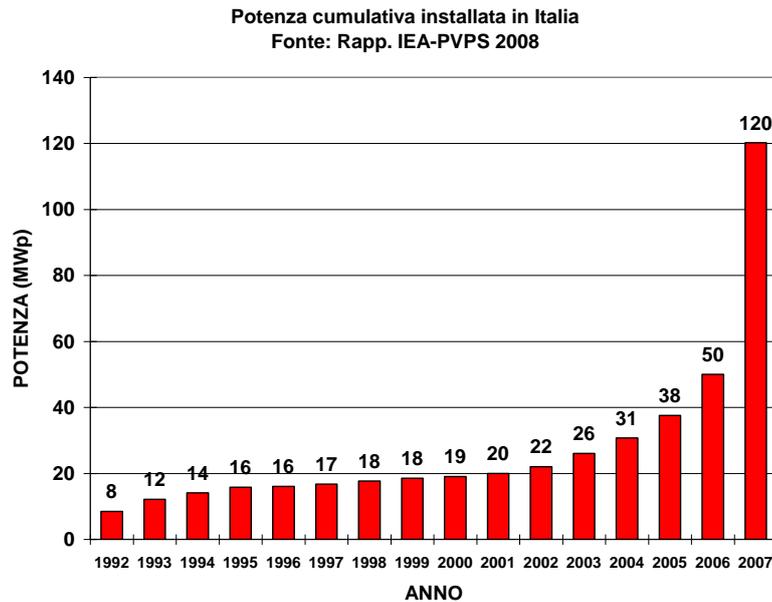
1) Sono stati realizzati super reticoli a strati di QDs di Si immersi in una matrice di SiO₂, le cui caratteristiche optoelettroniche di assorbimento e di emissione confermano la possibilità di allargare la risposta spettrale delle celle. Non è ancora stato realizzato alcun dispositivo fotovoltaico con questi materiali. (UNSW-AU)

2) Un multi strato super reticolare di QDs di InGaAs è stato impiegato all'interno di un dispositivo a giunzione n+/n/p/p+ con GaAs (n+GaAs/nGaAs/InGaAsQDs/pGaAs/p+GaAs) per realizzare il concetto della banda intermedia. Il dispositivo ha mostrato una risposta spettrale nettamente più larga di quella della giunzione semplice, ma l'efficienza di conversione è risultata inferiore alle aspettative a causa dell'imprevisto abbassamento della tensione a circuito aperto. (NREL-USA)



⇒ Slide 107 – La situazione degli impianti PV in Italia

Dal grafico si vede la crescita impetuosa della potenza installata negli anni recenti. Nel 2007 la potenza totale ammontava a 120 MWp ed il raddoppio dell'ultimo anno è dovuto agli effetti delle incentivazioni dette del Conto Energia.



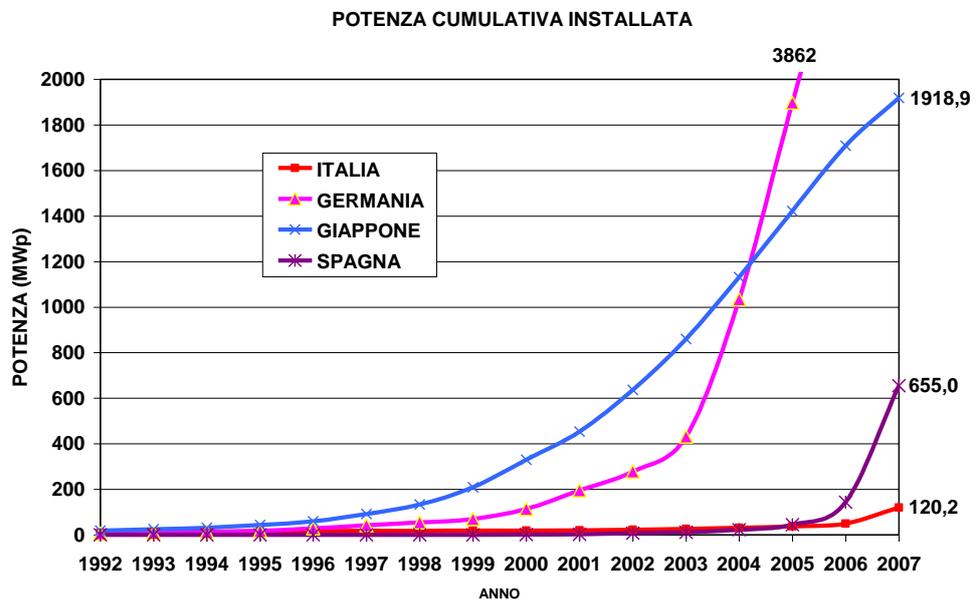
⇒ Slide 108 – La situazione a confronto

Il grafico mostra il confronto tra gli andamenti della potenza installata nei quattro paesi più attivi in campo fotovoltaico.

Si vede come l'Italia si sia svegliata solo intorno al 2006.

A fronte dei 120 MW italiani, il Giappone ha installato nel 2007 circa 1919 MW, mentre la

Germania esce addirittura di scala con 3862 MW.



⇒ Slide 109 – La situazione mondiale del mercato

Si ripete

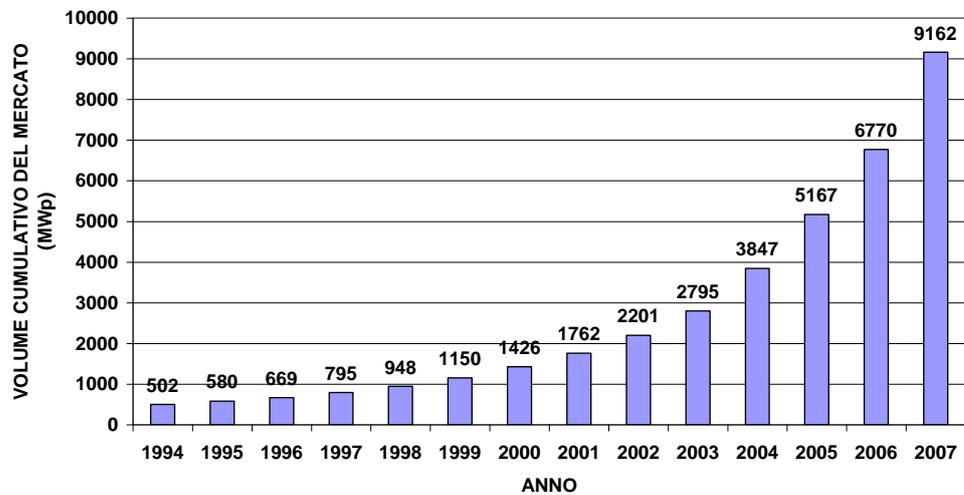
l'andamento esponenziale crescente con un tasso annuale degli ultimi anni pari a oltre il 30%.

Se tale tasso si mantenesse inalterato per i prossimi anni e non esistessero limiti all'abbassamento del costo di produzione, la curva di apprendimento

economico per effetto di scala

potrebbe raggiungere la competitività con un volume di mercato di 25000 MWp entro cinque anni. Tuttavia il condizionale è d'obbligo per le ragioni relative ai limiti di sviluppo della presente tecnologia, di cui abbiamo parlato.

MERCATO CUMULATIVO MONDIALE
Fonte: Rapp. EPIA/Greenpeace, Solar Generation V-2008



Concludiamo infine con alcuni esempi emblematici di applicazione degli impianti fotovoltaici.

⇒ Slide 110 – Impianto fotovoltaico dell'Isola di Vulcano (Eolie)

L'impianto mostrato nella diapositiva ha una potenza di 80 kWp e genera circa 136000 kWh all'anno, che corrispondono al fabbisogno elettrico di circa 50 famiglie. E' connesso alla rete elettrica locale ed è in funzione da 27 anni, cioè dal 1982.

Costituisce un esempio dell'affidabilità dei sistemi fotovoltaici realizzati con moduli al silicio della presente linea tecnologica.



⇒ **Slide 111 – Rifugio alpino Blasi (Val Ridanna – Vipiteno)**

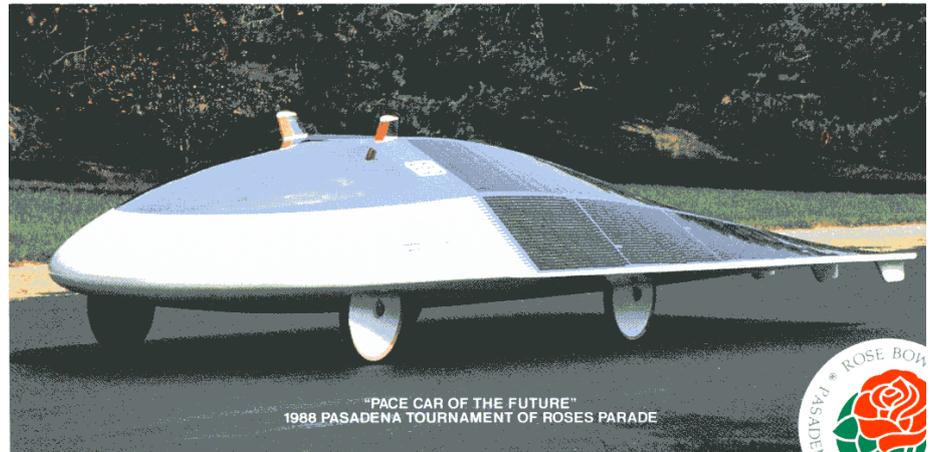
Si tratta di un impianto da 3 kWp destinato all'elettrificazione dei servizi del rifugio Blasi, che si trova in Val Ridanna nei pressi di Vipiteno a 3200 m s.l.m.

Lo citiamo soltanto come dimostrazione della versatilità del fotovoltaico rispetto alle diverse tipologie di applicazione.



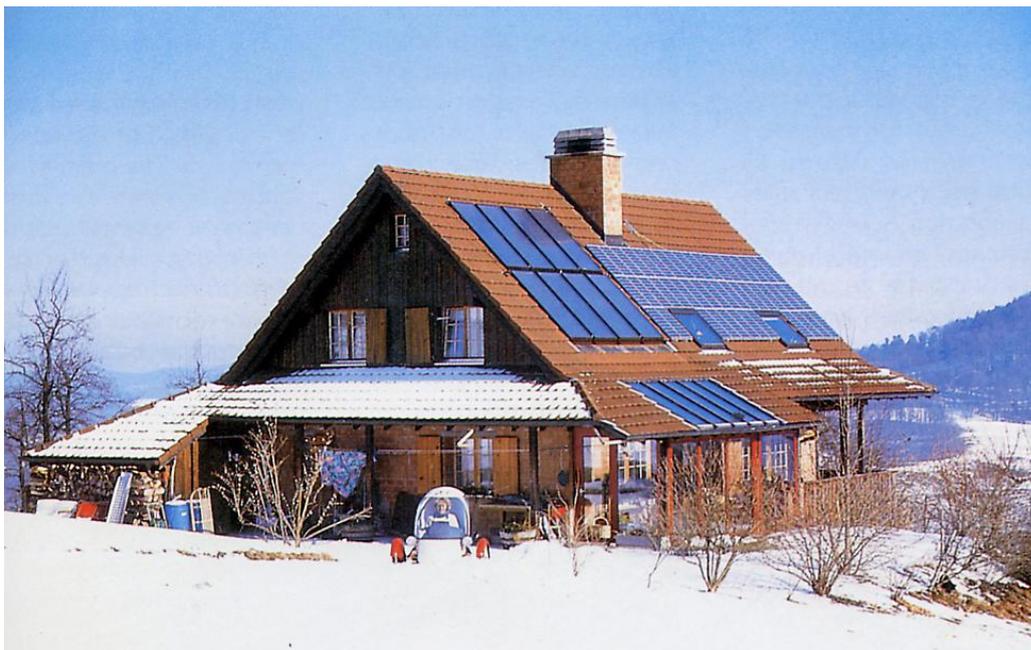
⇒ **Slide 112 – Auto elettrica fotovoltaica**

L'immagine mostra una curiosità storica. Si tratta dell'automobile elettrica fotovoltaica che vinse il raid di attraversamento dell'Australia nel 1987 alla media di 67 km/h. Nei rettilinei l'auto raggiunse la velocità di 180 km/h. Le celle fotovoltaiche di cui era ricoperta erano quelle della Spectrolab utilizzate per le applicazioni spaziali.



⇒ Slide 113 – Casa solarizzata autonoma

L'immagine ci mostra una delle applicazioni più valide della tecnologia fotovoltaica in abbinamento con quella dei collettori solari termici. La casa è resa energeticamente autonoma: i moduli fotovoltaici posti sul tetto forniscono l'elettricità alle



batterie di accumulo, a cui sono collegati i servizi elettrici. I collettori solari termici forniscono l'acqua calda sanitaria e parte del riscaldamento, che è integrato da stufe a legna.

E' l'esempio di un nuovo modo di vita a cui si potrà ricorrere quando saranno esauriti i combustibili fossili.

Riferimenti bibliografici

- Bardeen J, Brattain W. H., (1948), *The Transistor: A Semiconductor Triode*, Phys. Rev., Vol.74, p.230.
- Chapin D.M., Fuller C.S., Pearson G.L. (1954), *A new Silicon pn Junction Photocell for Converting Solar Radiation into Electrical Power*, J. Appl. Phys., vol.25, n.5, May 1954, pp.676-677.
- Coiante D., (2004), *Le nuove fonti di energia rinnovabile*, Ed. Franco Angeli, Milano 2004.
- Coiante D., (2008), *Fotovoltaico: il processo evolutivo e le nuove frontiere*, Edizioni ENEA, dicembre 2008
- Green M. A., (1982), *Solar Cells*, Prentice Hall Inc., p.215
- IEA, (2008), *Trends in Photovoltaic Applications: Survey Report of Selected IEA Countries between 1992 and 2007*, Report IEA-PVPS T1-17:2008
- Lange B.,(1931), *Magic Plates Tap Sun for Power*, Popular Science Monthly, 118, 1931, p.41, riportato da John Perlin, *Dal Sole: l'energia solare dalla ricerca spaziale agli usi sulla terra*, Edizioni Ambiente, Milano 2000, p.28
- Planck M., (1959), *The Theory of Heat Radiation*, Ed. Dover Publications, Inc., New York, p.171
- Shockley W., (1949), *The Theory of p-n Junctions in Semiconductors and p-n Junction Transistors*, Bell Syst. Tech. J., Vol. 28, p.435.
- Shockley W., Queisser H. (1961), *Detailed Balance Limit of Efficiency of pn Junction Solar Cells*, J. Appl. Phys., Vol. 32, n.3, march, pp.510-519